

Coûts évités

Mise à jour de la méthodologie et des projections

Rédigé pour:



Énergir
Rapport final soumis le 2 septembre 2022.¹

¹ Les liens internet dans ce rapport sont valides à cette date.



Rédigé pour:



Énergir

Bruno Gobeil
Conseiller principal – Efficacité énergétique
Marché du carbone et efficacité énergétique
+1 514 598 3744
www.energir.com

Rédigé par:



Dunsky Énergie + Climat

50 rue Sainte-Catherine Ouest, bur. 420
Montréal, QC, H2X 3V4
+ 1 514 504 9030
www.dunsky.com | info@dunsky.com

À propos de Dunsky



Dunsky a pour mission d'aider ses clients à accélérer la transition énergétique, de façon efficace et responsable. À cet effet, nous offrons des services analytiques et stratégiques centrés sur les bâtiments (efficaces), les énergies (renouvelables) et la mobilité (durable).

Basée à Montréal, Dunsky appuie une clientèle nord-américaine, composée de gouvernements, distributeurs d'énergie et autres, par le biais de trois services clés : nous **quantifions les opportunités** (techniques, économiques, commerciales); nous **concevons des stratégies** (programmes, politiques, réglementation) et nous en **évaluons la performance** (dans une perspective d'amélioration continue).

EXPERTISE

SERVICES

Quantifier le potentiel

Concevoir les stratégies

Évaluer la performance

Bâtiments + Industrie

Énergies

Mobilité

GOUVERNEMENTS

ENTREPRISES D'ÉNERGIE

CORPORATIF + OBNL

SOMMAIRE

Énergir fait régulièrement évaluer les coûts évités par la non-livraison d'une unité de gaz naturel (GN) par des consultants externes. Énergir a mandaté Dunsky Énergie + Climat ('Dunsky') pour mettre à jour les coûts évités à compter de l'année 2022 pour une période de 30 ans, soit 2022-2051. Cette étude donne suite à l'étude précédente, finalisée début 2018 par Dunsky, qui avait calculé les coûts évités pour 2019-2038.

Notre mandat était tout d'abord d'évaluer si la méthodologie d'estimation des coûts évités utilisée par Énergir répondait toujours aux meilleures pratiques, d'y apporter des améliorations au besoin, et enfin de déterminer les coûts évités pour la période 2022-2051 suivant la méthodologie retenue.

Comme lors de notre étude précédente, nous avons effectué un balisage des méthodologies utilisées par d'autres distributeurs gaziers (Ontario, Colombie-Britannique et Nouvelle-Angleterre). Bien qu'il existe des différences entre les méthodologies des divers acteurs, **nous concluons que la méthodologie générale utilisée par Énergir — la méthode des coûts marginaux ciblés — respecte les bonnes pratiques** et est appropriée dans le contexte d'Énergir, en combinant précision des coûts et simplicité de calcul. De façon générale, les méthodologies de certains autres distributeurs gaziers se sont plutôt rapprochées de celle d'Énergir depuis 2018, notamment la prise en considération du prix du carbone (Ontario, Massachusetts) et l'abandon d'un calcul séparé pour le chauffage de l'eau (Ontario).

Néanmoins, **cette étude introduit deux ajouts principaux par rapport à celle de 2018** : (1) l'inclusion d'une part de gaz naturel renouvelable (GNR) dans le prix de fourniture, et (2) l'ajout en annexe d'un deuxième scénario (appelé scénario 'net zéro') qui se différencie du scénario principal de ce rapport (appelé scénario 'trajectoire actuelle') par l'utilisation de projections plus élevées du prix carbone du Système Québécois de Plafonnement et d'Échange de Droits d'Émission (SPEDE) après 2030.

- 1. Gaz naturel renouvelable :** Énergir s'est doté d'une cible de 10 % de GNR dans son réseau d'ici 2030. Conséquemment, nous incluons le GNR dans les coûts évités, ce qui augmente les coûts évités de la composante 'fourniture' et diminue les coûts évités de la composante SPEDE. Cette approche suit celle constatée au Vermont, où Vermont Gas (VGS) a des cibles de GNR, et considère le GNR dans ses coûts évités.
- 2. Scénario Net Zéro :** L'introduction d'un scénario 'net zéro' vise à prendre en compte les efforts considérables nécessaires à l'atteinte de la cible de carboneutralité du Gouvernement du Québec pour 2050. Spécifiquement, alors que le scénario 'trajectoire actuelle' applique une croissance linéaire aux projections du SPEDE à partir de 2030, le scénario 'net zéro' base ses projections du SPEDE sur les coûts marginaux de réduction d'une tonne de gaz à effets de serre (GES), estimés dans l'étude « Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – horizons 2030 et 2050 (Mise à jour 2021) »²,

² Disponible ici : https://www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf.

préparée pour le Gouvernement du Québec par Dunsky avec le support de ESMIA consultants³.

Les coûts évités du scénario ‘trajectoire actuelle’ seront retenus par Énergir comme scénario de référence dans le cadre de l’analyse du test du coût total en ressources (TCTR). Les coûts évités du scénario ‘net zéro’ seront utilisés par Énergir dans une perspective d’analyse de sensibilité lors du calcul du TCTR.

À la lumière des considérations précédentes, **les composantes retenues pour le calcul des coûts évités d’Énergir 2022-2051 sont les suivantes :**

- Approvisionnement gazier
 - Coût de fourniture (F), *en tenant compte de la part marginale du GNR*
 - Coût de transport (T)
 - Coût d’équilibrage (pour les volumes de chauffage seulement)
- Distribution
 - Gaz perdu
 - Renforcement du réseau de distribution
 - Redevance à la Régie du bâtiment
 - Quote-part de Transition énergétique Québec
- SPEDE
 - Coûts des droits d’émission de GES, *en tenant compte de la part marginale du GNR*

La composante ‘rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires’, incluse lors de l’étude précédente, n’a pas été considérée ici à la suite d’une modification de la comptabilisation de ces coûts approuvée en 2021 par la Régie de l’Énergie. De plus, des ajustements mineurs à certaines composantes ont été apportés au calcul de certaines composantes. Ces modifications découlent principalement de changements dans la disponibilité ou présentation de certaines données obtenues de la part d’Énergir. Le détail de ces ajustements est présenté dans les sections qui présentent chacune des composantes.

[REDACTED], et ce dans les deux scénarios (qui ne divergent qu’après 2030). Les projections des coûts évités pour les années financières 2022-2051 sont présentées à la section 4 et à l’Annexe A de ce rapport, pour les scénarios ‘trajectoire actuelle’ et ‘net zéro’, respectivement.

³ ESMIA Consultants était responsable de la modélisation au moyen du modèle NATEM et a gracieusement autorisé l’utilisation de certaines données de leur modèle pour la présente étude.

Table des matières

SOMMAIRE..... i

1. Introduction..... 5

1.1 Contexte5

1.2 Portée de l'étude.....5

1.3 Notre approche5

1.4 Structure du rapport5

2. Examen de la méthodologie actuelle 7

2.1 Revue sommaire de la littérature7

2.1.1 Concept et théorie des coûts évités..... 7

2.1.2 Principales composantes des coûts évités 7

2.1.3 Revue des méthodes d'allocation des coûts évités 8

2.2 Revue des méthodologies utilisées par Énergir et ailleurs.....9

2.2.1 Horizon des projections et segmentation par usage 11

2.2.2 Revue des composantes..... 12

2.3 Modifications évaluées et rejetées..... 14

2.4 Modifications évaluées et adoptées 16

2.4.1 Prise en compte du Gaz Naturel Renouvelable (GNR) dans le calcul des coûts évités..... 16

2.4.2 Retrait de la composante 'rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires' 18

2.5 Méthodologie retenue..... 18

3. Composantes des coûts évités du scénario 'trajectoire actuelle' 19

3.1 Approvisionnement gazier..... 19

3.1.1 Coût de fourniture (F)..... 20

3.1.2 Coût de transport (T) 21

3.1.3 Coût d'équilibrage 21

3.2 Distribution 23

3.2.1 Gaz perdu..... 23

3.2.2 Renforcement du réseau de distribution 23

3.2.3 Redevances à la régie du bâtiment..... 24

3.2.4 Quote-part payable au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles 25

3.3 SPEDE..... 25

3.3.1 Coûts des droits d'émission de GES	25
--	----

4. Projection des coûts évités pour 2022-2051, scénario 'trajectoire actuelle'	26
---	-----------

ANNEXES.....	30
---------------------	-----------

Annexe A – Scénario 'net zéro'	30
---	-----------

Présentation du scénario 'net zéro'.....	30
--	----

Prix du SPEDE █████ plus élevé en 2050	31
--	----

GNR : un point d'inflexion atteint.....	32
---	----

Projections des coûts évités pour 2022-2051, scénario 'net zéro'	33
--	----

Comparaison illustrative des deux scénarios	37
---	----

Annexe B – Équilibrage	38
-------------------------------------	-----------

Annexe C – Renforcement du réseau.....	39
---	-----------

Annexe D – Taux d'indexation	40
---	-----------

Annexe E – Point d'inflexion pour le GNR.....	41
--	-----------

1. Introduction

1.1 Contexte

Depuis le dépôt de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en 2000, Énergir a régulièrement fait évaluer par des consultants externes les coûts évités par la non-livraison d'une unité de gaz naturel. Ces études, réalisées à intervalles de trois ou quatre ans de 2000 à 2018, ont été déposées à la Régie de l'énergie dans le cadre des dossiers tarifaires⁴. Pour mettre à jour les coûts évités à compter de l'année 2022, Énergir a mandaté Dunsky Énergie + Climat afin d'examiner — et d'ajuster au besoin — la méthodologie actuelle et d'établir une projection des coûts évités pour l'horizon 2022-2051.

1.2 Portée de l'étude

Notre mandat s'est articulé autour des activités suivantes :

1. Une revue de littérature et des recherches complémentaires sur les méthodologies utilisées par les distributeurs gaziers en Ontario, en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Angleterre;
2. Une évaluation du degré d'applicabilité de ces méthodologies dans le contexte d'Énergir;
3. Le calcul des coûts évités pour la période 2022-2051 suivant la méthodologie retenue.

1.3 Notre approche

Dans un premier temps, une revue documentaire des méthodes de calcul des coûts évités utilisées dans trois régions particulièrement pertinentes pour Énergir a été effectuée : l'Ontario, la Colombie-Britannique et la Nouvelle-Angleterre. Le balisage a permis d'identifier des éléments pris en compte dans ces régions, qui ne sont pas actuellement intégrés dans la méthodologie utilisée par Énergir. Ces éléments ont fait l'objet d'une analyse plus poussée visant à déterminer leur pertinence pour Énergir.

Une fois la méthodologie établie, chacune des composantes des coûts évités d'Énergir a été analysée et les valeurs ont été mises à jour avec les données les plus récentes. Les données utilisées proviennent d'une variété de sources, la plupart déposées à la Régie de l'énergie lors de la Cause tarifaire 2022-2023, mais également d'autres documents fournis par Énergir.

1.4 Structure du rapport

Ce rapport est structuré comme suit :

Section 1 – Introduction

Cette section décrit le contexte dans lequel ce rapport a été conçu, la portée de l'étude, notre approche et la structure de ce rapport.

⁴ La dernière étude des coûts évités a été déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019, R-4018-2017, pièce B-0048, accessible ici http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/424/DocPrj/R-4018-2017-B-0048-DemAmend-Piece-2018_03_29.pdf. La précédente avait été déposée dans le cadre de la Cause Tarifaire 2015, R -3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3. [Kayal et Associés (2014). Mise à jour de l'évaluation des coûts évités du gaz naturel pour Gaz Métro, 2013].

Section 2 – Examen de la méthodologie actuelle

Cette section présente les résultats du balisage, l'analyse des éléments additionnels considérés pour inclusion potentielle dans les coûts évités et les recommandations finales concernant la méthodologie de calcul des coûts évités d'Énergir.

Section 3 – Composantes des coûts évités du scénario 'trajectoire actuelle'

Cette section décrit les composantes retenues, analysées et quantifiées pour le calcul des coûts évités d'Énergir.

Section 4 – Projection des coûts évités pour 2022-2051, scénario 'trajectoire actuelle'

Cette dernière section fournit une projection des coûts évités d'Énergir sur une période de 30 ans.

Annexes

La présentation du scénario additionnel 'net zéro', ses résultats, ainsi que des calculs additionnels relatifs à certaines composantes des coûts évités sont fournis en annexe.

2. Examen de la méthodologie actuelle

Avant d'explorer les composantes des coûts évités, une revue de la littérature et un balisage ont été réalisés afin de s'assurer qu'Énergir suit les bonnes pratiques en matière de méthodologie de calcul des coûts évités. La revue de littérature et le balisage ont identifié des pistes d'amélioration à évaluer, et mené à une recommandation sur la méthodologie à utiliser.

2.1 Revue sommaire de la littérature

Cette section 2.1 reprend certains éléments de l'étude précédente (Dunsky, 2018), étant donné qu'il s'agit en partie d'informations d'ordre générales, et que notre analyse n'a pas identifié de changements majeurs.

2.1.1 Concept et théorie des coûts évités

Le concept des coûts évités s'est diffusé aux États-Unis à compter de 1978, après l'adoption de la Loi sur les politiques de réglementation des services publics (*Public Utility Regulatory Act – PURPA*), qui obligeait les distributeurs d'électricité à calculer leurs coûts évités et à rétribuer les petits producteurs d'énergie renouvelable (*Qualified Facilities*) selon ces « tarifs »⁵.

Au fur et à mesure que ces coûts évités ont été portés à la connaissance de l'industrie et des organismes de réglementation, il est devenu évident que l'efficacité énergétique pourrait réduire la consommation d'énergie à une fraction des coûts évités qui étaient payés aux petits producteurs. Ce constat a ainsi permis de justifier le financement de programmes d'efficacité énergétique. **Le concept des coûts évités est utilisé depuis cette période pour évaluer la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique** pour le gaz naturel et l'électricité.

En théorie économique, le terme « coûts évités » s'apparente aux coûts marginaux et représente le coût unitaire pour acquérir une quantité d'énergie supplémentaire. Le coût évité doit être distingué des coûts historiques⁶. L'estimation des coûts évités implique une prévision des coûts futurs, dans le but de prendre des décisions avisées en matière d'investissement. À l'inverse, les coûts historiques sont utilisés aux fins du calcul des revenus requis pour établir les tarifs d'énergie.

