

Coûts évités - Mise à jour de la méthodologie et des projections

Rapport final

PRÉPARÉ PAR
DUNSKY EXPERTISE EN ÉNERGIE

Soumis à
ÉNERGIR

13 février 2018



50, rue Ste-Catherine Ouest, bur. 420, Montréal, Québec, Canada H2X 3V4 | T. 514.504.9030 | info@dunsky.com

www.dunsky.com

COÛTS ÉVITÉS

MISE À JOUR DE LA MÉTHODOLOGIE ET DES PROJECTIONS
Rapport final

SOU MIS À :



1717, rue du Havre
Montréal QC H2K 2X3

514 598-3444 | info@energir.com
<http://www.energir.com/>

PRÉPARÉ PAR :



50, rue Ste-Catherine Ouest, bur. 420
Montréal QC H2X 3V4

514 504-9030 | info@dunsky.com
www.dunsky.com

AU SUJET DE DUNSKY

Dunsky Expertise en énergie est une société de conseils stratégiques qui œuvre dans les domaines de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables décentralisées et de la mobilité durable. Basée à Montréal, elle appuie sa clientèle nord-américaine par le biais de trois services clés : établir l'opportunité (technique, économique et de marché), concevoir les stratégies (politiques, programmes et réglementation) et en évaluer la performance.

Forte d'une équipe de 20 analystes et experts, Dunsky est vouée à bâtir un avenir énergétique durable.

Gouvernements ▪ Services publics ▪ **CLIENTÈLE*** ▪ Firmes privées ▪ Associations



* sélection de clients

SOMMAIRE

Énergir fait régulièrement évaluer les coûts évités par la non-livraison d'une unité de gaz naturel par des consultants externes. Énergir a mandaté Dunsky Expertise en énergie pour mettre à jour les coûts évités à compter de l'année 2018-2019, pour une période de 20 ans.

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 2019-2038 suivant la méthodologie retenue.

Notre revue de littérature a démontré 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. Par la suite, un balisage des méthodologies utilisées par d'autres distributeurs gaziers (Ontario, Colombie-Britannique et Nouvelle-Angleterre) nous a permis d'identifier trois opportunités d'amélioration, c'est-à-dire des éléments qui ne sont pas actuellement intégrés dans l'analyse des coûts évités d'Énergir, mais qui pourraient accroître la précision des résultats. Ces opportunités d'amélioration sont détaillées ci-dessous :

1. La détermination d'un coût évité spécifique à l'usage du gaz naturel pour le **chauffage de l'eau** (outre ceux calculés pour les usages de chauffage et de base, comme c'est le cas pour Énergir);
2. **Les effets de marché** induits par une diminution de la demande en gaz naturel (*en anglais DRIPE*);
3. **Les coûts d'administration** évités lors d'une diminution de livraison de gaz naturel.

Cependant, notre analyse nous porte à recommander de ne pas inclure ces trois éléments dans le calcul des coûts évités, pour les raisons suivantes :

1. Chauffage de l'eau

Les données disponibles actuellement sur les profils de consommation d'eau chaude des clients d'Énergir ne permettent pas de déterminer de façon rigoureuse le coût évité associé spécifiquement au chauffage de l'eau. Néanmoins, nous recommandons qu'Énergir évalue la possibilité de collecter ces données à l'avenir afin d'estimer éventuellement les coûts évités pour cet usage.

2. Effets de marché

La taille relative du marché du gaz naturel au Québec dans l'ensemble du marché canadien fait en sorte que les effets de marché pour Québec sont jugés négligeables.

3. Coûts d'administration

L'analyse des coûts d'administration d'Énergir suggère que la part variable de ces coûts est négligeable, et que ces coûts ne pourraient donc être évités dans le cas d'une diminution de la consommation de gaz naturel.

À la lumière d'un examen détaillé de l'approche méthodologique existante et des résultats du balisage, nous recommandons donc de conserver la méthode actuelle de détermination des coûts évités présentée à la Régie de l'énergie en 2014.

Les composantes retenues pour le calcul des coûts évités d'Énergir sont les suivantes :

- Approvisionnement gazier
 - Coût de fourniture (F)
 - Coût de transport (T)
 - Coût d'équilibrage (pour les volumes de chauffage seulement)
 - Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F et T
- Distribution
 - Gaz perdu
 - Renforcement du réseau de distribution
 - Redevance à la Régie du bâtiment
 - Redevance à la Régie de l'énergie
 - Quote-part de Transition énergétique Québec
- SPEDE
 - Coûts des droits d'émission de GES

Des ajustements ont été réalisés dans le calcul de certaines composantes, par rapport à l'étude des coûts évités de 2014. Notamment, dans le calcul du coût évité pour le renforcement du réseau de distribution, les coûts liés au réseau de transmission ont été incorporés dans l'analyse afin de refléter que ces investissements peuvent, eux aussi, être reportés en raison de volumes de gaz évités. Le détail de ces ajustements est présenté dans chacune des sections des composantes.

Finalement, pour l'année 2018-2019, le coût évité projeté de 1 m³ de gaz non livré par Énergir chez un client existant s'élève à **21,02 ¢/m³** pour les volumes de base et à **30,08 ¢/m³** pour les volumes de chauffage. Les projections des coûts évités pour les années 2019-2038 sont présentées au Tableau 10 et au Tableau 11.

TABLE DES MATIÈRES

1.0	INTRODUCTION.....	1
1.1.	CONTEXTE.....	1
1.2.	PORTÉE DE L'ÉTUDE	1
1.3.	NOTRE APPROCHE.....	1
1.4.	STRUCTURE DU RAPPORT	2
2.0	EXAMEN DE LA MÉTHODOLOGIE ACTUELLE.....	3
2.1.	REVUE SOMMAIRE DE LA LITTÉRATURE.....	3
2.1.1.	CONCEPT ET THÉORIE DES COÛTS ÉVITÉS	3
2.1.2.	PRINCIPALES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS.....	3
2.1.3.	REVUE DES MÉTHODES D'ALLOCATION DES COÛTS ÉVITÉS	4
2.2.	REVUE DES MÉTHODOLOGIES UTILISÉES PAR ÉNERGIR ET AILLEURS.....	5
2.2.1.	HORIZON DES PROJECTIONS ET SEGMENTATION PAR USAGE.....	6
2.2.2.	REVUE DES COMPOSANTES	7
2.3.	PISTES D'AMÉLIORATION ÉVALUÉES.....	10
2.3.1.	AJOUT D'UN USAGE : EAU CHAUDE	10
2.3.2.	AJOUT D'UNE COMPOSANTE DE COÛT : EFFET DE MARCHÉ (DRIPE).....	11
2.3.3.	AJOUT D'UNE COMPOSANTE DE COÛT : ADMINISTRATION	13
2.4.	MÉTHODOLOGIE RETENUE.....	14
3.0	COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS	15
3.1.	APPROVISIONNEMENT GAZIER	15
3.1.1.	COÛT DE FOURNITURE (F)	15
3.1.2.	COÛT DE TRANSPORT (T).....	16
3.1.3.	COÛT D'ÉQUILIBRAGE	17
3.1.4.	RENDEMENT SUR FONDS DE ROULEMENT DU MAINTIEN DES INVENTAIRES F ET T	18
3.2.	DISTRIBUTION.....	18
3.2.1.	GAZ PERDU	18
3.2.2.	RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	18
3.2.3.	REDEVANCE À LA RÉGIE DU BÂTIMENT	20
3.2.4.	REDEVANCE À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE.....	20
3.2.5.	QUOTE-PART PAYABLE À TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC.....	21
3.3.	SPEDE.....	21
3.3.1.	COÛTS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES	21
4.0.	PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS POUR 2019-2038	23
	ANNEXE A — ÉQUILIBRAGE	27
	ANNEXE B — RENFORCEMENT DU RÉSEAU	28
	ANNEXE C — REDEVANCE À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE.....	29
	ANNEXE D — TAUX D'INDEXATION.....	30

1.0 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 2014, ont été déposées à la Régie de l'énergie dans le cadre des dossiers tarifaires¹. Pour mettre à jour les coûts évités à compter de l'année 2018-2019, Énergir a mandaté Dunsky Expertise en énergie afin d'examiner — et d'ajuster au besoin — la méthodologie actuelle et d'établir une projection des coûts évités pour l'horizon 2019-2038.

