

**FAITS SAILLANTS DE LA CAUSE TARIFAIRE**  
**2 0 1 9 - 2 0 2 0**

---

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
<b>1 LES DONNÉES AU DOSSIER ET STRATÉGIE TARIFAIRE.....</b>	<b>6</b>
1.1 Ajustement tarifaire global .....	6
1.2 Ajustement tarifaire en distribution .....	6
1.2.1 Variation des revenus de distribution .....	7
1.2.2 Baisse de l'amortissement des comptes de frais reportés (« CFR »).....	7
1.2.3 Baisse de l'impôt sur le revenu .....	7
1.2.4 Hausse de l'amortissement des immobilisations .....	7
1.2.5 Hausse des dépenses d'exploitation .....	8
1.3 Ajustement tarifaire en transport.....	8
1.4 Ajustement tarifaire en équilibrage .....	9
1.5 Stratégie et grilles tarifaires (GM-Q, Documents 1 à 12) .....	9
<b>2 LES PARTICULARITÉS DU DOSSIER ET SUIVIS .....</b>	<b>10</b>
2.1 Proposition d'un mode réglementaire allégé pour les années financières 2020,2021 et 2022 (Énergir-E, Document 2) .....	10
2.2 Modifications aux indices de qualité de service (Énergir-E, Document 2) .....	10
2.3 Méthodologie d'établissement de la marge excédentaire et évaluation des besoins pour le Plan d'approvisionnement 2020-2023 (Énergir-H, Document 2) 10	
2.4 Évaluation des capacités de transport à soumissionner auprès de TransCanada Pipelines à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 2022(Énergir-H, Document 5).....	11
2.5 Modalités d'un nouveau programme du Compte d'aide au soutien social (CASS) (Énergir-J, Document 2) .....	11
2.6 Plan global en efficacité énergétique 2019-2020(Énergir-J, Document 3) .....	11
2.7 Ajustements à la méthode de répartition des coûts liés à l'usine LSR (suivi de la décision D-2018-160) (Énergir-N, Document 18).....	12
2.8 Modification aux conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (Énergir-N, Document 21) .....	12

## INTRODUCTION

1 La Cause tarifaire 2019-2020 est déposée en deux phases.

2 La première phase, déposée le 10 décembre 2018, présentait les propositions suivantes :

- 3 • un mode réglementaire allégé composé de mesures applicables pour les années  
4 financières 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022, mesures incluant notamment la  
5 reconduction du taux de rendement, la fixation des dépenses d'exploitation en fonction  
6 d'une formule paramétrique, un mécanisme de découplage de revenus, un nouveau mode  
7 de partage et l'autorisation des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$;
- 8 • des modifications aux indices de qualité de service;
- 9 • la reconduction pour l'année tarifaire 2019-2020 des pratiques tarifaires et comptables en  
10 lien avec le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet  
11 de serre (SPEDE);
- 12 • la fusion des prix des zones Nord et Sud au service de transport;
- 13 • les modifications des pièces du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

14 La décision D-2019-002 a conservé en phase 1 du présent dossier, l'examen de la proposition  
15 de fixation des dépenses d'exploitation pour les années financières 2019-2020 à 2021-2022, la  
16 reconduction du taux de rendement pour l'année financière 2019-2020 uniquement, la  
17 reconduction des pratiques tarifaires et comptables du SPEDE et les modifications des pièces du  
18 PGEÉ. L'examen des autres propositions a été reporté à la phase 2 du présent dossier, à  
19 l'exception de la proposition de fusion des prix des zones Nord et Sud que la Régie n'a pas  
20 retenue. La décision D-2019-028 approuvait quant à elle les propositions examinées en phase 1.

21 La seconde phase est déposée en deux temps, la première vague déposée le 29 mars 2019  
22 couvre les informations générales sur le dossier ainsi que celles portant sur :

- 23 • l'approvisionnement gazier sur l'horizon 2020-2023;
- 24 • le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP);

1 D'autres sujets ou suivis y sont également abordés, notamment :

- 2 • la méthodologie d'établissement de la marge excédentaire et évaluation des besoins pour  
3 le Plan d'approvisionnement 2020-2023;
- 4 • les caractéristiques du contrat d'entreposage conclu à compter du 1<sup>er</sup> avril 2019;
- 5 • le remplacement des capacités d'entreposage à Dawn au 1<sup>er</sup> avril 2020;
- 6 • les caractéristiques du contrat découlant de la soumission pour les capacités de transport  
7 déposée auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) dans le cadre du New  
8 Capacity Open Season 2022 (NCOS 2022);
- 9 • l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils  
10 d'approvisionnement pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022;
- 11 • un suivi portant sur le Plan de balisage – secteur Exploitation;
- 12 • l'allocation des coûts des conduites de raccordement utilisées à des fins d'injection et le  
13 traitement des demandes d'investissement visant un raccordement à des fins d'injection;
- 14 • les modalités d'un nouveau Compte d'aide au soutien social (CASS).