En pratique, les méthodologies de calcul des coûts évités emploient souvent à la fois le concept économique de coût évité et le concept comptable de coût historique pour arriver à des résultats équilibrés entre simplicité de calcul, transparence, et facilité d'explication, tout en maintenant un bon niveau de précision.

2.1.2 Principales composantes des coûts évités

Les coûts évités du gaz naturel peuvent être divisés en deux composantes principales :

⁵ Busch et Comnes (1995). *Resource Planning for Gas Utilities: Using a Model to Analyze Pivotal Issue*. Lawrence Berkeley National Laboratory, pg. 27.

⁶ Turvey (2000). *What are Marginal Costs and How to Estimate Them?* University of Bath School of Management, Centre for the Study of Regulated Industries, pg. 1.

1. **Le coût pour l’approvisionnement gazier** : Le coût du gaz lui-même (c.-à-d. la fourniture) et de l’infrastructure de transport et de stockage nécessaire pour acheminer le gaz du point d’origine (bassin d’approvisionnement) vers le point de livraison (réseau de distribution).
2. **Le coût de distribution** : Le coût de l’infrastructure de distribution nécessaire pour acheminer le gaz du point de livraison aux clients finaux et divers coûts variables.

Le **coût de la fourniture** est compris dans les **coûts d’approvisionnement gazier**, et est la composante la plus importante des coûts évités⁷, représentant parfois plus de la moitié du coût évité total. Ce coût est lié au coût du gaz aux carrefours d’approvisionnement, comme Dawn en Ontario, ou Henry Hub en Louisiane. Henry Hub est le lieu de négociation de contrats de gaz naturel le plus « liquide » en Amérique du Nord, tandis que Dawn est la principale source d’approvisionnement du gaz naturel d’Énergir. Dans les dernières années, diverses juridictions ont commencé à injecter du gaz naturel renouvelable dans leur réseau. Lorsque le volume de GNR varie avec le volume total d’approvisionnement gazier, une part de chaque unité de gaz évitée est du GNR, et le prix du GNR est donc appliqué aux coûts d’approvisionnement gazier en fonction de sa part. Le prix du GNR, étant souvent produit localement, varie fortement en fonction des juridictions, et est généralement plus élevé que celui du gaz naturel.

Les **autres coûts d’approvisionnement gazier** sont constitués de deux éléments. Le premier élément est le coût fixe de la construction et du maintien de la capacité de **transport**, de stockage et de retrait des gazoducs. Le deuxième élément est le coût variable pour opérer le système en amont. Cet élément, connu sous le nom de coût de compression et **d’équilibrage**, représente les coûts d’utilisation variables (selon le volume) pour le transport de gaz sur un gazoduc et pour les injections et les retraits de stockage ainsi que la fraction des volumes de gaz reçus par un gazoduc ou une installation de stockage qui est utilisée comme gaz de compression.

Troisièmement, les **coûts de distribution** pour acheminer le gaz jusqu’aux clients finaux sont à considérer. Premièrement, le coût variable du **gaz perdu** et non comptabilisé doit être inclus, ce qui correspond aux pertes non mesurées qui se produisent entre le point de livraison et le client final. Deuxièmement, les coûts de distribution comprennent le coût en capital fixe pour le **renforcement du réseau de distribution** existant et son entretien ou lorsque la croissance de la charge crée un besoin supplémentaire. Troisièmement, divers coûts variables peuvent parfois s’appliquer, notamment des **contributions à des organismes gouvernementaux**.

Enfin, depuis la deuxième moitié des années 2010, certaines juridictions ont commencé à prendre en compte le **coût appliqué au gaz à effets de serre** (GES) dans le calcul des coûts évités, puisque l’économie d’une unité de gaz naturel évite aussi le paiement des droits d’émissions correspondant. Ces droits d’émissions ne s’appliquent généralement pas, ou à moindre niveau, à la part du réseau fournie en GNR.

2.1.3 Revue des méthodes d’allocation des coûts évités

Les rapports précédents sur les coûts évités préparés pour Énergir ont examiné les méthodes d’allocation des coûts évités et se sont concentrés sur quatre méthodes de calcul, soit les principales méthodes que

⁷ ICF International (2016). Natural Gas Conservation Potential Study – submitted for Ontario Energy Board, pg. 4.

l'on retrouve dans la littérature. Elles sont ici listées par ordre décroissant de simplicité et croissant de précision⁸ :

1. **Méthode générique représentative** (*generic proxy approach*) : Le coût d'une source ou d'un ensemble de sources d'approvisionnement gazier est considéré comme étant celui du coût évité. Cette méthode peut approximer un coût marginal dans le cas où la source choisie est la plus dispendieuse. Cependant, le choix de la source d'approvisionnement alternative découle habituellement d'une décision réglementaire prise en fonction d'objectifs longs-termes de la juridiction, et ne reflète pas nécessairement et proprement parlant le coût marginal immédiat.
2. **Méthode des coûts moyens** : La moyenne du coût unitaire de toutes les sources d'approvisionnement, pondérée selon le poids relatif de leur contribution volumétrique aux retraits totaux, est considérée comme le coût évité. Cette méthode a l'avantage de fournir une estimation simple, mais faire l'hypothèse que le coût moyen est égal au coût marginal est généralement incorrect.
3. **Méthode des coûts marginaux ciblés** (*targeted marginal cost*) : Des coûts évités distincts sont calculés selon le type de demande en gaz (par exemple, type de charge « chauffage » ou « base », saisonnalité, volume et profil annuels des retraits). Chaque composante est analysée indépendamment avec le but d'obtenir son coût marginal.
4. **Méthode du calcul direct** (*differential revenue requirements*) : La différence entre le coût total du système d'approvisionnement gazier avant et après l'application des programmes ou des mesures en efficacité énergétique est utilisée pour calculer le coût évité. Cette approche nécessite des modèles complexes pour faire l'estimation des coûts.

Les deux premières méthodes ne reflètent pas les coûts marginaux. Par conséquent, elles ne sont pas considérées comme une bonne pratique et ainsi n'apparaîtront pas dans la discussion sur les sources d'information ou les méthodes de prévision ci-dessous.

Les deux dernières méthodes, soit la méthode des coûts marginaux ciblés et la méthode du calcul direct, sont fondées sur les principes de causalité des coûts, ce qui est une condition préalable pour être considérée comme une bonne pratique. **Cependant, la méthode des coûts marginaux ciblés est relativement simple par rapport aux modèles d'optimisation utilisés pour calculer les besoins en revenus différentiels. La simplicité contribue également à la transparence de l'approche, au bénéfice des parties prenantes. Enfin, la méthode des coûts marginaux ciblés a été adoptée par la Régie de l'énergie en vertu de la décision D-2000-211 et utilisée lors des mises à jour subséquentes.**

2.2 Revue des méthodologies utilisées par Énergir et ailleurs

Pour compléter la revue de la littérature, les méthodologies utilisées par les distributeurs gaziers de trois autres régions ont été analysées :

⁸ Cause tarifaire 2015, R -3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3, p. 23. [Kaya]

- Colombie-Britannique (FortisBC)⁹
- Ontario (Enbridge)¹⁰
- Nouvelle-Angleterre (plusieurs distributeurs)¹¹

Ces régions ont été sélectionnées, car elles sont relativement comparables au Québec. Les distributeurs gaziers y sont actifs en matière d'efficacité énergétique et leurs méthodologies de calcul des coûts évités sont facilement accessibles et documentées.

Le Tableau 1 illustre quelles méthodologies Énergir et les trois autres distributeurs gaziers sélectionnés pour le balisage utilisent pour le calcul de leurs coûts évités.

Tableau 1. Balisage des méthodologies de calcul des coûts évités

Méthodologie	Méthode générique représentative (generic proxy approach)	Méthode des coûts moyens	Méthode des coûts marginaux ciblés (targeted marginal cost)	Méthode du calcul direct (differential revenue requirements)
Énergir			✓	
Colombie-Britannique	✓ ¹²	✓		
Nouvelle-Angleterre			✓	
Ontario				✓

Le Tableau 1 met en évidence qu'il n'y a pas consensus sur la méthode de calcul des coûts évités à utiliser. Parmi les quatre juridictions étudiées, seules deux ont adopté la même méthode de calcul, soit Énergir et la Nouvelle-Angleterre. Toutefois, notre revue de littérature a montré que les deux dernières méthodes (les coûts marginaux ciblés et le calcul direct) reposent sur les meilleures pratiques.

Si Énergir adoptait une méthode plus simple (comme c'est le cas en Colombie-Britannique), elle sacrifierait une partie de la précision qui a toujours prévalu depuis les premières prévisions de coûts

⁹ FortisBC Energy Inc. (2018). *Application for Acceptance of Demand Side Management (DSM) Expenditures Plan for the period covering from 2019 to 2022 – Appendix F Avoided Cost of Gas Calculation Methodology*, page 429. Voir https://fbcdotcomprod.blob.core.windows.net/libraries/docs/default-source/about-us-documents/regulatory-affairs-documents/gas-utility/180622_fej_2019-2022_dsm_expenditures_plan_ff.pdf.

¹⁰ Enbridge's [DSM plan application 2022-2027](#). Voir « exhibit E, tab 5, schedule 1, page 4 » pour les composantes des coûts évités, et « exhibit E, tab 5, schedule 1, attachment 3 » pour les calculs de 2021.

Les détails de calculs des coûts évités de distribution pour les deux zones tarifaires de Enbridge (« Union » et « EGD ») sont décrits dans ICF International (2018, « *Assessment of Union Gas Avoided Local Distribution System Infrastructure Costs* », section 2), et Navigant (2015, « *Avoided Distribution Costs* »). Ces deux rapports sont inclus dans le [document suivant](#) (2021-11-15) aux pages 367 et 332 du PDF (« EB-2021-0002, Exhibit I.5.EGI.ED.16, Attachment 3 » et « EB-2021-0002, Exhibit I.5.EGI.ED.16, Attachment 4 », respectivement).

¹¹ Synapse Energy Economics Inc. (2021). *Avoided Energy Supply Components in New England: 2021 Report, Prepared for AESC 2021 Study Group*. Voir <https://www.synapse-energy.com/avoided-energy-supply-costs-new-england-aesc>.

¹² La Colombie-Britannique utilise la méthode générique représentative pour déterminer les coûts de fourniture et utilise la méthode des coûts moyens pour tous les autres coûts.

évités. À l'inverse, le passage à un modèle plus complexe (comme en Ontario) nécessiterait une modélisation supplémentaire, impliquant des efforts additionnels significatifs pour Énergir.

Notre évaluation de la méthode utilisée par Énergir, à la lumière de ces alternatives, nous amène à conclure que celle-ci est suffisamment précise et détaillée, tout en conservant un niveau de complexité acceptable. Dans la lignée des études précédentes sur les coûts évités réalisées pour le compte d'Énergir, nous réaffirmons donc qu'elle est appropriée pour la détermination des coûts évités d'Énergir.

2.2.1 Horizon des projections et segmentation par usage

La durée des projections varie, de 15 ans en Nouvelle-Angleterre à 35 années en Colombie-Britannique, avec 30 ans pour l'Ontario et (depuis cette étude) Énergir.

La segmentation varie également, mais moins qu'en 2018. Alors que l'Ontario et la Nouvelle-Angleterre calculaient séparément les coûts évités pour l'eau chaude, la base, et le chauffage, cette différenciation n'est plus d'actualité en 2022. La différence principale au niveau de la Nouvelle-Angleterre est la segmentation explicite par type de clientèle (résidentielle, commerciale & industrielle), et au niveau de la Colombie-Britannique, l'absence de toute segmentation, comme en 2018.

Le Tableau 2 indique la durée des projections et la segmentation par région.

Tableau 2 : Balisage de la durée des projections et de la segmentation selon les usages.

	Énergir	Colombie-Britannique	Nouvelle-Angleterre	Ontario
Projections	30 ans (à partir de cette étude; 20 ans lors de l'étude 2018)	35 ans	15 ans	30 ans
Segmentation	1. Base 2. Chauffage	1. Tous les usages / marchés	1. Résidentiel a. Base ¹³ b. Chauffage c. Tous 2. Commercial et industriel a. Base b. Chauffage c. Tous 3. Toutes autres catégories de « vente au détail » (<i>retail</i>)	1. Base 2. Chauffage ('variable en fonction de la météo') ¹⁴

¹³ Certains états, tels le Massachusetts et le Vermont, différencient entre les trois usages résidentiels suivants: chauffage d'air, chauffage d'eau, et non-chauffage (base). Source: Guidehouse, DSM Avoided Costs Study, Jurisdictional Review, prepared for Enbridge Gas, April 20, 2021, <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/726841/File/document>, p.774. (2021-05-03, EB-2021-0002, Exhibit E, Tab 5, Schedule 1, Attachment 4).

¹⁴ Depuis 2021, Enbridge a harmonisé les méthodologies pour les zones tarifaires 'Union' et 'EGD', à la suite de la fusion de Union Gas et Enbridge en 2019. Depuis, les coûts évités ne sont plus calculés séparément pour le segment « eau chaude », comme cela avait été le cas jusqu'en 2020 pour la zone tarifaire 'EGD'. L'eau chaude est maintenant comprise dans le segment 'base', alors que le segment 'variable en fonction de la météo' ('*weather-sensitive*') comprend le chauffage. De plus, pour la composante SPEDE, Enbridge différencie entre les types de clientèles/marchés (résidentiel, commercial et industriel, et 'gros volume').

À la requête d'Énergir, nous avons projeté les coûts évités de cette étude sur période de 30 ans, soit de 2022 à 2051, dans la lignée de l'Ontario et de la Colombie-Britannique. Ces projections sont présentées à la section 4. Les différentes approches à la segmentation sont considérées dans les sections restantes de ce chapitre, qui conclut que l'approche actuelle d'Énergir est appropriée.

2.2.2 Revue des composantes

Par la suite, nous avons examiné les composantes entrant dans le calcul des coûts évités pour chacune des régions retenues. Le Tableau 3 met en évidence les similitudes et les différences entre les régions.