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 2019-2038 suivant la méthodologie retenue.

1.3. NOTRE APPROCHE

Dans un premier temps, nous avons réalisé une revue de littérature portant sur le concept de coûts évités et les méthodologies de prévision des coûts évités de gaz naturel couramment utilisées en Amérique du Nord. Par la suite, un balisage détaillé des méthodes de calcul des coûts évités utilisées dans trois régions particulièrement pertinentes pour Énergir a été effectué : 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 2018, mais également d'autres documents fournis par Énergir.

¹ La dernière étude des coûts évités a 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].

1.4. STRUCTURE DU RAPPORT

Ce rapport est structuré comme suit :

EXAMEN DE LA MÉTHODOLOGIE ACTUELLE

Cette section présente les résultats de la revue de littérature et 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.

COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS

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

PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS POUR 2019-2038

Cette dernière section fournit une projection des coûts évités d'Énergir sur une période de 20 ans.

Des calculs additionnels sur les composantes des coûts évités sont fournis en annexe.

2.0 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

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 Policies 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 »². 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 historiques³. 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 :

1. **Le coût pour l'approvisionnement gazier** : Le coût du gaz naturel 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.

² Busch et Comnes (1995). *Resource Planning for Gas Utilities: Using a Model to Analyze Pivotal Issues*. Lawrence Berkeley National Laboratory, page 27.

³ Turvey (2000). *What are Marginal Costs and How to Estimate Them?* University of Bath School of Management, Centre for the Study of Regulated Industries, page 1.

Le **coût de la fourniture** est compris dans les **coûts d’approvisionnement gazier**, et est la composante la plus importante des coûts évités⁴. Elle représente généralement 75 % 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.

Les **autres coûts d’approvisionnement gazier** sont généralement la deuxième composante la plus importante des coûts évités et sont constitués de trois 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 pipelines. 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 pipeline et pour les injections et les retraits de stockage ainsi que la fraction des volumes de gaz reçus par un pipeline ou une installation de stockage qui est utilisée comme gaz de compression. Enfin, les distributeurs reçoivent généralement un **rendement sur le fonds de roulement** pour le maintien des inventaires de stockage.

Enfin, 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 sa maintenance 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**.

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 l’on retrouve dans la littérature. Elles sont ici listées par ordre décroissant de simplicité et croissant de précision⁵ :

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 se rapproche de celle du coût marginal classique dans le cas où la source choisie est la plus dispendieuse.
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 ICF International (2016). Natural Gas Conservation Potential Study, Ontario Energy Board, page 4.

⁵ Cause tarifaire 2015, R -3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3, p. 23. [Kayal]

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, ils ne sont pas considérés 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 :

- Colombie-Britannique (FortisBC)⁶
- Ontario (Enbridge)⁷
- Nouvelle-Angleterre (plusieurs distributeurs)⁸

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.

⁶ FortisBC Energy Inc. (2013). Application for Approval of a Multi-Year Performance Based Ratemaking Plan for 2014 through 2018—Response to British Columbia Utilities Commission Information Request No. 1, page 591.

FortisBC Energy Inc. (2013). Application for Approval of a Multi-Year Performance Based Ratemaking Plan for 2014 through 2018—Response to British Columbia Utilities Commission Information Request No. 2, page 599.

⁷ EB-2015-0049, Exhibit B, Tab 2, Schedule 5.

EB-2006-0021, Exhibit A, Tab 9, Schedule 1.

Navigant (2015). Avoided Distribution Costs.

ICF International (2016). Natural Gas Conservation Potential Study, Section 3.

⁸ Hornby et autres (2015). Avoided Energy Supply Costs in New England: 2015 Report.

Tableau 1 : Balisage des méthodologies de calcul des coûts évités

Méthodologie	Méthode générique représentative (<i>generic proxy approach</i>)	Méthode des coûts moyens	Méthode des coûts marginaux ciblés (<i>targeted marginal cost</i>)	Méthode du calcul direct (<i>differential revenue requirements</i>)
Énergir			✓	
Colombie-Britannique ⁹	✓	✓		
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 évités. À l’inverse, le passage à un modèle plus complexe (tel qu’en Ontario) nécessiterait une modélisation supplémentaire, impliquant des efforts additionnels significatifs pour Énergir.

Notre évaluation de la méthode actuellement 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

Nous avons également noté que dans les régions où la méthode de calcul des coûts évités est aussi complexe — voire davantage — que celle d’Énergir (c.-à-d. en Ontario et en Nouvelle-Angleterre), les projections sont effectuées pour une plus longue durée et la segmentation par usage est plus détaillée. En effet, les projections portent sur 15 et 30 ans en Nouvelle-Angleterre et en Ontario respectivement, comparativement à 10 ans dans les dernières études d’Énergir, et des coûts évités pour le chauffage de l’eau y sont calculés, en plus de ceux pour la base et le chauffage. Le Tableau 2 indique la durée des projections et la segmentation par région.

⁹ 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.

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

	Colombie-Britannique	Énergir	Nouvelle-Angleterre	Ontario
Projections	5 ans	10 ans	15 ans	30 ans
Segmentation	1. Tous les usages/marchés	1. Base 2. Chauffage	1. Résidentiel a. Base b. Eau chaude c. Chauffage 2. Commercial et industriel a. Base b. Chauffage	1. Eau chaude 2. Chauffage 3. Chauffage et eau chaude 4. Industriel

Afin de rendre les projections plus utiles, notamment pour analyser la rentabilité de mesures ayant une durée de vie supérieure à 10 ans, nous avons projeté les coûts évités de cette étude sur une période de 20 ans, dans la lignée de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario. Ces projections sont présentées à la section 4.0.

La possibilité d'ajouter le chauffage de l'eau comme usage distinct dans les coûts évités d'Énergir est discutée à la section 2.3.1.

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)	✓	✓	✓	✓
	Transport (T)	✓ ¹⁰	✓	✓	✓
	Équilibrage	✓	✓	✓	✓
	Rendement sur fonds de roulement	✓			
	Effets de marché induits par la réduction de la demande (DRIPE) ¹¹			✓	
Distribution	Gaz perdu	✓	✓	✓ ¹²	✓ ¹³
	Renforcement du réseau de distribution	✓		✓	✓
	Redevances et quote-part ¹⁴	✓			
	Administration		✓		
SPEDE	Coûts des droits d'émission de GES	✓			

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) et que la Colombie-Britannique inclut la diminution des frais d'administration dans les coûts évités.

À l'inverse, le rendement sur fonds de roulement, les redevances et la quote-part, ainsi que le coût du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) sont des composantes spécifiques à Énergir. La prise en considération du coût du carbone dans les régions étudiées est discutée ci-après.

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 (règlementé) ou de son coût social.

¹⁰ Le coût de compression est désormais inclus dans le coût de transport.

¹¹ Les effets de marché induits par la réduction de la demande (en anglais DRIPE ou *Demand Reduction Induced Price Effect*) sont expliqués à la section 2.3.2.

¹² Cette composante, qui représente le gaz perdu au cours de la distribution du gaz naturel, est incluse dans les coûts variables de transport.