15 La seconde vague, déposée le 30 avril 2019, couvre principalement les pièces comptables et  
16 tarifaires soit:

- 17 • les pièces portant sur les investissements, sur la base de tarification, sur la structure de  
18 capital et le coût en capital, sur les dépenses d'exploitation déterminées selon la formule  
19 paramétrique, sur les coûts et les revenus, sur le revenu requis et l'ajustement tarifaire  
20 pour l'exercice 2019-2020;
- 21 • la rentabilité du plan de développement 2019-2020;
- 22 • en lien avec la proposition d'allégement réglementaire, les investissements inférieurs au  
23 seuil prévu ainsi que la rentabilité des plans de développement pour 2020-2021 et 2021-  
24 2022;
- 25 • le suivi relatif aux coûts d'utilisation de l'usine LSR et une proposition de nouvelle  
26 méthode de répartition des coûts;

- 1 • l'apport financier et les ajustements à la marge du Plan global en efficacité énergétique
- 2 2019-2020;
- 3 • le taux de frais généraux entrepreneurs pour la période se terminant le 30 septembre
- 4 2020;
- 5 • les modifications aux conventions comptables en vertu des principes comptables
- 6 généralement reconnus aux États-Unis;
- 7 • la stratégie tarifaire et les grilles tarifaires; et
- 8 • la proposition de modifications aux *Conditions de service et Tarif*.

## 1 LES DONNÉES AU DOSSIER ET STRATÉGIE TARIFAIRE

### 1.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

1 Globalement, pour l'ensemble des services de transport, d'équilibrage, de distribution,  
2 d'ajustement des inventaires et de SPEDE, la Cause tarifaire 2019-2020 se traduit par une baisse  
3 des tarifs de 14,4 % ou de 133,3 M\$, laquelle peut se résumer ainsi :

- 4 • baisse des tarifs de distribution de 10,2 %, soit 62,3 M\$;
- 5 • baisse des tarifs d'équilibrage de 20,3 %, soit 36,6 M\$;
- 6 • baisse des tarifs de transport de 26,3 %, soit 35,1 M\$; et
- 7 • hausse de l'ajustement des inventaires de fourniture de 28,4 %, soit 0,7 M\$.

8 Les ajustements tarifaires pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage sont  
9 expliqués dans les sections suivantes.

### 1.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE EN DISTRIBUTION

Les tarifs de distribution d'Énergir, pour l'année 2019-2020, seront en baisse de 62,3 M\$ ou de 10,2 %. Cette baisse s'explique par :

	Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire	Cause tarifaire 2019-2020	
		en M\$	en %
1	Amortissement des frais reportés	(50,7)	-8,3%
2	Impôt sur le revenu	(12,1)	-2,0%
3	Amortissement des immobilisations	7,3	1,2%
4	Dépenses d'exploitation	6,2	1,0%
5	Autres	(0,3)	0,0%
6	<b>Variation du revenu requis 2020 vs le revenu requis autorisé de 2019</b>	<b>(49,6)</b>	<b>-8,2%</b>
7	Variation des revenus de distribution	(12,7)	-2,1%
8	<b>Ajustement tarifaire du service de distribution <sup>(1)</sup></b>	<b>(62,3)</b>	<b>-10,2%</b>

<sup>(1)</sup> Énergir-N, Doc. 2, p. 1, col. 1

Les variations les plus importantes sont expliquées dans les sous-sections suivantes.

### 1.2.1 Variation des revenus de distribution

1 La croissance des volumes de 38 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, principalement dans le marché des petit et  
2 moyen débits, entraîne une hausse des revenus de distribution de 12,7 M\$. Cette hausse  
3 des revenus se traduit par un impact à la baisse sur la variation tarifaire de -2,1 %.