Tableau 3 : Balisage des composantes des coûts évités

	Coûts	Énergir	Colombie-Britannique	Nouvelle-Angleterre	Ontario
Approvisionnement gazier	Fourniture (F)	✓	✓	✓	✓
	Inclusion du gaz naturel renouvelable dans fourniture (F)	✓ (à partir de cette étude; non en 2018)		✓ (seulement Vermont Gas)	
	Transport (T)	✓	✓	✓	✓
	Équilibrage	✓	✓	✓	✓
	Rendement sur le fonds de roulement de maintien des inventaires	(oui en 2018; plus maintenant)			
	Effets de marché induits par la réduction de la demande (DRIPE) ¹⁵			✓	
Distribution	Gaz perdu	✓	✓	✓	✓
	Renforcement du réseau de distribution	✓		✓	✓
	Redevances et quote-part ¹⁶	✓			
Carbone	Coûts des droits d'émission de GES	✓ (SPEDE)		✓ (certains états)	✓ (taxe fédérale sur le carbone)

On remarque notamment que la Nouvelle-Angleterre prend en considération les effets de marché résultant de la réduction de consommation de gaz naturel (en anglais DRIPE). À l'inverse, le rendement

¹⁵ Les effets de marché induits par la réduction de la demande (en anglais DRIPE – *Demand Reduction Induced Price Effect*) sont expliqués à la section 2.3.

¹⁶ Cette catégorie inclut les redevances à la Régie du bâtiment ainsi que la quote-part payable à Transition Énergétique Québec (TEQ).

sur le fonds de roulement, les redevances et la quote-part sont des composantes spécifiques à Énergir. Cependant, comme expliqué plus en détail à la section Retrait de la composante 'rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires' 2.4.2, la composante du rendement sur le fonds de roulement, encore présente lors de la précédente étude en 2018, n'est plus pertinente à la suite d'une modification de la comptabilisation de ces coûts approuvée en 2021 par la Régie de l'Énergie.

L'inclusion du coût du carbone dans les coûts évités du gaz naturel est une question en soi. Le Tableau 4 fournit plus de détails sur la façon dont le coût du carbone est pris en compte pour analyser la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique dans les régions étudiées, qu'il s'agisse du prix du carbone (réglementé) ou de son coût social.

Tableau 4 : Inclusion du coût du carbone dans les coûts évités

	Énergir	Colombie-Britannique	Nouvelle-Angleterre	Ontario
La consommation de gaz naturel est-elle couverte par une tarification du carbone (SPEDE ou taxe carbone) ?	✓	✓	[17]	✓
Prix réglementé du carbone				
À combien s'élève le prix du carbone (2022) ?	37 \$/tCO _{2e} (6,97 ¢/m ³) ¹⁸	50 \$/tCO _{2e} (9,79 ¢/m ³) ¹⁹		50 \$/tCO _{2e} (9,79 ¢/m ³) ²⁰
Le prix du carbone est-il inclus dans les coûts évités ?	✓			✓
Le prix du carbone est-il inclus dans l'analyse économique ?		✓		✓
Coût social du carbone				
À combien s'élève le prix du carbone (2022) ?			116 USD/tCO _{2e} (2020) à 165 USD/tCO _{2e} (2050) ²¹	
Le coût social du carbone est-il inclus dans les coûts évités ?			✓ (ex. Massachusetts)	
Le coût social du carbone est-il inclus dans l'analyse économique ?			Selon l'État (ex. Vermont Gas ✓)	

¹⁷ Bien que la distribution de gaz naturel ne soit pas couverte par le marché du carbone en Nouvelle-Angleterre (RGGI), l'AESC 2021 (cf. note de bas de page 11) propose quatre approches pour permettre à chaque État de répondre à des directives politiques concernant les impacts des GES afin de les prendre en compte dans les tarifs, coûts évités, et/ou test économiques, notamment (1) le coût social du carbone, (2) le coût marginal global de réduction, (3) le coût marginal de réduction provenant du secteur électrique, et (4) le coût marginal de réduction provenant du plusieurs secteurs.

¹⁸ Donnée fournie par Énergir en avril 2022. Ce prix se situe dans la même fourchette que le prix final de la vente aux enchères du SPEDE la plus récente (18 mai 2022) à la publication de ce rapport, soit 39,59\$ (millésime présent). Voir <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2022-05-18/resultats-20220518.pdf>.

¹⁹ Gouvernement de la Colombie-Britannique. Taxe carbone. Voir <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/clean-economy/carbon-tax>.

²⁰ Enbridge Gas. Taxe carbone fédérale. Voir <https://www.enbridgegas.com/residential/my-account/rates/federal-carbon-charge>.

²¹ Synapse Energy Economics Inc. (2021). Avoided Energy Supply Components in New England: 2021 Report, Prepared for AESC 2021 Study Group, voir <https://www.synapse-energy.com/avoided-energy-supply-costs-new-england-aesc>. À noter que ces prix sont par 'short ton', environ 90 % d'une tonne de CO_{2e}.

La distribution de gaz naturel n'est pas couverte par le marché du carbone en Nouvelle-Angleterre (RGGI), qui s'applique exclusivement à l'électricité²². Cependant, le Massachusetts inclut un 'coût de la conformité environnementale du gaz naturel' dans son calcul des coûts évités. À son tour, le Vermont incorpore le coût social du carbone dans l'analyse de rentabilité des programmes d'efficacité énergétique, au moyen du test du coût social (TCS), toutefois pas directement dans les coûts évités²³. Similairement, la taxe carbone en Colombie-Britannique est prise en compte seulement dans l'analyse de rentabilité des programmes en efficacité énergétique et non dans les coûts évités. Enfin, l'Ontario a inclus le coût du carbone dans les coûts évités pour donner suite à des instructions dans ce sens de la part de l'Ontario Energy Board en 2018²⁴. Le prix reflète la taxe fédérale sur le carbone.

Finalement, nous avons constaté que l'Ontario²⁵, ainsi que certaines juridictions américaines non incluses dans notre comparaison²⁶, rapportent les coûts évités de l'eau et de l'électricité dans leurs rapports sur les coûts évités gaziers, étant donné que certaines mesures d'efficacité énergétique financées par certains distributeurs de gaz peuvent mener à des économies d'eau ou d'électricité. Néanmoins, ces coûts évités ne font pas formellement partie des coûts évités d'une unité évitée de gaz.

2.3 Modifications évaluées et rejetées

Dans la section précédente, nous avons identifié certaines différences entre les méthodologies d'Énergir et des autres juridictions. Dans cette section, nous passons en revue les éléments identifiés dont nous ne recommandons pas l'inclusion dans la méthodologie d'Énergir, puisque nous concluons qu'elles ne sont pas applicables ou pertinentes pour le contexte québécois et les besoins d'Énergir.

²² Voir "RGGI 101 Fact Sheet", septembre 2021,

https://www.rggi.org/sites/default/files/Uploads/Fact%20Sheets/RGGI_101_Factsheet.pdf.

²³ Voir Guidehouse, DSM Avoided Costs Study, Jurisdictional Review, préparé pour Enbridge Gas, avril 20, 2021, <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/726841/File/document>, p.774. (2021-05-03, EB-2021-0002, Exhibit E, Tab 5, Schedule 1, Attachment 4)

²⁴ P.28, rapport du Ontario Energy Board (2018) : "Mid-Term Review of the Demand Side Management (DSM) Framework for Natural Gas Distributors (2015-2020)". Voir <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Report-of-the-Board-DSM-Mid-Term-Review-20181129.pdf>.

²⁵ Voir Enbridge Gas, EB-2021-0002, Exhibit E, Tab 5, Schedule 1 (3 mai 2021), voir <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/726841/File/document>, p.758-759.

²⁶ Voir Guidehouse, DSM Avoided Costs Study, Jurisdictional Review, préparé pour Enbridge Gas, avril 20, 2021, <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/726841/File/document>, p.774. (2021-05-03, EB-2021-0002, Exhibit E, Tab 5, Schedule 1, Attachment 4).

Tableau 5 : Modifications évaluées et raisons pour lesquelles elles ne sont pas recommandées

Modification évaluée	Raisonnement
Segmentation des coûts évités par secteur (résidentiel, commercial, industriel)	<ul style="list-style-type: none"> Une telle segmentation est incluse par la Nouvelle-Angleterre (et l'Ontario indirectement). Bien qu'Énergir ne rapporte pas directement les coûts évités par secteur, la distinction entre les coûts évités de chauffage et de base, dont la pondération varie par secteur et par mesure d'efficacité énergétique permet une calibration par programme et par type de clientèle. Pour cette raison, nous ne recommandons pas cette segmentation.
DRIPE : effets de marché induits par la réduction de la demande (en anglais <i>Demand Reduction Induced Price Effects</i>)	<ul style="list-style-type: none"> Ces effets sont seulement inclus par la Nouvelle-Angleterre.²⁷ Les effets dits « DRIPE » proviennent du fait que, lorsque la demande en gaz naturel diminue, le prix d'équilibre (entre l'offre et la demande) baisse lui aussi, toutes choses étant égales par ailleurs. Cette baisse du prix d'équilibre, même modeste, peut avoir un effet très important, car elle s'applique à l'ensemble des clients du marché, donc à l'ensemble des volumes. Le rapport 2018 concluait néanmoins que ces effets ne sont pas pertinents pour le Québec (et Énergir), principalement puisque la petite taille du marché du gaz naturel au Québec (province où l'hydroélectricité est prédominante) conduit à une dilution des effets de marché. De plus, l'inclusion des effets DRIPE demeure exclusive à la Nouvelle-Angleterre. Pour ces raisons, nous ne recommandons pas cette inclusion.
Segment 'eau chaude'	<ul style="list-style-type: none"> L'Ontario et la Nouvelle-Angleterre différenciaient les coûts évités pour le chauffage de l'eau en 2018, mais semblent avoir abandonné cette segmentation en 2022. Le rapport 2018 concluait qu'Énergir n'avait pas assez de données pour segmenter les coûts évités d'Énergir pour le chauffage de l'eau, mais recommander d'évaluer la collecte de données sur la consommation d'eau chaude des clients d'Énergir. La disponibilité des données n'ayant pas changé en 2022²⁸, nous ne recommandons pas cette segmentation.
Coûts évités pour l'eau et l'électricité	<ul style="list-style-type: none"> Certains distributeurs de gaz calculent aussi des coûts évités pour l'eau et l'électricité, mais ceux-ci ne font pas formellement partie des coûts évités du gaz. Ils dépassent donc la portée du mandat actuel. De plus, les coûts évités de l'électricité sont établis séparément par Hydro-Québec. Pour cette raison, nous ne recommandons pas cette inclusion dans la méthodologie d'Énergir.²⁹
Coûts d'administration	<ul style="list-style-type: none"> La Colombie-Britannique incluait en 2018 les coûts d'administration dans sa méthodologie des coûts évités.³⁰ Néanmoins, comme indiqué précédemment, celle-ci ne satisfait pas les critères d'une méthodologie réellement 'marginale'. En effet, l'étude de 2018 concluait que les coûts d'administration ne varient pas avec le volume de fourniture, et ne sont

²⁷ Le balisage de Guidehouse (2021) note que le Massachusetts est la seule juridiction à inclure la composante DRIPE, parmi dix juridictions évaluées (California, Colorado, Illinois, Massachusetts, Michigan, Minnesota, New York, Vermont, Wisconsin).

²⁸ Information rapportée par Énergir, avril 2022.

²⁹ Énergir tient déjà compte des économies électriques pour les cas où cela est applicable. Pour l'eau, aucune mesure du Plan Global en Efficacité Énergétique (PGEÉ) d'Énergir ne pourrait économiser de l'eau. De plus, la Régie ne reconnaît pas l'inclusion des économies d'eau dans les calculs du TCTR.

³⁰ Lors des recherches pour ce rapport, nous n'avons pas trouvé de mentions de l'inclusion des coûts administratifs dans les coûts évités en Colombie-Britannique.

Modification évaluée	Raisonnement
	donc pas à inclure dans les coûts évités. Pour ces raisons, nous ne recommandons pas cette inclusion.
Hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> Énergir pilote en 2022 l'injection de l'hydrogène dans certaines parties restreintes de son réseau.³¹ À l'horizon 2050, cette part pourrait être amenée à augmenter, dans quel cas il pourrait être pertinent d'inclure l'hydrogène dans le coût de fourniture, au même titre que le GNR. Néanmoins, cette trajectoire est hautement incertaine à ce stade-ci et la part de l'hydrogène mélangée au gaz naturel est projetée être minimale à l'horizon 2050 d'après l'étude « Trajectoires ».³² De plus, aucune autre juridiction n'inclut l'hydrogène dans les coûts de fourniture. Pour ces raisons, nous ne recommandons pas cette inclusion. Néanmoins, il pourrait être pertinent de revoir cet élément au courant d'études futures.

2.4 Modifications évaluées et adoptées

Sur la base du balisage et de la revue de la littérature, nous avons identifié un changement par rapport à la méthodologie de 2018³³ qui est pertinent pour Énergir : la prise en compte de la part du gaz naturel renouvelable (GNR) dans le calcul des coûts évités. Ce changement a un impact sur les composantes de fourniture et de SPEDE.

Un deuxième changement est le retrait de la composante 'rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires', à la suite d'une modification de la comptabilisation de ces coûts approuvée en 2021 par la Régie de l'Énergie (décision D-2021-109).

Le reste de cette section présente et justifie ces deux modifications.³⁴

2.4.1 Prise en compte du Gaz Naturel Renouvelable (GNR) dans le calcul des coûts évités

Le GNR est un gaz naturel produit de la décomposition de matières organiques. Lorsque produit sous les bonnes conditions, il est interchangeable avec le gaz naturel fossile traditionnellement présent dans les gazoducs, les molécules étant identiques. Le GNR est perçu comme une piste de décarbonation potentielle par les distributeurs de gaz au Québec et dans d'autres juridictions, puisque son cycle de vie

³¹ Voir <https://www.energir.com/fr/a-propos/lentreprise/grands-travaux/hydrogene-vert/>.

³² P.20, https://www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf.

³³ Cause tarifaire 2018-2019, R-4018-2017, pièce B-0048, accessible ici http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/424/DocPrj/R-4018-2017-B-0048-DemAmend-Piece-2018_03_29.pdf.

³⁴ Un troisième changement par rapport à l'étude précédente concerne la différenciation entre deux scénarios – appelés 'scénario trajectoire actuelle' et 'scénario net zéro' – qui reposent sur l'utilisation de différentes projections du SPEDE d'ici 2050. Le premier ('trajectoire actuelle') est celui présenté dans la partie principale de ce rapport, et qui sera retenu par Énergir comme scénario de référence dans le cadre de l'analyse du test du coût total en ressources (TCTR). Le second scénario ('net zéro') sera utilisé par Énergir dans une perspective d'analyse de sensibilité lors du calcul du TCTR. Étant donné qu'il s'agit d'un ajout de scénario (utilisant une autre source de données pour le SPEDE) plutôt qu'une modification de la méthodologie à proprement parler, ce scénario additionnel n'est pas présenté ici, mais plutôt à l'Annexe A – Scénario 'net zéro'.

peut générer moins d'émissions de GES que le gaz naturel 'traditionnel'.³⁵ Néanmoins, le prix de fourniture en GNR est généralement plus élevé que le prix en fourniture de gaz naturel fossile.