¹³ Union Gas inclut le gaz perdu au cours de la distribution.

¹⁴ Cette catégorie inclut les redevances à la Régie du bâtiment et à la Régie de l'énergie, ainsi que la quote-part payable à Transition énergétique Québec (TEQ).

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

	Énergir	Colombie-Britannique	Ontario	Nouvelle-Angleterre
La consommation de gaz naturel est-elle couverte par une tarification du carbone (SPEDE ou taxe carbone) ?	✓	✓	✓	
Prix règlementé du carbone				
À combien s'élève le prix du carbone (2017) ?	20 \$/tCO ₂ e (3,84 ¢/m ³) ¹⁵	30 \$/tCO ₂ e (5,70 ¢/m ³) ¹⁶	18,56 \$/tCO ₂ e (3,55 ¢/m ³) ¹⁷	
Le prix du carbone est-il inclus dans les coûts évités ?	✓		n/d ²²	
Le prix du carbone est-il inclus dans l'analyse économique ?		✓	n/d ¹⁸	
Coût social du carbone				
À combien s'élève le coût social du carbone (2017) ?				~150 \$/tCO ₂ e ¹⁹
Le coût social du carbone est-il inclus dans les coûts évités ?				
Le coût social du carbone est-il inclus dans l'analyse économique ?				Selon l'État (Vermont Gas ✓)

La distribution de gaz naturel n'est pas couverte par le marché du carbone en Nouvelle-Angleterre (RGGI). Cependant, 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 évités. Similairement, la taxe carbone en Colombie-Britannique est prise en compte seulement dans l'analyse de rentabilité et non dans les coûts évités. Enfin, l'Ontario a récemment mis en œuvre un SPEDE, mais les coûts associés n'ont pas encore été reflétés dans les coûts évités ni dans l'analyse économique puisque la mise à jour la plus récente des coûts évités date de 2015, alors que le SPEDE a été mis en œuvre en 2017. En revanche, les coûts évités sont augmentés de 15 % afin de prendre en compte les bénéfices non-énergétiques, dont les bénéfices environnementaux, dans le calcul d'un TCTR modifié (« TRC-Plus »).

À la suite de cette analyse, un examen plus approfondi a été effectué afin d'évaluer si les nouvelles composantes « effets de marché (DRIPE) » et « coûts d'administration » s'appliquent dans le contexte d'Énergir. Le résultat de cet examen est présenté aux paragraphes 2.3.2 et 2.3.3.

¹⁵ Valeur moyenne à la 4^e enchère de 2017.

¹⁶ Gouvernement de la Colombie-Britannique. Taxe carbone. Récupéré de <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/carbon-tax>

¹⁷ Valeur moyenne à la 3^e enchère de 2017.

¹⁸ Le SPEDE en Ontario a été introduit après la dernière étude des coûts évités pour cette province, mais les coûts du SPEDE seront probablement intégrés à l'avenir soit dans les coûts évités, soit distinctement dans l'analyse économique.

¹⁹ Valeur utilisée au Vermont (100 \$ US/tonne), selon un échange courriel avec le Département des services publics du Vermont & State of Vermont, Public Service Board, 2015. Order re: EEU avoided costs for 2016-2017 time period.

2.3. PISTES D'AMÉLIORATION ÉVALUÉES

Dans la section précédente, nous avons identifié un nouvel usage pour la segmentation, ainsi que deux nouvelles composantes, pour considération dans le calcul des coûts évités d'Énergir. Chacun de ces éléments est discuté plus longuement dans les pages qui suivent, afin de mener à une recommandation quant à leur inclusion.

2.3.1. AJOUT D'UN USAGE : EAU CHAUDE

À la suite du balisage qui a mis en évidence deux juridictions où l'on détermine un coût évité pour le chauffage de l'eau (Ontario et Nouvelle-Angleterre), nous avons évalué la possibilité de réaliser une telle segmentation pour Énergir.

Présentement, Énergir détermine deux coûts évités :

- Pour les volumes de chauffage
- Pour les volumes de base (c.-à-d. autres que ceux de chauffage, incluant le chauffage de l'eau)

La différence entre ces deux types de coûts évités se résume aux coûts d'équilibrage, tels que déterminés dans la section 3.1.3. L'équilibrage correspond à la gestion des variations entre les consommations de gaz naturel en été et en hiver. Lorsqu'on vient réduire le volume saisonnier d'hiver (pour le chauffage), on évite ce coût supplémentaire qu'est l'équilibrage. Le coût d'équilibrage ne s'applique pour l'instant qu'aux coûts évités pour les volumes de chauffage.

Avantages de déterminer un coût évité pour le chauffage de l'eau

Le chauffage de l'eau a un profil de charge différent de celui de la base, car il dépend en partie de la température extérieure (lorsque la température extérieure est plus froide, l'eau entrante est plus froide et il faut donc davantage d'énergie pour l'amener à la température du chauffe-eau (60 °C)). Il faut également une plus grande proportion d'eau chaude pour un volume donné d'eau tiède (environ 40 °C) qui sera consommé pour les usages importants, tels que les douches, bains, lavage des mains, et lavage de la vaisselle.

Outre l'augmentation de la consommation de gaz naturel liée à la température de l'entrée d'eau froide en hiver, le profil de charge d'un chauffe-eau est également affecté par d'autres facteurs, tels que des facteurs comportementaux ou l'occupation saisonnière. Par exemple, dans le secteur commercial, l'usage de l'eau dans un restaurant sera lié au nombre de repas servis, qui peut être plus grand en été qu'en hiver. Dans le secteur résidentiel, les habitudes au niveau des bains et douches peuvent varier selon la saison (fréquence, durée, température de l'eau).

Distinguer le chauffage de l'eau dans les coûts évités permettrait d'accroître la précision des résultats, en transférant une partie des coûts d'équilibrage du chauffage des bâtiments vers le chauffage de l'eau. Cela permettrait de refléter le coût évité « réel » des mesures d'efficacité énergétique qui touchent le chauffage de l'eau (par ex. chauffe-eau efficace sans réservoir).

Limites actuelles

En l'état actuel des choses, les données dont dispose Énergir sur la consommation d'eau chaude de ses clients ne permettent pas de faire une analyse rigoureuse, le profil de charges mensuel ou journalier pour chaque secteur (résidentiel, commercial, industriel) et les volumes de gaz naturel liés à l'eau chaude n'étant pas disponibles. Obtenir l'information nécessaire exigerait de procéder à une collecte de données exhaustive, impliquant notamment du sous-mesurage pour chaque secteur/segment de marché.

Estimation à titre illustratif

En l'absence de données détaillées, nous avons tout de même souhaité évaluer l'ordre de grandeur que pourrait représenter le coût évité pour le chauffage de l'eau dans le secteur résidentiel. En effet, c'est le secteur qui comporte le moins d'incertitudes selon les données dont nous disposons.

Nous avons réalisé une analyse sommaire qui tient compte d'une seule variable : la variation de la température d'approvisionnement en eau au cours de l'année. Notre analyse ne tient pas compte d'autres facteurs (notamment comportementaux) qui pourraient modifier le résultat final.

Notre analyse préliminaire suggère que le coût évité présentement utilisé pour le chauffage de l'eau (soit celui de la base) augmenterait d'environ 1,27 ¢/m³, soit environ 6 % du coût évité total.

Conclusion

Considérant l'absence de données solides sur le profil de consommation de l'eau chaude chez les clients d'Énergir, nous jugeons que nous ne sommes pas en mesure de calculer un coût évité pour le chauffage de l'eau de façon suffisamment rigoureuse. Nous recommandons qu'Énergir évalue la possibilité de collecter les données nécessaires à cette analyse afin d'accroître la précision de ses coûts évités à l'avenir. Les données à collecter incluent :

- Consommation de gaz naturel liée à l'eau chaude par secteur et par segment;
- Profil de consommation mensuel (voire journalier) par secteur et par segment.