### 1.2.2 Baisse de l'amortissement des comptes de frais reportés (CFR)

4 La baisse de l'amortissement des CFR est essentiellement attribuable à :

- 5 • la variation du solde net du trop-perçu constaté lors de l'exercice 2016-2017 et celui  
6 de l'exercice 2017-2018 (-12,8 M\$);
- 7 • la variation des soldes nets des comptes de frais reportés relatifs à la stabilisation  
8 tarifaire de la température et du vent (-13,0 M\$);
- 9 • la diminution de l'amortissement des coûts des projets de développement informatique  
10 (-11,8 M\$); et
- 11 • la variation de l'amortissement des CFR relatifs aux écarts budgétaires des avantages  
12 sociaux futurs constatés lors de l'exercice 2016-2017 et celui de l'exercice 2017-2018  
13 (-14,2 M\$).

### 1.2.3 Baisse de l'impôt sur le revenu

14 La baisse de l'impôt sur le revenu s'explique essentiellement par l'application de nouvelles  
15 règles fiscales émanant des énoncés économiques des mois de novembre et décembre  
16 2018. Ces nouvelles règles se traduisent par une dépense d'amortissement accélérée  
17 réduisant ainsi le bénéfice imposable ainsi que la dépense d'impôt s'y rattachant.

18 De plus, dans le cadre la Cause tarifaire 2019-2020, les dépenses reliées aux avantages  
19 sociaux futurs, dont le traitement fiscal diffère du traitement comptable, occasionnent des  
20 écarts temporaires qui ont aussi un impact à la baisse de l'impôt sur le revenu  
21 comparativement à la Cause tarifaire 2018-2019.

### 1.2.4 Hausse de l'amortissement des immobilisations

22 La hausse de la dépense d'amortissement entre la Cause tarifaire 2018-2019 et la Cause  
23 tarifaire 2019-2020 s'explique principalement par une augmentation des additions nettes  
24 des immobilisations de 2019-2020.

### 1.2.5 Hausse des dépenses d'exploitation

1 Les frais d'exploitation de la Cause tarifaire 2019-2020 ont été établis à partir de la formule  
 2 paramétrique telle qu'autorisée dans la décision D-2019-028 du présent dossier. La pièce  
 3 Énergir-N, Document 11 détaille l'application de la formule.

### 1.3 AJUSTEMENT TARIFAIRE EN TRANSPORT

	Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	Cause tarifaire 2019-2020	
		en M\$	en %
1	Baisse des coûts de transport	(31,6)	-23,7%
2	Trop-perçu de l'exercice 2018 à remettre en 2020	(29,4)	-22,1%
3	Trop-perçu de l'exercice 2017 à remettre en 2019	9,2	6,9%
4	Baisse du rendement et impôts	(0,9)	-0,6%
5	<b>Variation du revenu requis 2020 vs le revenu requis autorisé de 2019</b>	<b>(52,6)</b>	<b>-39,5%</b>
6	Baisse des revenus découlant de l'application du pass-on du 1 <sup>er</sup> fév 2019 sur les 12 mois de l'exercice 2020	17,5	13,2%
7	<b>Ajustement tarifaire du service de transport <sup>(1)</sup></b>	<b>(35,1)</b>	<b>-26,3%</b>

<sup>(1)</sup> Énergir-N, Doc. 2, p. 1, col. 4

4 La baisse tarifaire au service de transport de 35,1 M\$ est essentiellement attribuable à la  
 5 diminution du coût de transport de 31,6 M\$. Cette diminution découle principalement de la baisse  
 6 des tarifs de transport de TCPL au 1<sup>er</sup> février 2019, reflétée sur les douze mois de la Cause  
 7 tarifaire 2019-2020.

8 Par ailleurs, la variation des trop-perçus constatés lors des exercices 2016-2017 et 2017-2018,  
 9 se traduit par une réduction de l'amortissement des CFR de 20,2 M\$.

10 Finalement, la baisse des revenus de 17,5 M\$ résulte essentiellement de l'application des tarifs  
 11 inférieurs sur les douze mois de l'exercice 2019-2020, découlant de l'effet de la baisse des tarifs  
 12 de TCPL du 1<sup>er</sup> février 2019.



## 1.4 AJUSTEMENT TARIFAIRE EN ÉQUILIBRAGE

	Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2019-2020	
		en M\$	en %
1	Baisse du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage	(25,3) \$	-14,0%
2	Hausse des capacités d'entreposage à Enbridge Gas à compter du 1 <sup>er</sup> avril 2019	6,1 \$	3,4%
3	Manque à gagner de l'exercice 2018 à récupérer en 2020	19,0 \$	10,6%
4	Manque à gagner de l'exercice 2017 à récupérer en 2019	(29,6) \$	-16,4%
5	Autres	(2,0) \$	-1,1%
6	<b>Variation du revenu requis 2020 vs le revenu requis autorisé de 2019</b>	<b>(31,8) \$</b>	<b>-17,6%</b>
7	La hausse des revenus d'équilibrage découlant de la hausse des volumes, principalement aux petit et moyen débits	(4,8) \$	-2,7%
8	<b>Ajustement tarifaire du service d'équilibrage</b> <sup>(1)</sup>	<b>(36,6) \$</b>	<b>-20,3%</b>