Lors du balisage, nous avons constaté que la plupart des juridictions analysées n'incorporent pas le coût de fourniture du GNR dans leurs coûts évités. Cela est le cas même dans des juridictions, comme la Nouvelle-Angleterre, où le GNR est injecté dans le réseau.³⁶ Comme l'explique l'étude « *Avoided Energy Supply Components in New England : 2021 report* » (AESC), dans la majorité de la Nouvelle-Angleterre, le GNR est considéré une ressource à bénéfice environnemental en disponibilité limitée. Le volume injecté de GNR dépendant principalement de l'offre locale de GNR, il ne varie pas avec la demande, et n'est donc pas 'marginal' dans le sens des coûts évités.³⁷

Le Vermont, néanmoins, constitue une exception, puisque Vermont Gas (VGS) a adopté une cible de 20 % de GNR dans son réseau d'ici 2030.³⁸ Dans ce cas, l'étude AESC conclut que, le volume de GNR étant proportionnel à la demande totale de gaz, le GNR est marginal dans le sens des coûts évités. Son coût de fourniture est donc inclus dans la composante 'fourniture' des coûts évités, à la hauteur des cibles annuelles de VGS.³⁹

L'exemple du Vermont est pertinent pour Énergir. Depuis 2019, la réglementation québécoise établit que la proportion de GNR dans le réseau gazier – incluant celui d'Énergir – devra s'élever à 5 % à partir de 2025⁴⁰. Énergir s'est également engagé en 2020 à atteindre 10 % d'ici 2030⁴¹. En conséquence, le volume de GNR dans le réseau d'Énergir d'ici 2030 est lié à la demande totale de gaz, et est donc à inclure dans les coûts de fourniture, à l'image du Vermont. **Nous proposons donc de considérer le coût du GNR dans la composante 'fourniture' des coûts évités.** La section 3.1.1 présente les

³⁵ Ce rapport fait état du fait que certains considèrent le GNR comme une source d'émissions de GES basses, nulles, ou négatives. Cependant, nous n'émettons pas d'opinion scientifique sur ce point. Les émissions réelles du GNR sont très spécifiques à la façon dont celui-ci est produit, et varient de projet à projet. En tant que tel, le choix de la source d'approvisionnement en GNR pourrait soutenir ou invalider les bénéfices environnementaux attendus.

³⁶ La Colombie-Britannique injecte aussi du GNR dans son réseau gazier. Bien qu'elle ne le calcule pas présentement dans ses coûts évités, elle pourrait l'inclure dans certains tests de rentabilité économique futurs. Source : communication par courriel avec des employés de FortisBC. Ces communications ne constituent pas un positionnement officiel de la part de FortisBC.

³⁷ « Renewable natural gas RNG is both a physical gas supply resource and a means of meeting GHG reduction goals. As a supply resource, several projects that would inject RNG into New England LDC distribution systems are proposed, or in active development... However, because RNG is valued for its environmental benefits, RNG is not expected to be a marginal supply resource with production that varies with changes in gas consumption. For this reason, local RNG production is not included as a physical supply resource for the AESC 2021 avoided cost calculations. » Voir https://www.synapse-energy.com/sites/default/files/AESC_2021_.pdf. Italiques ajoutés.

³⁸ VGS, "VGS Targets Elimination of Greenhouse Gas Emissions by 2050" (2019), voir <https://vgsvt.com/vgs-targets-elimination-of-greenhouse-gas-emissions-by-2050/>.

³⁹ « Vermont Gas recently began including the cost of purchasing RNG attributes in the cost of gas adjustment [VT PUC Case No. 20-0431-TF, Direct Testimony of Todd Lawliss, p. 12]. The VGS Climate Plan includes a goal of reducing GHGs by 30 percent by 2030. To reach this goal, VGS estimates that approximately 20 percent of its retail gas supply will need to be RNG. This includes RNG acquired for its voluntary sales program, and RNG attribute purchases that are included in system gas supply. Because VGS' RNG attribute purchases are tied to increases or decreases in customer requirements, RNG costs are included in the avoided costs for Vermont. » Voir https://www.synapse-energy.com/sites/default/files/AESC_2021_.pdf. Italiques ajoutés.

⁴⁰ Gouvernement du Québec, « Gaz Naturel Renouvelable », voir <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-approvisionnement-distribution/bioenergies/gaz-naturel-renouvelable>. Sur la même page, il est noté que le Gouvernement du Québec se réserve le droit d'augmenter la cible à 10 % pour 2030. Bien qu'Énergir ait déjà adopté une cible dans ce sens, elle deviendrait alors réglementaire, plutôt que juste volontaire.

⁴¹ Énergir (2020), « Plan pour une économie verte : Énergir au rendez-vous pour contribuer à l'atteinte des cibles de réduction des GES », voir <https://www.energir.com/fr/a-propos/medias/nouvelles/plan-pour-une-economie-verte/>.

hypothèses utilisées pour déterminer le pourcentage de GNR à considérer dans les coûts évités au fil des années, ainsi que les sources de données pour le prix de fourniture du GN et GNR.

2.4.2 Retrait de la composante ‘rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires’

Dans la dernière mise à jour des coûts évités en 2018, les coûts évités en lien avec le rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires étaient comptabilisés. Rappelons que le rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires était intégré aux tarifs d’ajustements des inventaires.

Dans sa décision D-2021-109 (paragraphe 360), la Régie a approuvé la méthode de fonctionnalisation des coûts proposée par Énergir, ce qui implique l’abolition des tarifs d’ajustements d’inventaires et que la valeur des inventaires sera entièrement transférée aux services d’équilibrage. Par conséquent, l’ensemble des coûts du maintien relatif aux inventaires, incluant ceux associés au rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires, sera dorénavant récupéré via les tarifs d’équilibrage plutôt qu’isolé dans des tarifs d’ajustement d’inventaire.

Afin d’éviter le double comptage, la composante des coûts évités associée au rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires n’est donc plus comptabilisée dans la présente étude.

Les coûts évités d’équilibrage dans la présente étude, quant à eux, reposent sur les tarifs d’équilibrage proposés par Énergir dans le dossier tarifaire 2023⁴²; tarifs qui reflètent la décision D-2021-109.

2.5 Méthodologie retenue

Sur la base de nos analyses dans ce chapitre, nous recommandons de :

- 1. Conserver la méthode des coûts marginaux ciblés pour le calcul des coûts évités.**
- 2. Ajouter une nouvelle composante de coût relié à la fourniture du gaz naturel renouvelable.**
- 3. Retrait de la composante ‘rendement sur le fonds de roulement relié aux inventaires’**

De plus, comme indiqué précédemment, l’Annexe A – Scénario ‘net zéro’ présente un scénario additionnel qui modélise les coûts évités pour un Québec qui atteindrait la carboneutralité en 2050. Ce scénario sera utilisé par Énergir dans une perspective d’analyse de sensibilité lors du calcul du TCTR.

Dans les prochaines pages, nous présentons en détail chaque composante, incluant la méthode de projection des coûts futurs ainsi que les sources d’information.

⁴² Plus précisément, le taux « pointe » ($\phi/m^3/jr$) et le taux « espace » ($\phi/m^3/jr$) proposés dans le dossier tarifaire 2023 ont été utilisés (lignes 24 et 25, Énergir-Q, Document 4).

3. Composantes des coûts évités du scénario 'trajectoire actuelle'

Les composantes qui ont été analysées et quantifiées pour le calcul des coûts évités, selon la méthodologie retenue, sont les suivantes :

Approvisionnement gazier

- Coût de fourniture (F) du gaz naturel
- Coût de fourniture (F) du gaz naturel renouvelable
- Coût de transport (T)
- Coût d'équilibrage

Distribution

- Gaz perdu
- Renforcement du réseau de distribution
- Redevance à la Régie du bâtiment
- Quote-part payable au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

SPEDE

- Coûts des droits d'émission de GES

Chacune des composantes est présentée plus en détail ci-dessous.

Tous les prix sont présentés en dollars canadiens courants, et les données sont présentées pour l'année financière d'Énergir (octobre à septembre). Les colonnes marquées '2022' présentent donc les coûts évités pour la période octobre 2021-septembre 2022, etc.

3.1 Approvisionnement gazier

Les composantes incluses dans l'approvisionnement gazier se rapportent au coût requis pour se procurer le gaz naturel. Le coût de fourniture et de transport s'applique à l'ensemble des volumes de gaz naturel économisés, tandis que le coût pour l'équilibrage concerne seulement les volumes de gaz naturel pour le chauffage.

3.1.1 Coût de fourniture (F)

Note : les marchés de gaz naturel sont volatils au moment de la finalisation de cette étude, étant donné la guerre en Ukraine et d'autres facteurs. Bien que nous nous en tenions aux données fournies par Énergir en avril 2022, nous recommandons qu'Énergir mette à jour régulièrement les coûts de fourniture inclus dans les coûts évités, afin de refléter d'éventuels changements.

Étant donné la prise en compte du GNR dans le coût évité de fourniture, justifiée à la section 2.4.1, ce coût dépend de trois variables : (a) la part du GNR dans les coûts évités; (b) le coût de fourniture du gaz naturel (GN); et (c) le coût de fourniture du GNR. Cette section considère chacun de ces éléments.

3.1.1.1 Part du GNR dans les coûts évités

De 2022 à 2030, nous considérons le coût du GNR dans la composante 'fourniture' des coûts évités à la hauteur de sa part de l'approvisionnement gazier total tel que projeté par Énergir pour chaque année d'ici 2030, année à laquelle cette part devra atteindre le seuil des 10 % auxquels Énergir s'est engagé en 2020.⁴³

Au-delà de 2030, Énergir n'a pas exprimé de cibles pour le moment. Néanmoins, nous émettons l'hypothèse que soit Énergir, soit le Gouvernement du Québec vont continuer à établir, au fil du temps, des cibles de proportions minimales de GNR dans le réseau gazier (pour 2035, 2040, etc.). À partir de cette hypothèse, le volume de GNR continuera à varier avec la demande totale de gaz naturel, et sera donc marginal au sens des coûts évités.⁴⁴ Nous proposons donc d'inclure le coût du GNR dans la composante 'fourniture' des coûts évités au-delà de 2030, à la hauteur de sa part de l'approvisionnement gazier total tel que projeté par Énergir pour chaque année d'ici 2051.⁴⁵ Ces chiffres sont présentés au Tableau 6.

Tableau 6 : Part de GNR évité (en %) par unité de gaz économisée pour le scénario 'trajectoire actuelle'⁴⁶

2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1.6%	1.6%	2.0%	3.4%	4.9%	5.8%	6.8%	7.8%	8.9%	10.1%
2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
11.0%	11.9%	12.9%	13.8%	14.9%	15.9%	16.9%	18.0%	19.1%	20.3%
2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
21.4%	22.7%	23.9%	25.2%	26.6%	27.9%	29.4%	30.8%	32.4%	34.9%

⁴³ Énergir (2020), « Plan pour une économie verte : Énergir au rendez-vous pour contribuer à l'atteinte des cibles de réduction des GES », voir <https://www.energir.com/fr/a-propos/medias/nouvelles/plan-pour-une-economie-verte/>. Avant 2030, comme précédemment noté, la réglementation québécoise établit que la proportion de GNR dans le réseau gazier – incluant celui d'Énergir – devra s'élever à un minimum 5 % à partir de 2025. Voir Gouvernement du Québec, « Gaz Naturel Renouvelable », <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-appvisionnement-distribution/bioenergies/gaz-naturel-renouvelable>.

⁴⁴ À proprement parler, le calcul de la part 'marginale' du GNR dans les coûts évités de fourniture se modifie à partir d'un certain niveau du prix du SPEDE. Ce niveau n'est pas atteint d'ici 2051 pour le scénario 'trajectoire actuelle', mais il est atteint avant 2051 pour le scénario 'net zéro' présenté dans l'Annexe A. Cette Annexe explique donc ce phénomène en plus de détails.

⁴⁵ Énergir a fourni des projections du volume total de gaz et de GNR dans son réseau jusqu'en 2050. Nous avons ensuite effectué une extrapolation linéaire de la croissance des années précédentes pour obtenir les valeurs correspondantes pour 2051.

⁴⁶ Prévisions internes d'Énergir. Avril 2022.

3.1.1.2 Coût de fourniture du gaz naturel

Pour l'évaluation des coûts évités de fourniture du gaz naturel, les projections de prix du service de fourniture du gaz naturel d'Énergir ont été retenues. Ces projections couvrent les années 2022 à 2051 (années financières d'Énergir).

Tableau 7 : Projection de prix du service de fourniture de gaz naturel de 2022 à 2050⁴⁷

(¢/m ³)	2022	2025	2030	2040	2050
Prix du service de fourniture	18,02	14,14	15,31	20,74	23,89

3.1.1.3 Coût de fourniture du gaz naturel renouvelable

Pour l'évaluation des coûts évités de fourniture du gaz naturel renouvelable, les projections de prix du service de fourniture du gaz naturel renouvelable d'Énergir ont été retenues. Ces projections couvrent les années 2022 à 2050. Le prix en 2051 est une prévision sur la base du prix de 2050 et ajustée avec un taux d'inflation (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D – Taux d'indexation).

Tableau 8 : Projection de prix du service de fourniture de gaz naturel renouvelable de 2022 à 2050⁴⁸

(¢/m ³)	2022	2025	2030	2040	2050
Prix du service de fourniture	52,73	71,99	97,00	116,97	135,75

3.1.2 Coût de transport (T)

Le coût total de transport du gaz naturel, incluant le gaz de compression, correspond aux frais fixes et variables encourus par Énergir pour faire acheminer le gaz naturel des centres de production ou de livraison jusqu'à son territoire.

Le coût du transport est déposé chaque année par Énergir lors de la Cause tarifaire. Il s'élève, pour l'année 2022, à 2,53 ¢/m³⁴⁹. La projection pour les années suivantes est ajustée en fonction du taux d'inflation (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D – Taux d'indexation).