RECOMMANDATIONS :

✓ Ne pas segmenter les coûts évités d'Énergir pour le chauffage de l'eau. La base et le chauffage demeurent les deux seuls profils de charge pour l'instant;

✓ Évaluer la possibilité de collecter des données sur la consommation d'eau chaude des clients d'Énergir pour permettre une segmentation plus précise à l'avenir.

2.3.2. AJOUT D'UNE COMPOSANTE DE COÛT : EFFET DE MARCHÉ (DRIPE)

Les effets de marché induits par la réduction de la demande (en anglais *Demand Reduction Induced Price Effects [DRIPE]*) suscitent de plus en plus d'intérêt dans le contexte d'analyse de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande en puissance. Ils 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.

Exemple :

Supposons qu'un distributeur de gaz naturel met en œuvre des programmes d'efficacité énergétique qui ont pour effet de réduire la demande de ses clients de 5 % et que cette réduction de la demande se traduit par une baisse du prix du gaz naturel sur les marchés de 2 %. Cette baisse de prix de 2 % profite à tous les clients du marché, donc à tous les volumes de gaz naturel du marché. Par conséquent, comme la réduction du prix de 2 % est attribuable directement à la réduction du volume de gaz naturel de 5 % du distributeur, les effets de marché correspondent au ratio entre la réduction totale des coûts pour tous les volumes du marché et le volume évité par le distributeur seulement. Les effets de marché par m³ peuvent alors s'avérer importants.

Toutefois, dans le cas d'Énergir, notre analyse nous porte à conclure que les effets de marché sont limités et à recommander de ne pas les inclure dans les coûts évités, pour les deux raisons suivantes :

1. La petite taille du marché québécois pour le gaz naturel conduit à une dilution des effets de marché.

Le taux de pénétration du gaz naturel au Québec est très faible comparativement à d'autres régions voisines qui font partie du même marché pour le gaz naturel (par ex. l'Ontario)²⁰. Le calcul du coût évité pour Énergir ne prend en compte que les effets de marché qui ont lieu au Québec. Ainsi, lorsque les mesures d'efficacité énergétique d'Énergir contribuent à baisser le prix du gaz (par effet de marché), seul l'impact de cette baisse de prix sur les volumes distribués au Québec peut être comptabilisé. Le coût évité pour Énergir est alors négligeable.

2. Au Québec, une partie significative des effets de marché ne s'applique pas en raison de la prédominance de l'hydroélectricité.

En Nouvelle-Angleterre, deux types d'effets de marché sont considérés :

- **Les effets de marché « directs »** : la diminution de la consommation de gaz naturel entraîne une réduction du prix de gros de l'approvisionnement en gaz naturel.
- **Les effets de marché « multisources »** : les effets de marché « directs » entraînent à leur tour une diminution du prix d'autres sources, par exemple de l'électricité produite à partir de centrales au gaz naturel.

Au Québec, les effets de marché « multisources » sont négligeables en raison de la prédominance de l'hydroélectricité. Cela limite d'entrée de jeu la pertinence d'inclure les effets de marché, car ces effets « multisources » représentent la grande majorité des effets de marché en Nouvelle-Angleterre, surtout à court terme. Par exemple, pour la première année, l'effet « multisource » est 50 fois plus grand que l'effet « direct »²¹.

Un examen des coûts évités du gaz naturel des États en Nouvelle-Angleterre indique que les effets de marché « directs » seulement représentent dans le meilleur des cas 2,2 % des coûts évités totaux, selon une moyenne nivelée sur 15 ans (Tableau 5 **Error! Reference source not found.**). De plus, un lien assez étroit semble se dégager entre la taille de ces marchés et les effets de marchés capturés dans les coûts évités, appuyant notre point précédent sur la taille relative du marché québécois.

²⁰ Énergir: ~6 000 Mm³/an, Ontario: ~25 000 Mm³/an

²¹ Hornby et autres (2015). Avoided Energy Supply Costs in New England: 2015 Report, Exhibit C-13. Il est à noter que, contrairement aux effets directs, les effets « multisources » décroissent rapidement dans le temps.

Tableau 5 : Effets de marché « directs » en pourcentage des coûts évités, moyenne nivelée sur 15 ans (2016-2030)²²

État	Effets de marché « directs » en pourcentage des coûts évités totaux du gaz naturel	Population ²³ (Millions)
Massachusetts	2,2 %	6,5
Connecticut	0,9 %	3,6
Maine	0,3 %	1,3
Rhode Island	0,3 %	1,1
New Hampshire	0,1 %	1,3
Vermont	0,1 %	0,6

RECOMMANDATION :

✓ Ne pas inclure les effets de marché (DRIPE) dans le calcul des coûts évités d'Énergir.

2.3.3. AJOUT D'UNE COMPOSANTE DE COÛT : ADMINISTRATION

Les frais d'administration ont été étudiés pour comprendre si certains d'entre eux seraient évités par la non-livraison de gaz naturel. Pour cela, notre analyse s'est appuyée sur le principe de causalité, selon lequel les coûts sont reconnus comme étant causés par une activité si :

1. Ils résultent directement de la fourniture de l'activité, ou
2. Ils sont évités si l'activité ne se passe pas.

La dimension temporelle a été prise en compte dans notre analyse, c'est-à-dire que nous avons évalué si les coûts restaient « fixes » sur une longue période de temps ou s'ils pouvaient fluctuer d'une année à l'autre. Cette perspective de long terme est cruciale pour déterminer si un coût peut être évité. Dans le cas des coûts administratifs, les coûts sont fixes sur une longue période, donc non évitables en réponse à une réduction du volume de gaz naturel livré.

À l'examen des coûts administratifs d'Énergir, nous n'avons trouvé aucun coût dont l'inclusion dans les coûts évités serait justifiée. Cette conclusion a été validée par des discussions avec Énergir.

À noter que notre analyse comprenait l'examen du fichier d'allocation des coûts d'Énergir, mais que l'allocation des coûts ne permet pas de déterminer de manière absolue le caractère fixe ou variable des coûts administratifs, car plusieurs motifs autres que la causalité des coûts peuvent être considérés dans le choix de méthodes d'allocation.

RECOMMANDATION :

✓ Ne pas inclure de frais d'administration dans le calcul des coûts évités d'Énergir.

²² Hornby et autres (2015). Avoided Energy Supply Costs in New England: 2015 Report, Exhibit C-1, C-3, C-5, et C-7 à C-12.

²³ Rhode Island Department of Labor and Training. Census 2010 Population Results for New England. Récupéré sur: <http://www.dlt.ri.gov/lmi/census/pop/neweng.htm>

2.4. MÉTHODOLOGIE RETENUE

Sur la base de nos analyses, nous recommandons de :

- 1. Conserver la méthode des coûts marginaux ciblés pour le calcul des coûts évités.**
- 2. Prendre en compte les composantes incluses lors de la mise à jour des coûts évités présentée à la Régie de l'énergie en 2014.**

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

3.0 COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS

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)
- Coût de transport (T)
- Coût d'équilibrage
- Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F et T

Distribution

- Gaz perdu
- Renforcement du réseau de distribution
- Redevance à la Régie du bâtiment
- Redevance à la Régie de l'énergie
- Quote-part payable à Transition énergétique Québec

SPEDE

- Coûts des droits d'émission de GES

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

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, de transport et le rendement sur le fonds de roulement s'appliquent 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)

Pour l'évaluation des coûts évités de fourniture à court terme, les projections de prix du service de fourniture d'Énergir, qui seront déposées à la Régie de l'énergie dans le cadre de la Cause tarifaire 2019, ont été retenues. Ces projections couvrent les années 2018-2019 à 2021-2022 (Tableau 6).