<sup>(1)</sup> Énergir-N, Doc. 2, p. 1, col. 5

1 La baisse du coût au service d'équilibrage de 36,6 M\$ découle principalement de la diminution  
 2 des coûts de transport fonctionnalisés à l'équilibrage résultant de la baisse, au 1<sup>er</sup> février 2019,  
 3 des tarifs de TCPL. Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des coûts  
 4 d'entreposage résultant de l'augmentation des capacités contractées à Enbridge en avril 2019.  
 5 Par ailleurs, la variation des manques à gagner constatés lors des exercices 2016-2017 et 2017-  
 6 2018, se traduit par une réduction de l'amortissement des CFR de 10,6 M\$.

## 1.5 STRATÉGIE ET GRILLES TARIFAIRES (ÉNERGIR-Q, DOCUMENTS 1 À 12)

7 Des travaux sont présentement en cours dans le cadre du dossier portant sur l'allocation des  
 8 coûts et la structure tarifaire d'Énergir (R-3867-2013). Ainsi, Énergir propose de maintenir la  
 9 même approche pour l'établissement des tarifs 2019-2020 que celle retenue dans la décision  
 10 D-2013-106. La Régie y mentionnait que tant que les travaux sur la vision se poursuivaient, la  
 11 répartition de la hausse du revenu requis au prorata des revenus de distribution constituait une  
 12 proposition acceptable.

13 Le revenu requis au service de distribution, pour l'année 2019-2020, s'élève à 546,5 M\$. Les  
 14 variations tarifaires au service de distribution sont présentées à la pièce Énergir-Q, Document 7  
 15 à la page 2, colonne 11. L'application d'une répartition de la hausse du revenu requis au prorata  
 16 des revenus résulte en une baisse moyenne d'environ 10,2 % pour chacun des tarifs au service  
 17 de distribution.

18 Le dossier R-4008-2017 portant sur les mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel  
 19 renouvelable (GNR) est présentement devant la Régie. Bien qu'aucune décision n'ait été rendue

1 pour l'instant, Énergir présente à la pièce Énergir-Q, Document 12 le détail du calcul du prix du  
2 GNR qui serait offert dans l'éventualité où la Régie approuvait les propositions du distributeur.

## 2 LES PARTICULARITÉS DU DOSSIER ET SUIVIS

### 2.1 PROPOSITION D'UN MODE RÉGLEMENTAIRE ALLÉGÉ POUR LES ANNÉES FINANCIÈRES 2019-2020, 2020-2021 ET 2021-2022 (ÉNERGIR-E, DOCUMENT 2)

3 Énergir présente pour approbation une proposition d'allègement du processus réglementaire au  
4 moyen du traitement pluriannuel de certains paramètres permettant la fixation des tarifs pour les  
5 dossiers tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022. Certaines composantes de la proposition  
6 ont été approuvées par la décision D-2019-028 et sont reflétées dans l'ajustement tarifaire en  
7 distribution. Les autres composantes seront examinées dans le cadre de la phase 2  
8 conformément à la décision D-2019-002.

### 2.2 MODIFICATIONS AUX INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE (ÉNERGIR-E, DOCUMENT 3)

9 Énergir présente pour approbation des modifications relativement aux indices de qualité de  
10 service élaborées considérant les directives énoncées par la Régie dans sa décision D-2012-076  
11 et préalablement discutées dans le cadre d'une séance de travail du dossier R-4027-2017 tenue  
12 en mars 2018. Une des modifications proposées porte sur le sondage de satisfaction de la  
13 clientèle PMD. Énergir soumet notamment qu'en raison de plusieurs facteurs elle ne pourra plus  
14 continuer de mener parallèlement deux sondages de satisfaction pour cette clientèle comme elle  
15 le fait depuis 2014-2015 et conséquemment demande l'inclusion du nouveau sondage aux  
16 indices de qualité de service.

### 2.3 MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE ET ÉVALUATION DES BESOINS POUR LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023 (ÉNERGIR-H, DOCUMENT 2)

17 L'article 72(1)(3°)a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit qu'une marge excédentaire de  
18 capacité de transport pouvant représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir, peut  
19 être autorisée aux fins de favoriser le développement d'activités industrielles. Conformément à la  
20 décision D-2018-158, Énergir présente la méthodologie d'établissement des besoins de marge

1 excédentaire, répond au suivi demandé par la Régie et présente l'évaluation de la marge  
2 excédentaire dans le cadre du plan d'approvisionnement gazier 2020-2023.