3.1.3 Coût d'équilibrage

L'équilibrage correspond à la gestion des variations de consommation de gaz naturel entre l'été et l'hiver. Il est réalisé principalement au moyen d'entreposage du gaz naturel pendant les périodes de moindre consommation (en été) pour usage lors des périodes de forte consommation (en hiver et en particulier lors des périodes de pointe) (cf. Figure 1).

⁴⁷ Prévisions internes d'Énergir. Avril 2022.

⁴⁸ Prévisions internes d'Énergir. Avril 2022.

⁴⁹ Prévision interne d'Énergir. Avril 2022.

Figure 1 : Illustration de l'équilibrage (Énergir)



Puisque les besoins en équilibrage ne sont justifiés que par les volumes supplémentaires en hiver (chauffage), les coûts associés ne s'appliquent qu'à ces volumes. Ainsi, seul l'évitement d'une unité de gaz naturel pour le chauffage permet de réduire le coût d'équilibrage.

L'équilibrage est donc une composante additionnelle des coûts évités spécifique au gaz naturel utilisé pour le chauffage. Pour cette raison, une distinction doit être faite entre les usages (chauffage et base) lors de l'évaluation de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique, selon que les programmes s'adressent à des économies de chauffage, de base, ou d'une combinaison des deux.

Pour calculer le coût évité d'équilibrage, nous avons employé la même méthode que celle utilisée dans les études précédentes. Des simulations du coût d'équilibrage pour différents types de consommateurs (c.-à-d. résidentiel, commercial, institutionnel et industriel) ont été effectuées, en :

1. Établissant des profils de charges représentatifs pour chaque secteur (résidentiel, commercial, institutionnel, industriel), reflétant leur consommation mensuelle de gaz naturel pour les usages de base et de chauffage sur la base des informations transmises par Énergir;
2. Calculant, pour chaque profil de charges, le coût d'équilibrage par m^3 à l'aide de la formule établie par Énergir⁵⁰;
3. Réalisant une analyse de sensibilité visant à illustrer l'impact d'une diminution des volumes sur le coût d'équilibrage (quatre scénarios ont été examinés : baisse de 10 %, puis 20 % des volumes de base et baisse de 10 %, puis 20 % des volumes de chauffage).

Pour chaque profil de charges, la moyenne du scénario de base et des analyses de sensibilité a été retenue comme coût d'équilibrage. Un exemple de simulation est fourni à l'Annexe B – Équilibrage.

Enfin, le coût d'équilibrage moyen a été obtenu en effectuant la moyenne pondérée des profils de charges des quatre secteurs, selon le volume consommé par chaque secteur et le coût d'équilibrage. Il s'établit, pour l'année 2022, à 5,56 ¢/ m^3 de chauffage.

Les projections pour les années suivantes sont ajustées en fonction de :

1. La prévision de la demande du gaz naturel totale en conservant la répartition des volumes pour chaque profil de charges de l'année 2022
2. Les prévisions du coût d'équilibrage de base et de chauffage

⁵⁰ Conditions de service et Tarif, en vigueur le 1er décembre 2021, page 53.

- a. 2023 à 2042 : prévisions d'Énergir
- b. 2043 à 2051 : prévisions ajustées avec un taux d'inflation (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D – Taux d'indexation)

3.2 Distribution

Les composantes du coût évité qui se rapportent à la distribution du gaz naturel incluent le gaz perdu lors de la distribution, les investissements liés au renforcement du réseau de distribution, les redevances payables auprès de la Régie du bâtiment, et la quote-part payable à Transition Énergétique Québec (TEQ).

3.2.1 Gaz perdu

Le gaz perdu est défini comme la différence entre le volume disponible à la vente et celui facturé par Énergir à sa clientèle⁵¹. Le gaz perdu n'est pas mesuré, mais plutôt constaté mensuellement lors de la comptabilisation des volumes distribués. Plusieurs facteurs ont été identifiés par Énergir pour expliquer les pertes, par exemple la précision des compteurs, la super-compressibilité et les émissions fugitives.

Le taux de gaz perdu est établi dans la Cause tarifaire 2022-2023 à 0,46 %⁵². Il est appliqué aux coûts en amont (c.-à-d. les coûts de fourniture, transport, et équilibrage), ainsi qu'au coût de SPEDE. La projection pour les années suivantes est déterminée en appliquant le taux de 0,46 % à la somme des coûts prévus de fourniture, de transport, d'équilibrage et du SPEDE.

3.2.2 Renforcement du réseau de distribution

En réponse à une augmentation de la demande de gaz naturel, l'infrastructure de distribution de gaz doit généralement faire l'objet d'augmentation de capacité pour continuer à satisfaire les besoins des clients existants et nouveaux. À l'inverse, lorsque la demande baisse, ces travaux peuvent être retardés. Le coût évité pour le renforcement du réseau correspond ainsi aux économies réalisées grâce au report des investissements en infrastructure.

Pour estimer ce coût évité, nous avons retenu la méthode d'estimation utilisée dans les rapports précédents⁵³ : nous avons examiné les coûts historiques de renforcement de réseau et les ajouts de nouvelles charges afin de déterminer une moyenne annuelle représentative. Nous avons ensuite utilisé ces données pour prévoir les coûts évités dans le futur. Nous avons choisi de ne pas utiliser de données prévisionnelles, car il est très difficile de prévoir la localisation des nouvelles charges, et par conséquent, de prévoir les coûts qui seront nécessaires pour renforcer le réseau dans ces emplacements.

Coût de renforcement et ajout de charge moyen par année

Le service de l'ingénierie d'Énergir a analysé tous les projets d'entretien et d'amélioration des réseaux d'alimentation, de distribution et de transmission (conduites principales sur le territoire d'Énergir) réalisés au cours des quatre dernières années (2018 à 2021). Au terme de cette analyse, seuls les projets visant à

⁵¹ Rapport annuel au 30 septembre 2007, R-3654-2007, Gaz Métro – 10, Document 5, page 1, ligne 4.

⁵² Cause tarifaire 2022-2023, R-4177-2021, Énergir-N, Document 6, page 3, note (1).

⁵³ Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, Gaz Métro – 9, Document 3, page 9. [Kayal]

desservir de nouvelles charges ont été retenus, tandis que ceux qui concernent des travaux d'entretien préventif ou régulier des réseaux ont été exclus.

Le Tableau 9 ci-dessous présente les coûts et volumes de renforcement retenus pour la période de l'analyse. On remarque qu'Énergir a investi en moyenne 4,1 M\$ par an dans le renforcement du réseau pour de nouvelles charges s'élevant en moyenne à un peu plus de 82,7 millions m³ par an.

Tableau 9 : Coûts historiques de renforcement de réseau et charges associées

Année	Coûts			Volumes (m ³)
	Distribution	Transmission	Total	
2018	1 168 206 \$	5 010 827 \$	6 179 033 \$	89 154 000
2019	1 700 000 \$	177 026 \$	1 877 026 \$	98 319 000
2020	3 968 000 \$	2 184 342 \$	6 152 342 \$	63 534 000
2021	540 000 \$	1 828 567 \$	2 368 567 \$	80 080 000
Moyenne	1 844 052 \$	2 300 191 \$	4 144 242 \$	82 771 750

Coût évité du renforcement de réseau

Le volume et le coût moyen annuel ont ensuite été utilisés pour déterminer le coût annuel du renforcement du réseau. Pour cela, nous avons considéré un investissement à l'année 1 reflétant le coût typique de 4,1 M\$, puis calculé les coûts annuels de cet investissement en tenant compte du traitement réglementaire (amortissement et rendement sur la base tarifaire) sur une période de 20 ans. Le coût évité est défini comme la moyenne du coût annuel par unité de gaz sur cette période. Les détails de notre analyse sont présentés à l'Annexe C – Renforcement du réseau.

Sur la base des calculs et hypothèses présentés à l'Annexe C – Renforcement du réseau, le coût évité lié au renforcement du réseau en 2022 est de 0,46 ¢/m³. La projection pour les années suivantes est ajustée en fonction du taux d'inflation (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D – Taux d'indexation).

3.2.3 Redevances à la régie du bâtiment

Le distributeur est assujéti à une redevance à la Régie du bâtiment. Celle-ci est calculée comme le produit du volume de gaz distribué par Énergir multiplié par le taux de redevance établi par décret et indexé annuellement. Tout volume non livré entraîne une diminution de cette redevance, qui est donc considérée comme un coût évité.

Le taux de 2022 est fixé à 0,0495 ¢/m³⁵⁴. La projection pour les années suivantes est ajustée en fonction du taux d'inflation (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D – Taux d'indexation).

⁵⁴ Une moyenne pondérée des coûts pour la cotisation mensuelle pour un propriétaire ou un exploitant d'une entreprise de distribution de gaz par canalisation a été appliqué pour les coûts des années 2021 et 2022 (soit 0,486 \$/1000 m³ en 2021 et 0,498 \$/1000 m³ en 2022).

3.2.4 Quote-part payable au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

Les distributeurs d'énergie doivent payer une quote-part annuelle au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) pour le financement de leurs activités en efficacité, innovation et transition énergétique (art. 49, loi 35).

La redevance de l'exercice financier 2021-2022 (1^{er} avril 2021 au 31 mars 2022) était de 0,2699 ¢/m³ et celle de l'exercice financier 2022-2023 (1^{er} avril 2022 au 31 mars 2023) était de 0,2652 ¢/m³⁵⁵. Nous avons ensuite ajusté ces valeurs à l'année financière 2022 d'Énergir pour obtenir un montant de 0,2676 ¢/m³. La valeur de l'année financière 2022 est retenue jusqu'en 2026 à la suite de discussions entre Énergir et le MERN. Nous avons retenu comme hypothèse l'ajustement de la redevance selon le taux d'inflation pour les années après 2026 (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D – Taux d'indexation).

3.3 SPEDE

Outre les coûts d'approvisionnement et de distribution, le coût du SPEDE est une autre composante à considérer dans l'analyse des coûts évités, comme cela a été le cas dans les études précédentes.

3.3.1 Coûts des droits d'émission de GES

En tant que distributeur de carburant fossile, Énergir est assujéti au Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) du Québec⁵⁶. Ce règlement prévoit que le distributeur doit s'acquitter de droits d'émission pour chaque tonne de CO₂ émise par la combustion du gaz naturel livré, à l'exception du gaz consommé par ses clients déjà couverts par le SPEDE. Dans ce dernier cas, c'est aux clients que revient la charge de s'acquitter des droits d'émissions pour couvrir leur consommation de gaz naturel. Cependant, dans les deux cas, tout m³ de gaz naturel non distribué évite à la marge l'achat de droits d'émission et constitue ainsi un coût évité⁵⁷.

Le coût évité lié au SPEDE s'appuie sur des prévisions de prix de marché anticipés fournies par Énergir sur la période 2022 à 2030 (année civile).⁵⁸ Au-delà de 2030, les coûts de GES sont majorés de 7 % annuellement (2 % inflation + 5 % augmentation annuelle du prix plancher) dans le scénario 'trajectoire actuelle'.

⁵⁵ Historique des taux de la quote-part annuelle payable par les distributeurs d'énergie tels que déterminés par la Régie de l'énergie. Voir <http://www.regie-energie.gc.ca/regie/DeclarationDistributeurs/TauxQuote-part2007-2022.pdf>.

⁵⁶ Loi sur la qualité de l'environnement, Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. Chapitre Q-2, r. 46.1.

⁵⁷ Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3, p. 15. [Kaya]

⁵⁸ Les prévisions du SPEDE d'Énergir ne sont pas publiques et doivent être soumises sous pli confidentiel à la Régie de l'Énergie.

4. Projection des coûts évités pour 2022-2051, scénario 'trajectoire actuelle'

Toutes les projections ont été calculées pour l'année financière d'Énergir. Les colonnes marquées '2022' présentent donc les coûts évités pour la période octobre 2021-septembre 2022, etc.

La projection des coûts évités en dollars canadiens courants pour la non-livraison d'un mètre cube de gaz naturel a été calculée sur une période de trente ans. Pour Énergir, il est important de disposer d'une projection sur une longue période pour être en mesure d'évaluer la rentabilité de mesures d'efficacité énergétique ayant une longue durée de vie.

Le Tableau 10, le Tableau 11 et le Tableau 12 ci-dessous présentent la projection des coûts évités pour les années 2022 à 2051 pour le scénario 'trajectoire actuelle', et reposent sur les diverses hypothèses discutées dans la section 3. Les figures ci-dessous résument l'évolution des coûts évités visuellement.