Tableau 6 : Projection de prix du service de fourniture de gaz naturel de 2018-2019 à 2021-2022²⁴

	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Prix du service de fourniture (¢/m ³)	12,277	12,352	12,504	12,731

²⁴ Prévisions d'Énergir qui seront incluses dans la Cause tarifaire 2019.

Pour les années suivant cette période, un taux d'indexation fixe est appliqué pour les années 2022 à 2038. Pour évaluer le taux d'indexation approprié, nous avons analysé les projections à long terme de trois organismes de référence (Tableau 7). Le taux de croissance des prix de l'énergie est sensiblement plus élevé que le taux d'inflation prévu pour le Québec à court terme, tant pour le marché canadien (Deloitte) qu'américain (Banque mondiale, EIA).

Tableau 7 : Taux de croissance pour le prix de fourniture du gaz naturel²⁵

	Banque mondiale Henry Hub (É.U.)	Deloitte Dawn (Ont.)	EIA Prix moyen (É.U.)
Taux de croissance annuel moyen (2022 à 2038)	3,8 % ²⁶	3,0 %	2,9 %

À la suite de l'examen de ces sources pour la période de 2022 à 2038, un taux d'indexation annuel de 3 % (nominal) nous apparaît raisonnable. Ce taux correspond à la valeur médiane des taux de croissance prévus par les trois sources retenues, ainsi qu'à la valeur pour le marché canadien.

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 établi chaque année par Énergir dans son budget déposé lors de la Cause tarifaire. Il s'élève, pour l'année 2017-2018, à 3,498 ¢/m³²⁷. 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).

Il est à noter qu'une entente négociée entre TransCanada Pipelines Limited et les distributeurs de l'Est (Énergir, Enbridge et Union Gas) prévoit qu'une capacité de transport ferme entre Empress et la franchise d'Énergir doit être maintenue jusqu'en 2020. Une baisse des prix de transport d'Énergir est à prévoir par la suite. À compter du 1^{er} octobre 2020, une diminution du coût de transport de l'ordre de 0,234 ¢/m³²⁸ a donc été considérée.

²⁵ Les taux de croissance ont été calculés après une conversion en dollars canadiens.

Banque mondiale (2017). World Bank Commodities Price Forecast (nominal US dollars).

Deloitte (2017). Price forecast.

U.S. Energy Information Administration (2017). Annual Energy Outlook 2017, Table: Energy Prices by Sector and Source, Energy Prices: Nominal: Average Price to All Users: Natural Gas.

²⁶ La Banque mondiale estime la croissance seulement jusqu'en 2030. Ce taux est donc calculé sur la période 2022 à 2030.

²⁷ Lettre de la Régie de l'énergie en date du 1^{er} février 2018 adresser à Énergir concernant le prix du transport et de l'équilibrage pour le budget 2017/2018.

²⁸ Lettre de la Régie de l'énergie en date du 1^{er} février 2018 adresser à Énergir concernant le prix du transport et de l'équilibrage pour le budget 2017/2018.

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) (Figure 1).

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.

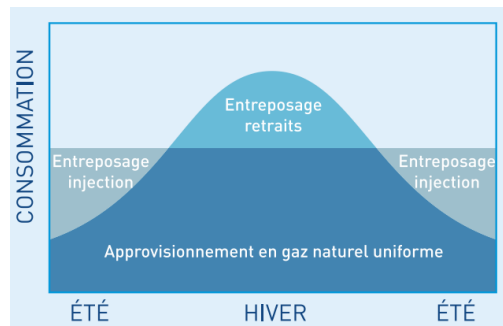


Figure 1 : Illustration de l'équilibrage (Énergir)

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 par le passé²⁹ : 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, 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 m³ à l'aide de la formule établie par Énergir³⁰;
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 A — Équilibrage.

Enfin, le coût d'équilibrage moyen a été obtenu en effectuant la moyenne pondérée des quatre profils de charges (résidentiel, commercial, institutionnel et industriel), selon le volume consommé par chaque secteur. Il s'établit, pour l'année 2017-2018, à 8,90 ¢/m³ de chauffage. 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).

²⁹ Cause tarifaire 2015, R -3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3. [Kayal].

³⁰ Conditions de service et Tarif, en vigueur le 1er octobre 2017, page 59.

3.1.4. RENDEMENT SUR FONDS DE ROULEMENT DU MAINTIEN DES INVENTAIRES F ET T

Le rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires est calculé à partir des coûts totaux de rendement sur fonds de roulement et des volumes associés, tels que déposés dans la Cause tarifaire 2018.

Pour l'année 2017-2018, ce rendement a été établi à 0,255 ¢/m³, soit la somme de 0,226 ¢/m³ pour la fourniture et 0,029 ¢/m³ pour le transport³¹. La projection pour les années suivantes est ajustée en fonction du taux d'inflation de chaque composante, respectivement (voir « Coût de fourniture (F) » et « Coût de transport (T) » pour le taux d'inflation prévu).

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 de la Régie de l'énergie, 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 clientèle³². 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 surcompressibilité et les émissions fugitives.

Le taux de gaz perdu est établi dans la Cause tarifaire 2018 à 0,62 %³³. Il est appliqué aux coûts en amont (c.-à-d. les coûts de fourniture, transport, équilibrage et le rendement sur fonds de roulement de F et T), ainsi qu'au coût du SPEDE. La projection pour les années suivantes est déterminée en appliquant le taux de 0,62 % à la somme des coûts prévus de fourniture, de transport, d'équilibrage, du rendement sur fonds de roulement de F et T 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 précédents³⁴ : 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

³¹ Ces coûts ont été calculés en divisant les coûts totaux par le volume total pour chaque composante.

Coûts : Cause tarifaire 2018, R -3987-2016, Gaz Métro - 10, Document 2, page 11, lignes 34 et 35.

Volumes : Cause tarifaire 2018, R -3987-2016, Gaz Métro - 15, Document 7, page 3, ligne 32.

³² Rapport annuel au 30 septembre 2007, R -3654-2007, Gaz Métro – 10, Document 5, page 1, ligne 4.

³³ Cause tarifaire 2018, R -3987-2016, Gaz Métro – 12, Document 8, page 3.

³⁴ Cause tarifaire 2015, R -3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3, page 9. [Kaya].

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 trois dernières années (2015 à 2017). Au terme de cette analyse, seuls les projets visant à 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 8 présente les coûts et volumes de renforcement retenus pour la période de l'analyse. On remarque qu'Énergir a investi en moyenne 20,6 M\$ par an dans le renforcement du réseau pour de nouvelles charges s'élevant en moyenne à un peu plus de 109 millions m³ par an³⁵. Cependant, étant donné que les coûts de transmission sont de nature cyclique et qu'Énergir a encouru des dépenses élevées dans les trois dernières années, il a été jugé plus réaliste de redistribuer ces coûts de transmission sur une période de 10 ans, afin que les dépenses correspondent davantage à celles d'une année typique. Cela ramène les coûts moyens typiques à 8,5 M\$.

Tableau 8 : Coûts historiques et typiques de renforcement de réseau et charges associées

Année	Coûts			Volumes (m ³)
	Distribution	Transmission	Total	
2015	610 974 \$	2 648 031 \$	3 259 005 \$	109 753 956
2016	3 663 442 \$	23 932 625 \$	27 596 067 \$	105 220 139
2017	5 897 680 \$	24 963 559 \$	30 861 239 \$	112 503 121
Moyenne	3 390 699 \$	17 181 405 \$	20 572 104 \$	109 159 072
Année typique³⁶	3 390 699 \$	5 154 422 \$	8 545 120 \$	109 159 072

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 8,5 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 ans³⁷. 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 B — Renforcement du réseau.