**2.4 ÉVALUATION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT À SOUMISSIONNER  
AUPRÈS DE TCPL À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2022 (ÉNERGIR-H,  
DOCUMENT 5)**

3 Énergir présente pour approbation les caractéristiques du contrat découlant de la soumission  
4 pour des capacités de transport de 604 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (22 817 GJ/j) qu'elle désire obtenir auprès de TCPL  
5 dans le cadre du NCOS 2022.

**2.5 MODALITÉS D'UN NOUVEAU PROGRAMME DU COMPTE D'AIDE AU  
SOUTIEN SOCIAL (CASS) (ÉNERGIR-J, DOCUMENT 2)**

6 Le bilan des deux premières années du CASS ainsi que les réflexions et recommandations  
7 d'Énergir à l'égard du programme ont été présentés au dossier tarifaire 2018-2019. Ce  
8 programme vise à venir en aide aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement. Énergir  
9 soumet pour approbation, les modalités du nouveau programme CASS ainsi qu'une proposition  
10 de modification au traitement budgétaire.

**2.6 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 2019-2020 (ÉNERGIR-J,  
DOCUMENT 3)**

11 Comme approuvé par la décision D-2019-028, Énergir présente le budget global du PGEÉ, pour  
12 l'année 2019-2020, pour les fins de l'établissement du revenu requis et des additions à la base  
13 de tarification ainsi que des ajustements proposés aux modalités d'aides financières des volets  
14 existants de programmes. Énergir tient à préciser que la prévision budgétaire 2019-2020 du  
15 PGEÉ, tant au niveau des aides financières qu'au niveau des dépenses d'exploitation du PGEÉ,  
16 utilisée dans les différents calculs menant à l'ajustement tarifaire de la Cause tarifaire 2019-2020  
17 n'est pas celle demandée pour le PGEÉ 2019-2020 à la pièce Énergir-J, Document 3, tableau 1.  
18 En effet, cet écart de prévision a été repéré quelques jours avant la date de dépôt du dossier  
19 tarifaire 2019-2020. Ainsi, afin de ne pas retarder le dépôt de la Cause tarifaire 2019-2020,  
20 l'ajustement adéquat du Budget global prévu pour le PGEÉ 2019-2020 n'a pas été reflété.  
21 L'impact de cet écart sur l'ajustement tarifaire a été estimé à environ 105 000 \$. Considérant  
22 qu'Énergir entend mettre à jour l'ajustement tarifaire de la Cause tarifaire 2019-2020 à la

1 réception de la décision sur le fond de la phase 2 conformément à la décision D-2018-011, elle  
2 veillera également à refléter cette réduction du budget du PGEÉ lors de cette mise à jour.

**2.7 AJUSTEMENTS À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS LIÉS À  
L'USINE LSR (SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-160) (ÉNERGIR-N,  
DOCUMENT 18)**

3 En suivi de la décision D-2018-160, Énergir présente des analyses et, pour approbation, des  
4 ajustements à la méthode de répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR applicables à partir  
5 de l'exercice 2019-2020 afin d'améliorer le lien de causalité des coûts ainsi que l'équité entre les  
6 activités réglementées et non réglementées.

**2.8 MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES  
PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS  
(ÉNERGIR-N, DOCUMENT 21)**

7 Conformément à la décision D-2015-212, Énergir présente certaines modifications de normes  
8 comptables qui seront adoptées par Énergir au cours des prochains exercices. Elle demande à  
9 la Régie d'autoriser le traitement comptable des contrats location-exploitation qu'Énergir entend  
10 adopter le 1<sup>er</sup> octobre 2019.

**2.9 ALLOCATION DES COÛTS ET TRAITEMENT DES DEMANDES  
D'INVESTISSEMENT (ÉNERGIR-Q, DOCUMENT 13)**

11 Énergir présente l'allocation des coûts de catégorie A, lors de l'ajout ou le retrait d'un producteur  
12 ou d'un client relié à une conduite de raccordement ainsi que l'allocation de ces mêmes coûts,  
13 advenant qu'ils deviennent des coûts échoués. Ces deux sujets avaient été soulevés par la Régie  
14 dans la décision D-2011-108. Le document couvre également une proposition d'allègement des  
15 demandes d'investissement visant un raccordement à des fins d'injection.