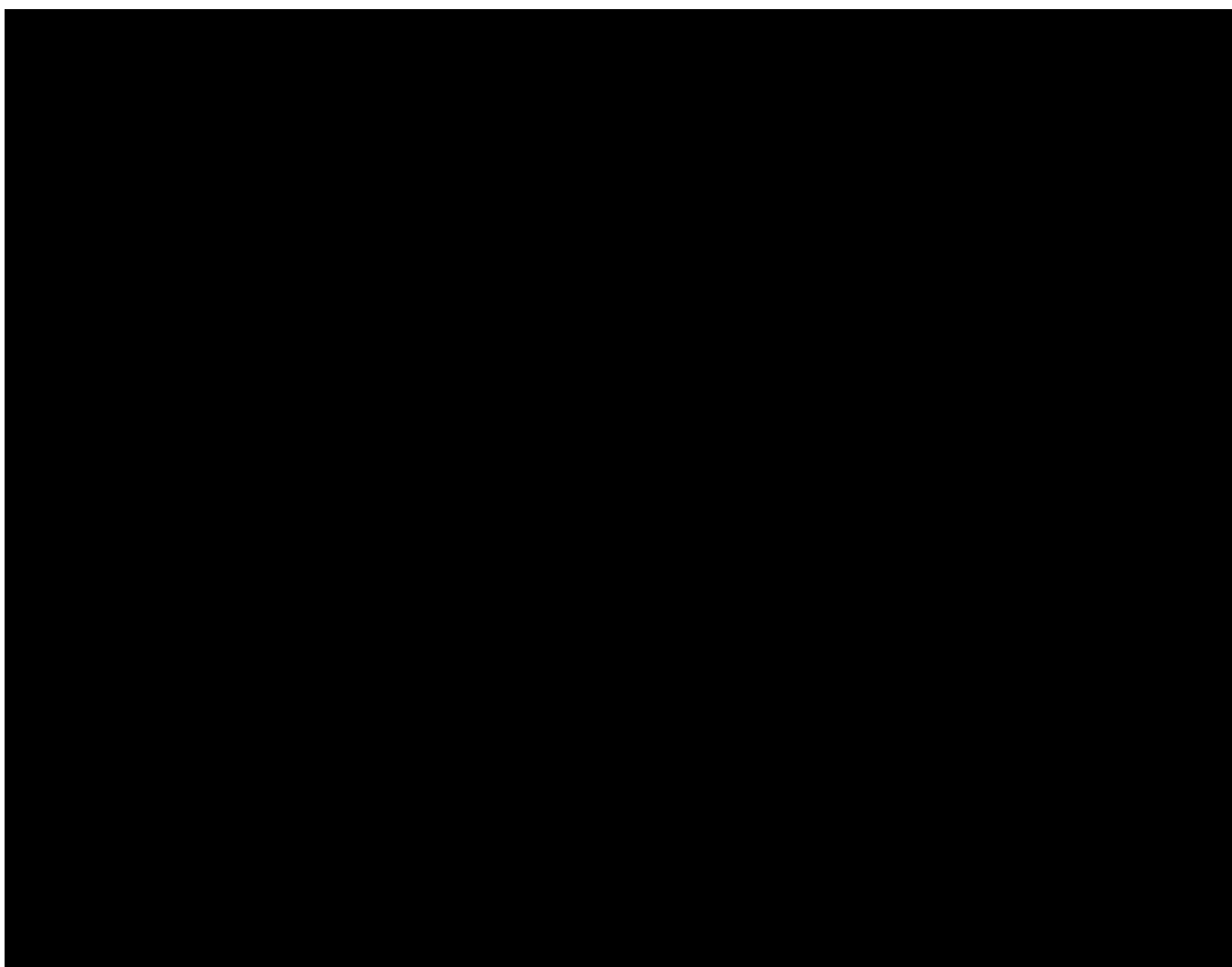


Tableau 10 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2022 à 2031 (¢/m³)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Base										
Fourniture (F)	18,56	16,67	14,89	16,10	17,54	18,94	19,30	20,67	22,61	25,01
-- gaz naturel	17,74	15,75	13,52	13,66	13,85	14,25	13,43	13,48	13,94	14,66
-- gaz naturel renouvelable	0,83	0,92	1,37	2,44	3,68	4,69	5,87	7,19	8,67	10,35
Transport (T)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,57	2,62	2,67	2,72	2,78
Gaz perdu	0,15	0,15	0,14	0,15	0,17	0,19	0,20	0,21	0,23	0,25
Renforcement du réseau de distribution	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55
Redevance à la Régie du bâtiment	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Quote-part payable au MERN	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30
Chauffage										
Fourniture (F)	18,56	16,67	14,89	16,10	17,54	18,94	19,30	20,67	22,61	25,01
-- gaz naturel	17,74	15,75	13,52	13,66	13,85	14,25	13,43	13,48	13,94	14,66
-- gaz naturel renouvelable	0,83	0,92	1,37	2,44	3,68	4,69	5,87	7,19	8,67	10,35
Transport (T)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,57	2,62	2,67	2,72	2,78
Équilibrage	5,56	5,76	5,88	6,00	6,12	6,25	6,37	6,50	6,63	6,76
Gaz perdu	0,15	0,15	0,14	0,15	0,17	0,19	0,20	0,21	0,23	0,25
Renforcement du réseau de distribution	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55
Redevance à la Régie du bâtiment	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Quote-part payable au MERN	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30

Tableau 11 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2032 à 2041 (¢/m³)

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Base										
Fourniture (F)	26,76	28,27	29,69	31,20	32,78	34,37	36,02	37,58	39,14	40,81
-- gaz naturel	15,34	15,71	15,93	16,17	16,38	16,57	16,78	16,82	16,77	16,75
-- gaz naturel renouvelable	11,42	12,56	13,76	15,04	16,40	17,80	19,24	20,76	22,37	24,06
Transport (T)	2,83	2,89	2,95	3,01	3,07	3,13	3,19	3,25	3,32	3,39
Gaz perdu	0,26	0,28	0,29	0,31	0,32	0,34	0,35	0,37	0,38	0,40
Renforcement du réseau de distribution	0,56	0,57	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,65	0,66	0,67
Redevance à la Régie du bâtiment	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Quote-part payable au MERN	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36
Chauffage										
Fourniture (F)	26,76	28,27	29,69	31,20	32,78	34,37	36,02	37,58	39,14	40,81
-- gaz naturel	15,34	15,71	15,93	16,17	16,38	16,57	16,78	16,82	16,77	16,75
-- gaz naturel renouvelable	11,42	12,56	13,76	15,04	16,40	17,80	19,24	20,76	22,37	24,06
Transport (T)	2,83	2,89	2,95	3,01	3,07	3,13	3,19	3,25	3,32	3,39
Équilibrage	6,90	7,03	7,18	7,32	7,47	7,61	7,77	7,92	8,08	8,24
Gaz perdu	0,26	0,28	0,29	0,31	0,32	0,34	0,35	0,37	0,38	0,40
Renforcement du réseau de distribution	0,56	0,57	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,65	0,66	0,67
Redevance à la Régie du bâtiment	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Quote-part payable au MERN	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36

Tableau 12 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2042 à 2051 (¢/m³)

	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Base										
Fourniture (F)	42,62	44,49	46,48	48,53	50,66	52,86	55,18	57,59	60,10	64,01
-- gaz naturel	16,77	16,77	16,78	16,75	16,69	16,59	16,48	16,34	16,16	15,72
-- gaz naturel renouvelable	25,84	27,72	29,70	31,78	33,97	36,27	38,70	41,25	43,94	48,28
Transport (T)	3,45	3,52	3,59	3,66	3,74	3,81	3,89	3,97	4,05	4,13
Gaz perdu	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,57	0,59	0,62
Renforcement du réseau de distribution	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82
Redevance à la Régie du bâtiment	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09
Quote-part payable au MERN	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44
Chauffage										
Fourniture (F)	42,62	44,49	46,48	48,53	50,66	52,86	55,18	57,59	60,10	64,01
-- gaz naturel	16,77	16,77	16,78	16,75	16,69	16,59	16,48	16,34	16,16	15,72
-- gaz naturel renouvelable	25,84	27,72	29,70	31,78	33,97	36,27	38,70	41,25	43,94	48,28
Transport (T)	3,45	3,52	3,59	3,66	3,74	3,81	3,89	3,97	4,05	4,13
Équilibrage	8,41	8,58	8,75	8,92	9,10	9,28	9,47	9,66	9,85	10,05
Gaz perdu	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,57	0,59	0,62
Renforcement du réseau de distribution	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82
Redevance à la Régie du bâtiment	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09
Quote-part payable au MERN	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44

ANNEXES

Annexe A – Scénario ‘net zéro’

Cette annexe :

- Présente le scénario ‘net zéro’
- Présente les projections des coûts évités pour ce scénario, pour 2022-2051
- Présente une comparaison des coûts évités pour les deux scénarios.

Présentation du scénario ‘net zéro’

Alors que l'étude précédente de 2018⁵⁹ ne présentait qu'un seul scénario, nous proposons dans cette étude l'ajout d'un deuxième scénario, appelé ‘net zéro’. Ces scénarios se différencient sur base du prix projeté du SPEDE après 2030 (qui cause ensuite une différence au niveau du calcul de la part du GNR dans le coût évité de fourniture, expliquée ci-dessous). **Les coûts évités de ce second scénario seront utilisés par Énergir dans une perspective d'analyse de sensibilité lors du calcul du TCTR**, alors que les coûts évités du scénario ‘trajectoire actuelle’ seront retenus par Énergir comme scénario de référence pour ce même test.

Pour rappel, le scénario principal présenté dans cette étude (‘trajectoire actuelle’) se base principalement sur les données fournies par Énergir. Ce scénario ne prend pas explicitement en compte l'atteinte des objectifs environnementaux du Québec et d'Énergir, à savoir, l'atteinte de la carboneutralité en 2050. Les données d'Énergir sont utilisées sans estimer ou vérifier si cette trajectoire permet, ou non, l'atteinte de la carboneutralité. Étant donné cela, le scénario ‘trajectoire actuelle’ ressemble à celui, unique, présenté dans l'étude de 2018.

Nous proposons donc l'ajout d'un 2e scénario (‘net zéro’) qui vise à modéliser les coûts évités dans un monde où le Québec atteindrait ses objectifs de carboneutralité en 2050. Ce scénario part de l'hypothèse que le Québec respectera ses cibles de réduction des émissions de GES, et que la contribution d'Énergir sera cohérente avec une approche qui minimise les coûts pour la société.

La modélisation d'un Québec carboneutre dépassant largement la portée de ce mandat, nous nous basons sur l'étude « Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – horizons 2030 et 2050 (Mise à jour 2021) »⁶⁰, préparée pour le Gouvernement du Québec par Dunsky, avec le soutien de ESMIA Consultants, qui a été responsable de la modélisation au moyen du modèle NATEM. ESMIA a gracieusement autorisé l'utilisation de certaines données de leur modèle pour la présente étude.

⁵⁹ Cause tarifaire 2018-2019, R-4018-2017, pièce B-0048, accessible ici http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/424/DocPrij/R-4018-2017-B-0048-DemAmend-Piece-2018_03_29.pdf.

⁶⁰ Disponible ici : https://www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf. Plus spécifiquement, nous nous basons sur le ‘scénario D’ de cette étude, le seul à envisager l'atteinte de la carboneutralité en 2050.

Afin d'établir les paramètres du scénario net zéro, nous avons considéré l'impact d'une trajectoire carboneutre sur les deux composantes des coûts évités liés aux émissions de GES, à savoir, le prix du SPEDE, et le prix et le volume du GNR.

Prix du SPEDE : sept fois plus élevé en 2050

Le scénario 'trajectoire actuelle' se base sur des projections du prix du SPEDE d'ici 2030 fournies par Énergir. Au-delà de 2030, un taux de croissance de 7 % a été appliqué par Dunsky jusqu'en 2051, soit 2 % pour l'inflation et 5 % pour l'augmentation du prix minimal annuel.⁶¹ Cette approche, linéaire, est identique à celle utilisée dans l'étude précédente. Elle constitue une simplification qui ne tient pas compte de certains enjeux au niveau du marché du carbone⁶², ou de la croissance importante des coûts marginaux de réduction de GES dans un contexte où la carboneutralité serait atteinte en 2050.

Le scénario 'net zéro', à son tour, considère que dans un monde visant la carboneutralité, le prix du SPEDE devrait converger vers les prix marginaux de réduction de GES. Ce scénario utilise donc ces prix marginaux de réduction de GES, tels que modélisés dans l'étude 'Trajectoires', comme source de données pour les prix futurs du SPEDE. Il ne s'agit pas d'une projection⁶³, mais de la modélisation d'une trajectoire compatible avec l'atteinte des cibles de carboneutralité. Spécifiquement, nous utilisons les mêmes données qu'Énergir jusqu'en 2030, puis faisons converger le prix du SPEDE vers les coûts marginaux modélisés par Trajectoire pour l'année 2040 et l'année 2050, avec des interpolations linéaires pour 2031-2040 et 2041-2050, et une extrapolation linéaire pour 2051.

Il résulte que le prix du SPEDE utilisé pour le calcul de la composante SPEDE des coûts évités est plus élevé en 2050 dans le scénario 'net zéro', comparé au scénario 'trajectoire actuelle', comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Tableau 13 : Prix unitaire du SPEDE dans les deux scénarios présentés (année financière d'Énergir)

Prix moyen du SPEDE (CAD courants / tonne CO _{2e})	2022	2025	2030	2040	2050
Scénario 'trajectoire actuelle'	36,89\$	45,14\$	105,77\$	214,57\$	422,08\$
Scénario 'net zéro'	36,89\$	45,14\$	105,77\$	742,51\$	2 985,40\$
Multiple (net zéro / traj. actuelle)	x 1	x 1	x 1	x 3,46	x 7,07

⁶¹ Voir Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Marché du Carbone, Ventes aux Enchères. <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/Ventes-encheres.htm>.

⁶² Certaines recherches récentes suggèrent que le SPEDE ne sera pas un mécanisme efficace pour accélérer la réduction de GES jusqu'en 2030, étant donné qu'une surallocation historique des droits d'émissions limite la hausse des prix du SPEDE. Sources: Martin, N., Pineau, P.-O., 2022. *Overallocation in the California-Québec Carbon Market: A Useless Cap Until 2030*, CIRANO and HEC Montréal. <https://energie.hec.ca/overallocation-ca-qc-carbon-market/>. Néanmoins, ces variables réglementaires peuvent évoluer, le Gouvernement du Québec ayant notamment annoncé en mai 2021 une possible révision à la baisse de l'allocation de droits d'émissions gratuits. Voir Gouvernement du Québec, « Présentation des règles d'allocation gratuite 2024-2030 », mai 2021 (document de travail), <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/allocation-gratuite/2021-05-03-presentation-regles-allocation-gratuite.pdf>.

⁶³ En pratique, certaines barrières à cette convergence existent. En particulier, l'existence d'un 'prix maximal' limite l'efficacité potentielle du mécanisme SPEDE dans le futur.

GNR : un point d'inflexion atteint

En principe, le scénario 'net zéro' considère dans le calcul des coûts évités les volumes de GNR compatibles avec l'atteinte des cibles de carboneutralité en 2050, plutôt que les projections de volume de GNR fournies par Énergir, considérées dans le scénario 'trajectoire actuelle'. Cependant, ces deux chiffres sont sensiblement identiques : la part de GNR dans le réseau gazier en 2050 modélisée dans l'étude « Trajectoires » dans un scénario de carboneutralité (soit 33 % en 2050) est sensiblement la même que celle projetée par Énergir (soit 32 % en 2050).⁶⁴ Cela est dû, en partie, au fait que le modèle NATEM d'ESMIA Consultants, utilisés pour l'étude « Trajectoires », prend en compte une forte compétition pour la biomasse au Québec et prévoit qu'il ne serait pas rentable de concentrer cette biomasse sur la production de GNR, au-delà de certaines sources de biogaz au plus bas prix. En effet, et malgré l'atteinte de la carboneutralité, l'étude « Trajectoires » estime que le Québec continuera à brûler du gaz naturel de source fossile en 2050 (compensé par des 'émissions négatives'). Conséquemment, les projections d'Énergir pour le volume et le prix de GNR sont retenues pour les deux scénarios.