Modification par rapport à la méthodologie utilisée dans le rapport précédent

Étant donné qu'une réduction du volume de gaz naturel se traduit par la baisse des coûts de transmission et de distribution, ces deux composantes ont été incluses dans nos calculs. Notons que notre approche diffère de celle utilisée par le passé, qui n'incluait que les coûts de l'infrastructure de distribution. Ce

³⁵ Seuls les secteurs petit et moyen débits ont été considérés dans le calcul. Le secteur grand débit n'a pas été pris en compte, car aucune prévision de la croissance n'est disponible pour ce secteur, ce qui rend très complexe la prévision des investissements requis.

³⁶ Pour redistribuer les coûts de transmission, nous avons pris le total des dépenses pour les 3 dernières années et l'avons réparti sur une période de 10 ans. Énergir a convenu que cette méthode entraînait des coûts de transmission annuels plus typiques.

³⁷ Cette période a été choisie parce qu'elle correspond à la quantité de temps pour laquelle nous faisons des projections.

changement se traduit par une augmentation significative du coût du renforcement, en raison de l'inclusion des coûts de l'infrastructure de transmission.

Cela offre toutefois un portrait plus complet des coûts évités en renforcement de réseau car les coûts de renforcement en transmission font également partie des coûts qui peuvent être reportés, donc évités, par la réduction des volumes de gaz naturel livrés.

Sur la base des calculs et hypothèses présentés à l'Annexe B — Renforcement du réseau, le coût évité lié au renforcement du réseau en 2017-2018 est de 0,717 ¢/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. REDEVANCE 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 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 2017-2018 est fixé à 0,047 ¢/m³³⁸. 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).

3.2.4. REDEVANCE À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Les distributeurs d'énergie participent au budget de la Régie de l'énergie par le biais d'une redevance, fixée annuellement par décret pour chaque source d'énergie³⁹. Chaque montant est ensuite réparti entre les distributeurs d'une même source d'énergie selon le volume distribué. Étant donné qu'Énergir fournit la majorité du gaz naturel au Québec (97 %), Énergir s'acquitte presque entièrement de la redevance pour le gaz naturel. Ainsi, l'impact d'une diminution du volume distribué par Énergir sur les coûts totaux payés par le distributeur est minime (cela représente moins de 0,002 ¢/m³)⁴⁰. Ce résultat est illustré à l'Annexe C.

Pour cette raison, la redevance à la Régie de l'énergie n'a pas été incluse dans les coûts évités.

³⁸ 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 appliquée pour les coûts des années 2017 et 2018 (soit 0,462 ¢/1000 m³ et 0,469 ¢/1000 m³, respectivement).

Régie du bâtiment (2017). Tarification applicable au domaine du gaz. Récupéré de <https://www.rbq.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/Formulaires/francais/rapport-mensuel-ventes-gaz-2017.pdf>

Régie du bâtiment (2018). Tarification applicable au domaine du gaz. Récupéré de <https://www.rbq.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/Formulaires/francais/rapport-mensuel-ventes-gaz-2018.pdf>

³⁹ Loi sur la Régie de l'énergie. Règlement sur la redevance annuelle payable à la Régie de l'énergie. Chapitre R-6.01, r. 7.

⁴⁰ Pour ce calcul, nous supposons que les dépenses prévues de la Régie de l'énergie ne sont pas réparties entre l'ensemble des distributeurs d'énergie au Québec selon le volume d'énergie qu'ils distribuent. Donc, nous faisons l'hypothèse que le coût attribuable aux distributeurs de gaz naturel est fixe. Si ce n'est pas le cas, le coût évité sera d'une plus grande ampleur.

3.2.5. QUOTE-PART PAYABLE À TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC

Les distributeurs d'énergie doivent payer une quote-part annuelle à TEQ pour le financement de ses activités en efficacité, innovation et transition énergétique (art. 49, loi 35). Cette quote-part remplace celle payable au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles jusqu'à la création de TEQ en 2017. En attendant qu'un nouveau règlement soit établi ou que le montant de la quote-part soit déterminé par la Régie de l'énergie (art. 49, loi 35), le Règlement sur la quote-part annuelle payable au ministre des Ressources naturelles et de la Faune continue de s'appliquer (art. 85, loi 35), et le montant déterminé pour l'exercice financier 2016-2017 pour un distributeur d'énergie demeure le même jusqu'à ce qu'il soit remplacé par la Régie de l'énergie (art. 86, loi 35).

La redevance de l'exercice financier 2016-2017 était de 0,095 ¢/m³⁴¹. En attendant la publication du nouveau règlement, nous avons retenu comme hypothèse l'ajustement de la redevance 2016-2017 selon le taux d'inflation pour les années futures (voir le taux d'inflation prévu dans l'Annexe D — Taux d'indexation).

Notons que cette projection devra être mise à jour lors de la publication du nouveau Règlement sur la quote-part payable à TEQ, attendu à la fin de l'année 2018.

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.

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 Québec⁴². 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 évité⁴³.

Le coût évité lié au SPEDE s'appuie sur une prévision de prix de marché anticipé (\$US/tonne de CO₂) réalisée pour Énergir par la firme CaliforniaCarbon.info (« CCI ») sur la période 2018 à 2030 (année civile)⁴⁴. Le Tableau 9 présente ces prévisions exprimées en cents CAN/m³ sur la base de l'année financière d'Énergir (c.-à-d. d'octobre à septembre).

⁴¹ Régie de l'énergie. Financement du plan d'ensemble en efficacité et innovation énergétiques — (Quote-part MERN).

⁴² 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.

⁴³ Cause tarifaire 2015, R -3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 3, p. 15. [Kaya]

⁴⁴ Stratégies de conformité et modifications comptables réglementaires et tarifaires relatives au SPEDE, R-4028-2017, Énergir-1, Document 1, page 23.

Tableau 9 : Ajustement des taux du SPEDE pour les années 2018-2019 à 2029-2030

Année	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Taux du SPEDE (¢/m ³)	3,871	4,108	4,366	4,649	4,970	8,397
Année	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Taux du SPEDE (¢/m ³)	13,472	15,883	17,144	18,702	20,206	21,734

Il est important de noter que CCI anticipe une augmentation significative des prix des droits d'émission à partir de 2024. Ceci s'explique par le fait que le marché est actuellement suralloué (surabondance de droits d'émissions dont l'utilisation peut être reportée à plus tard), mais que ce surplus cumulatif de crédits devrait s'épuiser d'ici 2024, entraînant alors une augmentation importante des prix par la suite.

Les coûts évités liés au SPEDE pour la période 2019-2030 sont donc présentés dans le tableau ci-dessus. En l'absence de projections au-delà de 2030, nous faisons l'hypothèse que l'approche actuelle pour établir le prix plancher constitue un bon indicateur pour estimer la croissance future des coûts du SPEDE. Le règlement du SPEDE prévoit une augmentation de 5 % du prix plancher à chaque année, à laquelle s'ajoute l'inflation⁴⁵. Ainsi, un taux d'indexation annuel de 5 % plus l'inflation nous apparaît raisonnable pour prévoir le coût du SPEDE pour les années 2031 à 2038.

⁴⁵ MDDELCCC, Le système Québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission en bref, p.2. Récupéré de <http://www.mddelccc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/en-bref.pdf>

4.0. PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS POUR 2019-2038

La projection des coûts évités en dollars courants pour la non-livraison d'un mètre cube de gaz naturel a été calculée sur une période de vingt 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.