Cependant, le fait que les projections pour la part de GNR dans le réseau d'Énergir soient identiques ne signifie pas que la part marginale du GNR à inclure dans les coûts évités soit identique. En effet, la différence de prix du SPEDE entre les deux scénarios exerce un effet sur la part variable du GNR pour chaque unité de gaz économisée, puisque le SPEDE affecte le coût relatif du GN et du GNR. Bien que le GNR coûte plus cher que le gaz naturel à la base, il épargne des frais de SPEDE, puisqu'il n'y est soumis qu'en moindre mesure. Lequel des deux est plus cher au total dépend donc de la relation entre la différence de coût du SPEDE et la différence de coût de fourniture.

En 2022, la différence de coût unitaire de fourniture entre le GNR et le gaz naturel (34,71 ¢/m³) dépasse largement la différence de coût unitaire du SPEDE entre le GNR et le gaz naturel (6,93 ¢/m³). La prise en compte du GNR dans le calcul des coûts évités augmente donc les coûts évités. Néanmoins, il est possible d'envisager un prix du SPEDE suffisamment élevé afin que le surcoût en SPEDE du GN excède le surcoût en fourniture du GNR. À partir de ce moment, il ne serait plus 'rentable' pour Énergir de réduire le volume de GNR même si la demande totale de gaz diminuait, puisque le GNR serait préférable d'un point de vue non seulement environnemental (pour autant qu'il soit produit dans les bonnes conditions)⁶⁵, mais aussi économique. En d'autres termes, à partir de ce moment, le GNR ne serait plus marginal au sens des coûts évités, et ne serait donc pas considéré dans les coûts évités. Sa part des coûts de fourniture tombe conséquemment à zéro.

Vu la croissance importante du prix du SPEDE dans le scénario 'net zéro', le GNR cesse d'être 'marginal' à partir de 2038, lorsque le surcoût en SPEDE du GN (vs. GNR) excède le surcoût en fourniture du GNR (vs. GN). Ces calculs sont détaillés dans l'Annexe E – Point d'inflexion pour le GNR. Ce

⁶⁴ Les volumes absolus de GNR varient – 24 PJ dans le scénario D de l'étude 'Trajectoires', 52 PJ dans les projections d'Énergir – mais ce sont les proportions de GNR dans l'approvisionnement gazier total qui important pour le calcul des coûts évités. De plus, à proprement parler, les 24 PJ de l'étude 'Trajectoires' ne représentent pas le GNR présent dans le réseau gazier, mais plutôt le GNR produit au Québec en 2050. Vu la priorité donnée à la consommation de GNR locale et le fait que le Québec est plutôt exportateur qu'importateur de GNR, le 33 % peut être vu comme la limite supérieure de la part du GNR au Québec dans le scénario D.

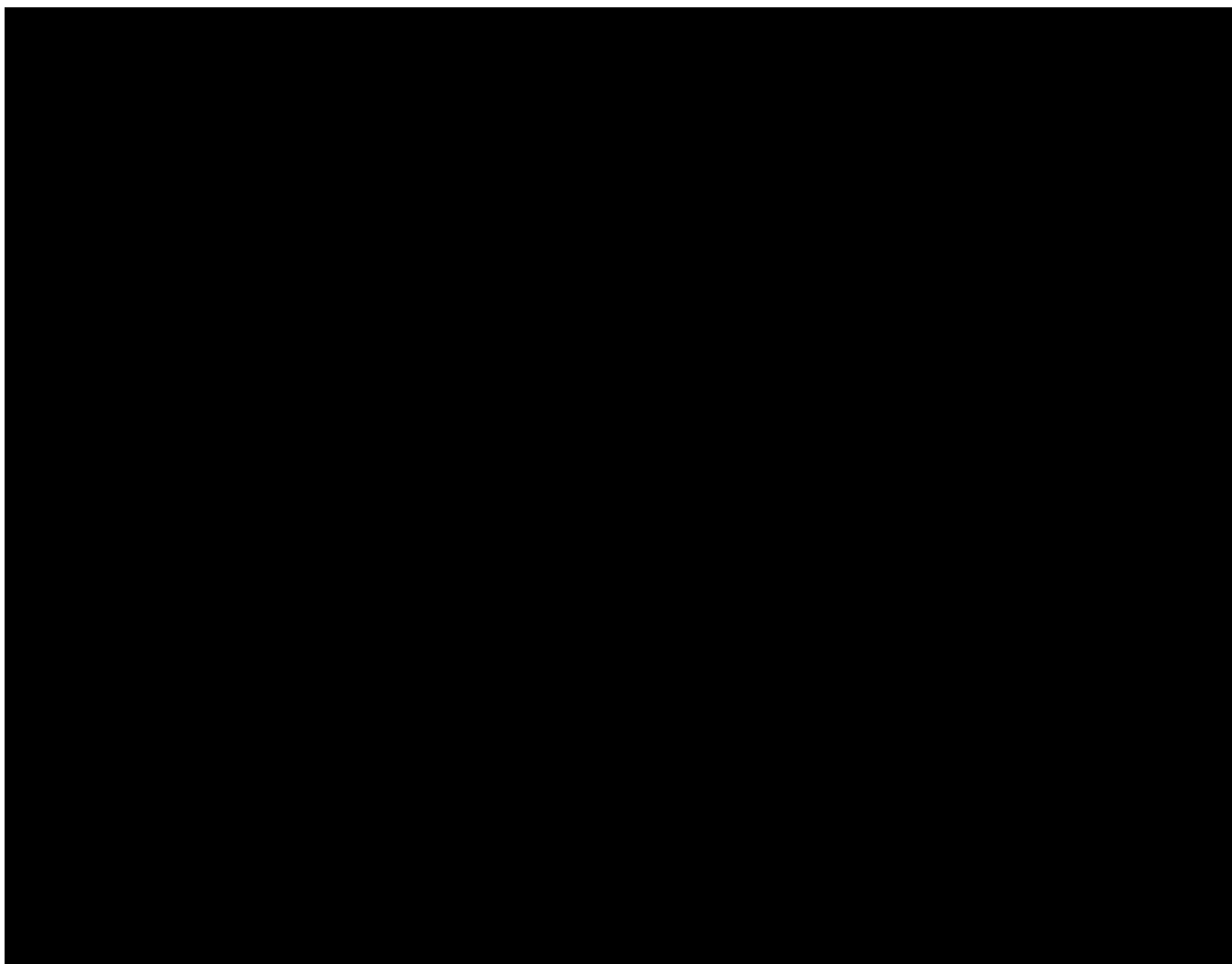
⁶⁵ Voir note 35.

seuil n'est en revanche pas franchi d'ici 2051 dans le scénario 'trajectoire actuelle', qui considère donc le GNR comme étant 'marginal' (et inclus dans le calcul des coûts évités) jusqu'en 2051⁶⁶.

Ces calculs découlent du fait que cette étude se concentre sur les coûts évités 'marginaux', et non 'moyens'. Ne pas considérer le GNR dans les coûts évités à partir de 2038 pour le scénario net zéro ne signifie pas qu'il n'y aura plus de GNR dans le réseau d'Énergir d'après ce scénario. Au contraire, à partir de ce moment, Énergir aura tout intérêt à maximiser la part du GNR dans son réseau, en fonction des volumes disponibles sur le marché à un prix donné. La différence dans la part du GNR *considérée marginale* à partir de 2038 dans les deux scénarios n'est donc pas due à des différences dans les projections du volume de GNR *dans le réseau d'Énergir*, mais résulte exclusivement de la différence entre les prix du SPEDE utilisés dans les deux scénarios.

Projections des coûts évités pour 2022-2051, scénario 'net zéro'

La projection des coûts évités pour les années 2022 à 2051 du scénario net zéro est présentée au Tableau 14, Tableau 15 et au Tableau 16 ci-dessous et reposent sur les diverses hypothèses discutées dans la section 3. Les figures ci-dessous résument l'évolution des coûts évités visuellement.



⁶⁶ À noter, cette différence dans la considération du GNR n'est pas due à des projections divergentes au niveau de la part du GNR dans le réseau d'Énergir, mais résulte exclusivement de la différence entre les prix du SPEDE utilisés dans les deux scénarios.

Tableau 14 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2022 à 2031 (¢/m³) – Scénario net zéro

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Base										
Fourniture (F)	18,56	16,67	14,89	16,10	17,54	18,94	19,30	20,67	22,61	25,01
-- gaz naturel	17,74	15,75	13,52	13,66	13,85	14,25	13,43	13,48	13,94	14,66
-- gaz naturel renouvelable	0,83	0,92	1,37	2,44	3,68	4,69	5,87	7,19	8,67	10,35
Transport (T)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,57	2,62	2,67	2,72	2,78
Gaz perdu	0,15	0,15	0,14	0,15	0,17	0,19	0,20	0,21	0,23	0,26
Renforcement du réseau de distribution	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55
Redevance à la Régie du bâtiment	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Quote-part payable au MERN	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30
Chauffage										
Fourniture (F)	18,56	16,67	14,89	16,10	17,54	18,94	19,30	20,67	22,61	25,01
-- gaz naturel	17,74	15,75	13,52	13,66	13,85	14,25	13,43	13,48	13,94	14,66
-- gaz naturel renouvelable	0,83	0,92	1,37	2,44	3,68	4,69	5,87	7,19	8,67	10,35
Transport (T)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,57	2,62	2,67	2,72	2,78
Équilibrage	5,56	5,76	5,88	6,00	6,12	6,25	6,37	6,50	6,63	6,76
Gaz perdu	0,15	0,15	0,14	0,15	0,17	0,19	0,20	0,21	0,23	0,26
Renforcement du réseau de distribution	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55
Redevance à la Régie du bâtiment	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Quote-part payable au MERN	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30

Tableau 15 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2032 à 2041 (¢/m³) – Scénario net zéro

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Base										
Fourniture (F)	26,76	28,27	29,69	31,20	32,78	34,37	20,20	20,52	20,74	21,01
-- gaz naturel	15,34	15,71	15,93	16,17	16,38	16,57	20,20	20,52	20,74	21,01
-- gaz naturel renouvelable	11,42	12,56	13,76	15,04	16,40	17,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport (T)	2,83	2,89	2,95	3,01	3,07	3,13	3,19	3,25	3,32	3,39
Gaz perdu	0,29	0,32	0,36	0,40	0,45	0,51	0,58	0,68	0,79	0,89
Renforcement du réseau de distribution	0,56	0,57	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,65	0,66	0,67
Redevance à la Régie du bâtiment	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Quote-part payable au MERN	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
Chauffage										
Fourniture (F)	26,76	28,27	29,69	31,20	32,78	34,37	20,20	20,52	20,74	21,01
-- gaz naturel	15,34	15,71	15,93	16,17	16,38	16,57	20,20	20,52	20,74	21,01
-- gaz naturel renouvelable	11,42	12,56	13,76	15,04	16,40	17,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport (T)	2,83	2,89	2,95	3,01	3,07	3,13	3,19	3,25	3,32	3,39
Équilibrage	6,90	7,03	7,18	7,32	7,47	7,61	7,77	7,92	8,08	8,24
Gaz perdu	0,29	0,32	0,36	0,40	0,45	0,51	0,58	0,68	0,79	0,89
Renforcement du réseau de distribution	0,56	0,57	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,65	0,66	0,67
Redevance à la Régie du bâtiment	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Quote-part payable au MERN	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

Tableau 16 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2042 à 2051 (¢/m³) – Scénario net zéro

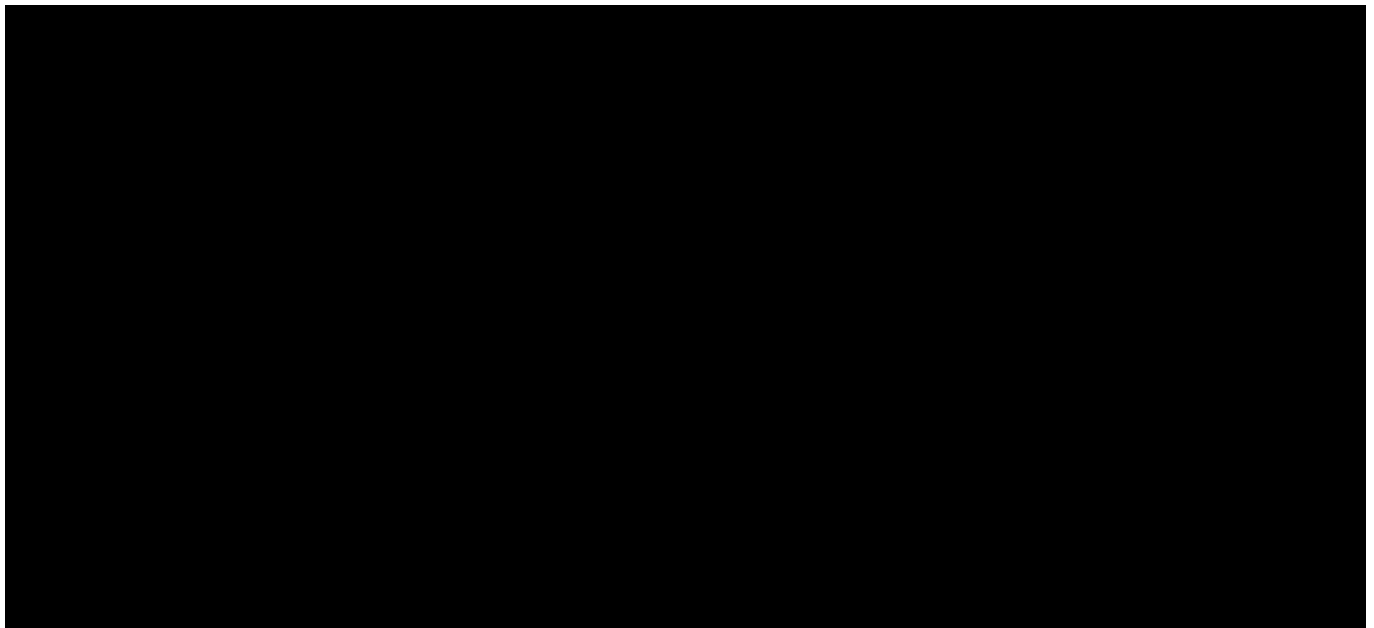
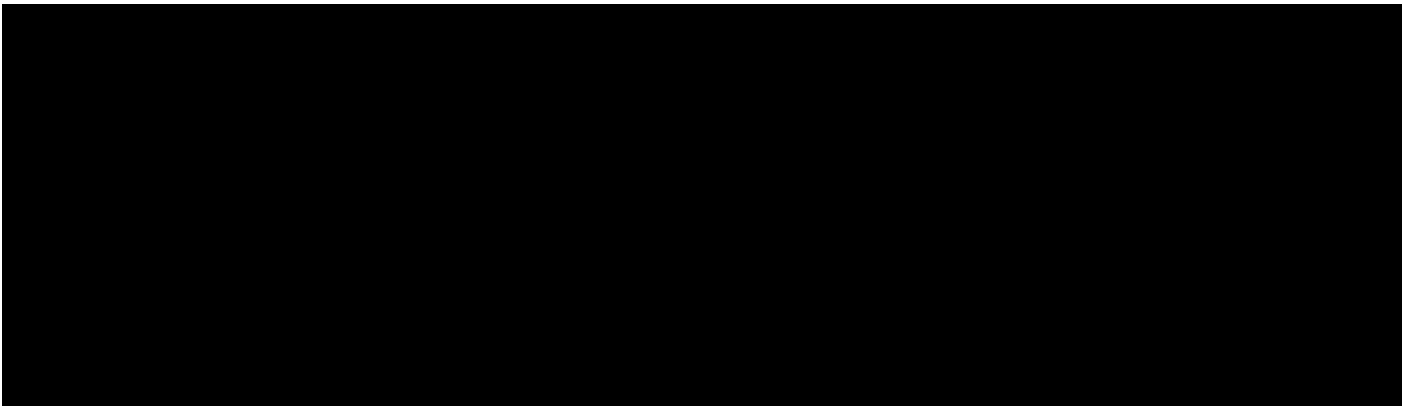
	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Base										
Fourniture (F)	21,35	21,68	22,06	22,40	22,72	23,02	23,33	23,63	23,89	24,14
-- gaz naturel	21,35	21,68	22,06	22,40	22,72	23,02	23,33	23,63	23,89	24,14
-- gaz naturel renouvelable	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport (T)	3,45	3,52	3,59	3,66	3,74	3,81	3,89	3,97	4,05	4,13
Gaz perdu	1,00	1,13	1,28	1,45	1,65	1,87	2,13	2,43	2,77	3,16
Renforcement du réseau de distribution	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82
Redevance à la Régie du bâtiment	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09
Quote-part payable au MERN	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44
Chauffage										
Fourniture (F)	21,35	21,68	22,06	22,40	22,72	23,02	23,33	23,63	23,89	24,14
-- gaz naturel	21,35	21,68	22,06	22,40	22,72	23,02	23,33	23,63	23,89	24,14
-- gaz naturel renouvelable	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport (T)	3,45	3,52	3,59	3,66	3,74	3,81	3,89	3,97	4,05	4,13
Équilibrage	8,41	8,58	8,75	8,92	9,10	9,28	9,47	9,66	9,85	10,05
Gaz perdu	1,00	1,13	1,28	1,45	1,65	1,87	2,13	2,43	2,77	3,16
Renforcement du réseau de distribution	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82
Redevance à la Régie du bâtiment	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09
Quote-part payable au MERN	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44