La projection des coûts évités pour les années 2019 à 2038 est présentée au Tableau 10 et au Tableau 11 ci-dessous et reposent sur les diverses hypothèses discutées dans la section 3.0.

Notons que dans le cas où des prévisions pluriannuelles sont disponibles comme c'est le cas dans la présente étude, ces prévisions devraient être utilisées dans la cadre de l'analyse de rentabilité des programmes d'efficacité énergétique (p. ex. TCTR), car elles reposent sur des analyses des conditions économiques et d'autres facteurs influençant la croissance des composantes. En cela, la pratique courante d'Énergir consistant à ajuster les coûts évités de la première année de son PGEÉ (p. ex. 2018-2019) à l'inflation (2 %/an)⁴⁶ et à maintenir ces prévisions pour les investissements effectués après cette première année (c.-à-d. sans ajuster la fenêtre de la prévision des coûts évités)⁴⁷ se traduit, de façon générale, par une perte de précision importante et, de façon plus précise, par une sous-estimation des coûts évités sur la base de la présente étude.

La divergence entre les projections 2019-2038 et l'approche actuelle d'Énergir est particulièrement visible pour la composante de fourniture du gaz naturel dont la croissance prévue est supérieure à l'inflation, ou encore la composante SPEDE qui augmente nettement plus rapidement après 2024 en raison de la dynamique du marché du carbone. Ces différences notables renforcent l'importance pour Énergir d'utiliser les projections présentées dans ce rapport et ce, en fonction des investissements prévus du PGEÉ 2019-2023. En adhérant à ces façons de faire, Énergir adopterait les bonnes pratiques en la matière qui sont très largement implantées à notre connaissance par les distributeurs électriques et gaziers en Amérique du Nord.

⁴⁶ Cause tarifaire 2018, R-3987-2017, Gaz Métro-13, Document 1, p. 5.

⁴⁷ À titre illustratif : Cause tarifaire 2018, R-3987-2017, Gaz Métro-13, Document 1, p. 22.

Tableau 10 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2019 à 2028 (¢/m³)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Base										
Fourniture (F)	12,28	12,35	12,50	12,73	13,11	13,51	13,91	14,33	14,76	15,20
Transport (T)	3,56	3,63	3,44	3,49	3,56	3,63	3,70	3,78	3,85	3,93
Rendement sur fonds de roulement	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,31
Gaz perdu	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,22	0,26	0,28	0,29	0,30
Renforcement du réseau de distribution	0,73	0,74	0,75	0,76	0,78	0,80	0,81	0,83	0,84	0,86
Redevance à la Régie du bâtiment	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06
Redevance à la Régie de l'énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quote-part payable à TEQ	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11
SPEDE	3,87	4,11	4,37	4,65	4,97	8,40	13,47	15,88	17,14	18,70
TOTAL	21,02	21,41	21,65	22,24	23,04	26,98	32,60	35,55	37,36	39,48
Chauffage										
Fourniture (F)	12,28	12,35	12,50	12,73	13,11	13,51	13,91	14,33	14,76	15,20
Transport (T)	3,56	3,63	3,44	3,49	3,56	3,63	3,70	3,78	3,85	3,93
Équilibrage	9,07	9,23	9,35	9,49	9,68	9,87	10,07	10,27	10,48	10,69
Rendement sur fonds de roulement	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,31
Gaz perdu	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20	0,22	0,26	0,28	0,29	0,30
Renforcement du réseau de distribution	0,73	0,74	0,75	0,76	0,78	0,80	0,81	0,83	0,84	0,86
Redevance à la Régie du bâtiment	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06
Redevance à la Régie de l'énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quote-part payable à TEQ	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11
SPEDE	3,87	4,11	4,37	4,65	4,97	8,40	13,47	15,88	17,14	18,70
TOTAL	30,08	30,64	31,00	31,72	32,72	36,86	42,67	45,82	47,83	50,16

Tableau 11 : Projection du coût évité du gaz naturel pour Énergir, de 2029 à 2038 (¢/m³)

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Base										
Fourniture (F)	15,66	16,13	16,61	17,11	17,62	18,15	18,70	19,26	19,83	20,43
Transport (T)	4,01	4,09	4,17	4,25	4,34	4,43	4,51	4,60	4,70	4,79
Rendement sur fonds de roulement	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41
Gaz perdu	0,32	0,33	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,43	0,45	0,47
Renforcement du réseau de distribution	0,88	0,90	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05
Redevance à la Régie du bâtiment	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07
Redevance à la Régie de l'énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quote-part payable à TEQ	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14
SPEDE	20,21	21,73	23,26	24,88	26,62	28,49	30,48	32,62	34,90	37,34
TOTAL	41,56	43,68	45,81	48,07	50,46	52,99	55,67	58,51	61,51	64,70
Chauffage										
Fourniture (F)	15,66	16,13	16,61	17,11	17,62	18,15	18,70	19,26	19,83	20,43
Transport (T)	4,01	4,09	4,17	4,25	4,34	4,43	4,51	4,60	4,70	4,79
Équilibrage	10,90	11,12	11,34	11,57	11,80	12,03	12,27	12,52	12,77	13,03
Rendement sur fonds de roulement	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,40	0,41
Gaz perdu	0,32	0,33	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,43	0,45	0,47
Renforcement du réseau de distribution	0,88	0,90	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05
Redevance à la Régie du bâtiment	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07
Redevance à la Régie de l'énergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quote-part payable à TEQ	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14
SPEDE	20,21	21,73	23,26	24,88	26,62	28,49	30,48	32,62	34,90	37,34
TOTAL	52,46	54,80	57,15	59,64	62,26	65,02	67,94	71,03	74,28	77,73

ANNEXES

ANNEXE A — ÉQUILIBRAGE

Tableau 12 : Exemple du calcul du coût évité d'équilibrage, incluant l'impact d'une réduction de la charge de chauffage et de base (cas type résidentiel) ⁴⁸

Mois		# jrs	Charge totale	Charge de chauffage	Charge de base	Après une réduction de la charge de chauffage :		Après une réduction de la charge de base :	
						10 %	20 %	10 %	20 %
Janvier	m ³	31	302	277	25	249	222	23	20
Février	m ³	28	261	236	25	212	189	23	20
Mars	m ³	31	206	181	25	163	145	23	20
Avril	m ³	30	111	86	25	77	69	23	20
Mai	m ³	31	56	31	25	28	25	23	20
Juin	m ³	30	31	6	25	5	5	23	20
Juillet	m ³	31	26	1	25	1	1	23	20
Août	m ³	31	25	0	25	0	0	23	20
Septembre	m ³	30	27	2	25	2	2	23	20
Octobre	m ³	31	74	49	25	44	39	23	20
Novembre	m ³	30	148	123	25	111	98	23	20
Décembre	m ³	31	253	228	25	205	182	23	20
Total	m³	365	1 520	1 220	300	1 098	976	270	240
Proportion base			20 %			21 %	24 %	18 %	16 %
Proportion chauffage			80 %			79 %	76 %	82 %	84 %
A : Consommation journée moyenne annuelle	m ³ /jr		4,16			3,83	3,50	4,08	4,00
H : Consommation journée moyenne en hiver	m ³ /jr		7,75			7,06	6,36	7,67	7,58
MaxC : Consommation journée de pointe en hiver	m ³ /jr		9,74			8,85	7,95	9,66	9,58
Multiplicateur			1,63			1,62	1,62	1,64	1,64
Facteur « pointe » (MaxC x mult. – H) (a)	m ³ /jr		8,13			7,31	6,50	8,13	8,14
Facteur « espace » (H - A) (b)	m ³ /jr		3,58			3,23	2,87	3,58	3,58
Coût d'équilibrage — Pointe au 1er octobre 2017 (c)	¢/m ³ /jr		709,70						
Coût d'équilibrage — Espace au 1er octobre 2017 (d)	¢/m ³ /jr		1 694,60						
Coût total annuel d'équilibrage (a*c + b*d) (e)	\$		118,42			106,56	94,71	118,44	118,46
Coût évité d'équilibrage (e/charge de chauffage)	¢/m³		9,71			9,71	9,70	9,71	9,71

⁴⁸ Les coûts d'équilibrage de la pointe et de l'espace sont disponibles dans les Conditions de service et Tarif, en vigueur le 1er octobre 2017, page 59.

ANNEXE B — RENFORCEMENT DU RÉSEAU

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

Tableau 13 : Calcul du coût annuel pour le renforcement du réseau

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Dépense d'amortissement	0 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$
Capital non amorti	8 545 120 \$	8 331 492 \$	8 117 864 \$	7 904 236 \$	7 690 608 \$	7 476 980 \$	7 263 352 \$	7 049 724 \$	6 836 096 \$	6 622 468 \$
Rendement sur base de tarification	760 516 \$	741 503 \$	722 490 \$	703 477 \$	684 464 \$	665 451 \$	646 438 \$	627 425 \$	608 413 \$	589 400 \$
Coût annuel de l'investissement	760 516 \$	955 131 \$	936 118 \$	917 105 \$	898 092 \$	879 079 \$	860 066 \$	841 053 \$	822 041 \$	803 028 \$
Coût par unité d'ajout de charge (¢/m ³)	0,70	0,87	0,86	0,84	0,82	0,81	0,79	0,77	0,75	0,74

Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Dépense d'amortissement	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$	213 628 \$
Capital non amorti	6 408 840 \$	6 195 212 \$	5 981 584 \$	5 767 956 \$	5 554 328 \$	5 340 700 \$	5 127 072 \$	4 913 444 \$	4 699 816 \$	4 486 188 \$
Rendement sur base de tarification	570 387 \$	551 374 \$	532 361 \$	513 348 \$	494 335 \$	475 322 \$	456 309 \$	437 297 \$	418 284 \$	399 271 \$
Coût annuel de l'investissement	784 015 \$	765 002 \$	745 989 \$	726 976 \$	707 963 \$	688 950 \$	669 937 \$	650 925 \$	631 912 \$	612 899 \$
Coût par unité d'ajout de charge (¢/m ³)	0,72	0,70	0,68	0,67	0,65	0,63	0,61	0,60	0,58	0,56

Moyenne sur 20 ans 0,72 ¢/m³

Les hypothèses utilisées dans les calculs du Tableau 13 sont les suivantes :

- Capital investi par année en moyenne pour le renforcement de réseau (non amorti)⁴⁹ : 8 545 120 \$
- Volume moyen annuel d'ajout de charges⁵⁰ : 109 159 072 m³
- Dépense d'amortissement linéaire⁵¹ : 2,50 % par an après la première année
- Rendement sur la base de tarification⁵² : 8,90 %

⁴⁹ Estimé d'après les prévisions internes d'Énergir. Décembre 2017. Voir section 3.2.2.

⁵⁰ Estimé d'après les prévisions internes d'Énergir. Décembre 2017. Voir section 3.2.2.

⁵¹ Basée sur une durée de vie typique des infrastructures de renforcement de réseau estimée à 40 ans.

⁵² Régie de l'énergie (2017). Décision D-2017-135, page 11, paragraphe 33.

ANNEXE C — REDEVANCE À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Pour illustrer l'impact marginal de la redevance à la Régie de l'énergie sur le coût évité, nous avons effectué un exemple de calcul dans le Tableau 14.

Tableau 14 : Calcul du coût évité à la redevance à la Régie de l'énergie résultant d'une réduction de 1 000 000 m³ par les clients d'Énergir

		Référence	Avec réduction	Différence
Taux (c/m³)		0,05675	0,05676	0,00001
Vente (m³)	Énergir	6 307 983 891	6 306 983 891	-1 000 000
	Gazifère	195 092 285	195 092 285	0
	Total au Québec	6 503 076 176	6 502 076 176	-1 000 000
Facture (\$)	Énergir	3 579 719,04 \$	3 579 702,01 \$	-17,03 \$
	Gazifère	110 712,96 \$	110 729,99 \$	17,03 \$
	Total pour gaz	3 690 432,00 \$	3 690 432,0 \$	0 \$

Cet exemple se base sur le budget déterminé par la Régie de l'énergie pour les distributeurs gaziers et le taux de redevance facturé à Énergir :

- Prévisions de dépenses par forme d'énergie (gaz naturel) 2016-2017 : 3 690 432 \$⁵³
- Taux de redevance 2016-2017 : 0,05675 c/m³⁵⁴

La colonne « Référence » du tableau ci-dessus montre l'état actuel des choses, avec :

- Le volume total de gaz naturel distribué au Québec (déduit du budget de la régie et du taux de redevance)
- Le volume réparti par distributeur (Énergir représente 97 % du marché au Québec et Gazifère 3 %)⁵⁵
- La facture répartie par distributeur selon le volume distribué

La colonne « Avec réduction » du tableau ci-dessus présente l'impact sur la facture de chaque distributeur d'une réduction de 1 000 000 m³ par les clients d'Énergir. La facture totale reste la même, mais un nouveau taux de redevance est établi pour tenir compte du volume moindre de gaz distribué (0,05676 au lieu de 0,05675 c/m³). En multipliant le nouveau taux de redevance par le nouveau volume d'Énergir, la nouvelle facture pour Énergir serait de 3 579 702,01 \$, soit seulement 17,03 \$ de moins qu'avant la réduction. Ceci s'explique par le fait qu'Énergir approvisionne la grande majorité du marché, et qu'une augmentation du taux de redevance, même minime, se traduit par une augmentation de coût assez significative. Ainsi, une réduction du volume d'Énergir n'aura qu'un effet marginal sur sa contribution aux dépenses de la Régie de l'énergie. Dans l'exemple ci-dessus, si l'on rapporte les économies réalisées par Énergir (17,03 \$) sur le volume évité (1 000 000 m³), le coût évité devient 0,002 c/m³.

⁵³ Gouvernement du Québec (2016). Décret 559-2016.

⁵⁴ Régie de l'énergie (2016). Avis de redevance n GN01-1605.

⁵⁵ Récupéré de <https://www.energir.com/fr/a-propos/nos-energies/gaz-naturel/gaz-naturel/>

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 2021-2022.

Tableau 15 : Hypothèses économiques utilisées pour les projections⁵⁶

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Taux d'inflation québécois	1,4 %	1,8 %	1,8 %	1,3 %	1,5 %

La croissance du taux d'inflation après l'année 2021-2022 est supposée constante à un taux de 2,0 %⁵⁷.

À noter que les composantes « Fourniture » et « SPEDE » sont indexées à des taux d'inflation spécifiques, qui s'appuient sur une analyse de l'évolution historique et prévue de leurs coûts:

- Fourniture : 3 %
- SPEDE : 7 %⁵⁸

Des détails sont fournis dans leurs sections respectives (3.1.1. et 3.1.2.)

La composante « Rendement sur fonds de roulement », qui dépend du coût de fourniture et de transport, est indexée selon les taux d'indexation respectifs de chacune des composantes dont elle dépend.

⁵⁶ Prévisions d'Énergir qui seront incluses dans la Cause tarifaire 2019.

⁵⁷ Prévisions internes d'Énergir. Janvier 2018.

⁵⁸ Taux d'indexation annuel de 5 % plus le taux d'inflation de 2 %. Voir section 3.3.1.