Comparaison illustrative des deux scénarios

Le tableau et la figure ci-dessous offrent une comparaison à haut niveau des deux scénarios présentés.

Les coûts évités dans les deux scénarios sont identiques d'ici 2030. Après 2030, les coûts évités croissent considérablement plus rapidement dans le scénario 'net zéro', atteignant 646,16 €/m³ (base) en 2050, soit plus de cinq fois plus que les coûts évités (base) dans le scénario 'trajectoire actuelle'.

La différence entre les coûts évités est causée par la différence du prix du SPEDE utilisée dans les deux scénarios, qui est la seule donnée qui varie entre les deux modèles. La croissance du SPEDE signifie aussi que le GNR n'est plus marginal au sens des coûts évités à partir de 2038 (tel qu'expliqué à la section 0 et à l'Annexe E – Point d'inflexion pour le GNR), accentuant encore la croissance des coûts évités à partir de cette date dans le scénario 'net zéro'.



Annexe B – Équilibrage

Tableau 18 : Exemple du calcul du coût évité d'équilibrage, incluant l'impact d'une réduction de la charge de chauffage et de base (cas type industriel)⁶⁷

Mois	# jrs	Charge totale (m ³)	Charge de base (m ³)	Charge de chauffage (m ³)	Après une réduction de la charge de base		Après une réduction de la charge de chauffage	
					10%	20%	10%	20%
Janvier	31	10 720	3 525	7 195	3 173	2 820	6 475	5 756
Février	28	10 137	3 525	6 612	3 173	2 820	5 951	5 289
Mars	31	9 233	3 525	5 707	3 173	2 820	5 137	4 566
Avril	30	6 553	3 525	3 028	3 173	2 820	2 725	2 422
Mai	31	4 967	3 525	1 442	3 173	2 820	1 298	1 153
Juin	30	3 787	3 525	261	3 173	2 820	235	209
Juillet	31	3 525	3 525	0	3 173	2 820	0	0
Août	31	3 604	3 525	78	3 173	2 820	70	62
Septembre	30	3 757	3 525	232	3 173	2 820	208	185
Octobre	31	5 688	3 525	2 163	3 173	2 820	1 947	1 730
Novembre	30	8 438	3 525	4 913	3 173	2 820	4 422	3 930
Décembre	31	9 340	3 525	5 815	3 173	2 820	5 233	4 652
Total	365	79 751	42 306	37 445	38 075	33 845	33 701	29 956
Proportion base	%	53%			50%	47%	56%	59%
Proportion chauffage	%	47%			50%	53%	44%	41%
A : Consommation journée moyenne annuelle	m ³ /jr	218,50			206,91	195,31	208,24	197,98
H : Consommation journée moyenne en hiver	m ³ /jr	317,01			305,34	293,67	296,99	276,96
MaxC : Consommation journée de pointe en hiver	m ³ /jr	362,04			349,45	336,86	338,43	314,82
Multiplificateur	m ³ /jr	1,44			1,45	1,46	1,42	1,41
[a] Facteur « pointe » (MaxC x Multiplificateur - H)	€/m ³ /jr	202,93			200,91	198,90	184,66	166,38
[b] Facteur « espace » (H - A)	€/m ³ /jr	98,52			98,43	98,35	88,75	78,98
[c] Coût d'équilibrage – Pointe (2023)	€/m ³ /jr	355,70			355,70	355,70	355,70	355,70
[d] Coût d'équilibrage – Espace (2023)	€/m ³ /jr	1 398,20			1 398,20	1 398,20	1 398,20	1 398,20
[e] Coût total annuel d'équilibrage [a x c + b x d]	\$	2 099,29			2 090,95	2 082,62	1 897,70	1 696,11
Coût évité d'équilibrage [e ÷ charge de chauffage]	€/m ³	5,61			5,58	5,56	5,63	5,66

⁶⁷ Les coûts d'équilibrage de la pointe et de l'espace sont disponibles dans les Conditions de service et Tarif, en vigueur le 1^{er} décembre 2021, page 53.

Annexe C – Renforcement du réseau

Le calcul du coût annuel pour le renforcement du réseau est illustré dans le tableau suivant.

Tableau 19 : Calcul du coût annuel pour le renforcement du réseau

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Dépense d'amortissement (\$)	0	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606
Capital non amorti (\$)	4 144 242	4 040 636	3 937 030	3 833 424	3 729 818	3 626 212	3 522 606	3 419 000	3 315 394	3 211 788
Rendement sur base de tarification (\$)	368 838	359 617	350 396	341 175	331 954	322 733	313 512	304 291	295 070	285 849
Coût annuel de l'investissement (\$)	368 838	463 223	454 002	444 781	435 560	426 339	417 118	407 897	398 676	389 455
Coût par unité d'ajout de charge (¢/m ³)	0,45	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,50	0,49	0,48	0,47

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Dépense d'amortissement (\$)	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606	103 606
Capital non amorti (\$)	3 108 182	3 004 576	2 900 969	2 797 363	2 693 757	2 590 151	2 486 545	2 382 939	2 279 333	2 175 727
Rendement sur base de tarification (\$)	276 628	267 407	258 186	248 965	239 744	230 523	221 303	212 082	202 861	193 640
Coût annuel de l'investissement (\$)	380 234	371 013	361 792	352 571	343 350	334 130	324 909	315 688	306 467	297 246
Coût par unité d'ajout de charge (¢/m ³)	0,46	0,45	0,44	0,43	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36

Moyenne sur 20 ans (¢/m ³)	0,46
--	------

Les hypothèses utilisées dans les calculs du Tableau 19 sont les suivantes :

- Capital investi par année en moyenne pour le renforcement de réseau (non amorti)⁶⁸ : 4 144 242 \$
- Volume moyen annuel d'ajout de charges⁶⁹ : 82 771 750 m³
- Dépense d'amortissement linéaire⁷⁰ : 2,50 % par an après la première année
- Rendement sur la base de tarification⁷¹ : 8,90 %

⁶⁸ Estimé d'après les prévisions internes d'Énergir. Avril 2022. Voir section 3.2.2

⁶⁹ Estimé d'après les prévisions internes d'Énergir. Avril 2022. Voir section 3.2.2

⁷⁰ Basée sur une durée de vie typique des infrastructures de renforcement de réseau estimée à 40 ans.

⁷¹ Régie de l'énergie (2021). Décision D-2021-140, page 79, paragraphe 327.

Annexe D – Taux d’indexation

Des prévisions chiffrées pour chaque composante n’étant pas disponibles pour l’ensemble de la période de projection, nous avons indexé la dernière projection disponible de chaque composante du coût évité selon l’inflation prévue par Énergir. Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées pour déterminer l’inflation jusqu’à l’année 2027. La croissance du taux d’inflation après l’année 2027 est supposée constante à un taux de 2,0 %⁷².

Tableau 20 : Hypothèses économiques utilisées pour les projections⁷³

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux d’inflation québécois	3,4%	2,5%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%

À noter que la composante « SPEDE » est indexée à un taux d’inflation qui s’appuie sur une analyse de l’évolution historique et prévue de leurs coûts : 7 %⁷⁴.

⁷² Prévisions internes d’Énergir. Avril 2022.

⁷³ Prévisions internes d’Énergir. Avril 2022.

⁷⁴ Taux d’indexation annuel du prix plancher du SPEDE de 5 %, plus le taux d’inflation de 2 %.

Annexe E – Point d’inflexion pour le GNR

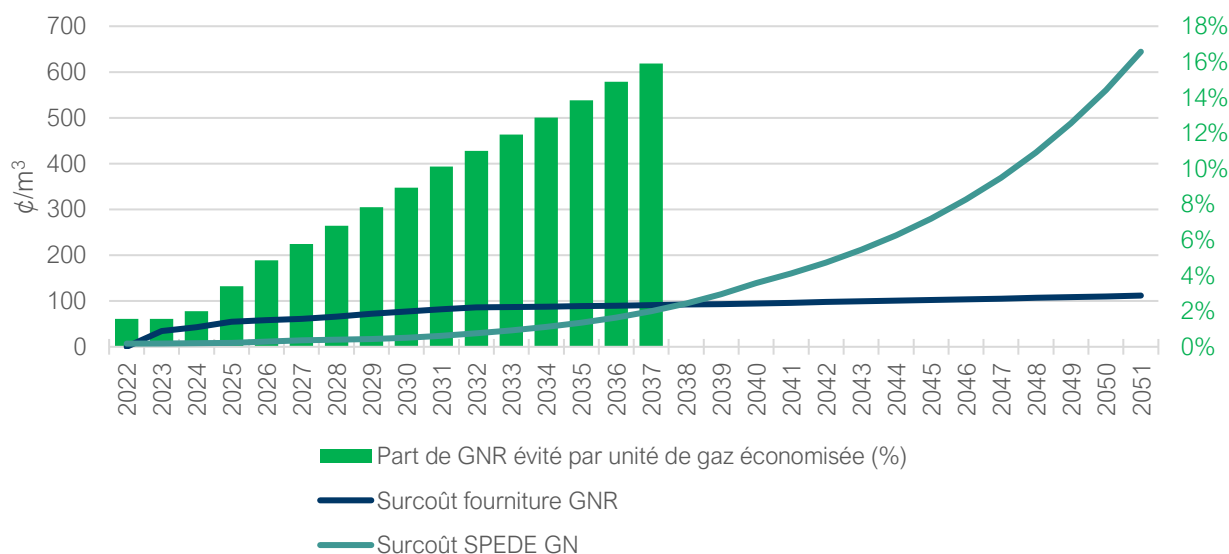
La part de GNR considérée dans le calcul des coûts évités tombe à zéro en 2038, sous le scénario net zéro, car c’est l’année où le surcoût en SPEDE du GN excède le surcoût en fourniture du GNR, tel qu’illustré dans le tableau ci-dessous.

Tableau 21 : Coût unitaire de fourniture et SPEDE dans le scénario ‘net zéro’

Coûts des composantes (€/m³)	2022	2025	2030	2038	2040	2050
[1] Fourniture du GNR	52,73	71,99	97,00	113,54	116,97	135,75
[2] Fourniture du GN	18,02	14,14	15,31	20,20	20,74	23,89
[3] SPEDE GN	6,97	8,53	19,98	94,99	140,26	563,94
[4] SPEDE GNR	0,04	0,05	0,12	0,55	0,82	3,28
[5] Surcoût fourniture GNR ([1]-[2])	34,71	57,85	81,69	93,34	96,23	111,86
[6] Surcoût SPEDE GN ([3]-[4])	6,93	8,48	19,86	94,44	139,44	560,66
Différence entre [5] et [6]	27,78	49,37	61,83	-1,1	-43,21	-448,8
Part de GNR évité par unité de gaz économisée (%)	1,6%	3,4%	8,9%	0%	0%	0%

À partir de 2038, il n’est plus rentable de réduire le volume de GNR lorsque le volume total de gaz diminue, puisque le GN coûte alors au total plus cher que le GNR. À partir de ce point, 0 % du gaz évité est du GNR, et ce, tant qu’il reste du GN dans le réseau. La Figure ci-dessous visualise cette relation.

Figure 7 : Visualisation du point d’inflexion pour le GNR, scénario ‘net zéro’ (coûts unitaires)





Ce rapport a été préparé par Dunsky Énergie + Climat. Il représente notre jugement professionnel fondé sur les données et les renseignements disponibles au moment où les travaux ont été effectués. Dunsky ne donne aucune garantie et ne fait aucune déclaration, explicite ou implicite, relativement aux données, à l'information, aux conclusions et aux recommandations du présent rapport ou des produits de travail connexes.