

**FAITS SAILLANTS DE LA
CAUSE TARIFAIRE 2020 - 2021**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 LES DONNÉES AU DOSSIER ET STRATÉGIE TARIFAIRE	4
1.1 Ajustement tarifaire global	7
1.2 Ajustement tarifaire en distribution.....	8
1.2.1 Variation des revenus de distribution.....	8
1.2.2 Hausse des dépenses d'exploitation et du coût des autres composantes des ASF	8
1.2.3 Hausse de la dépense d'amortissement sur les comptes de frais reportés	9
1.2.4 Hausse du rendement et de l'impôt sur le revenu	10
1.2.5 Variation de l'amortissement du CFR – application tardive des tarifs	10
1.2.6 Baisse de l'amortissement des immobilisations.....	10
1.3 Ajustement tarifaire en transport	10
1.4 Ajustement tarifaire en équilibrage	11
1.5 Stratégie, grilles tarifaires et étude d'allocation du coût de service (Énergir-Q, Documents 1 à 13)	12
2 LES PARTICULARITÉS DU DOSSIER ET SUIVIS	12
2.1 Redondance à l'usine LSR (Énergir-H, Document 5).....	12
2.2 Taux d'économies potentielles des travaux intégrés (Énergir-I, Document 3)	13
2.3 Arrimage du Compte d'aide au soutien social (CASS) et du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) (Énergir-J, Document 2).....	13
2.4 Plan global en efficacité énergétique 2020-2021 (Énergir-J, Document 3)	13
2.5 Étude des taux d'amortissement (Énergir-L, Document 9)	13
2.6 Évolution du taux sans risque (Énergir-M, Document 1).....	13
2.7 Modalités de disposition du compte de frais reportés <i>Aides financières</i> <i>PGEÉ</i> (Énergir-N, Document 17)	13
2.8 Applicabilité du tarif de réception (Énergir-Q, Document 14).....	14

ANNEXE 1 : SCÉNARIO DÉFAVORABLE

INTRODUCTION

1 La Cause tarifaire 2020-2021 est déposée en deux temps. La première vague déposée le
2 1^{er} avril 2020 couvrait les informations générales sur le dossier dont :

- 3 • l'approvisionnement gazier sur l'horizon 2021-2024;
- 4 • les caractéristiques du contrat d'entreposage conclu à compter du 1^{er} avril 2020;
- 5 • le remplacement des capacités d'entreposage à Dawn à compter du 1^{er} avril 2021;
- 6 • la prévision d'approvisionnement et de distribution de gaz naturel renouvelable (GNR)
7 sur l'horizon 2021-2024;
- 8 • la rentabilité du plan de développement;
- 9 • la prolongation du programme de flexibilité tarifaire;
- 10 • le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP);
- 11 • le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) 2020-2021; et
- 12 • la stratégie de conformité au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
13 de gaz à effet de serre (SPEDE).

14 La seconde vague, déposée le 7 mai 2020, couvre principalement les pièces comptables et
15 tarifaires, soit :

- 16 • les pièces portant sur les investissements, sur la base de tarification, sur la structure de
17 capital et le coût en capital, sur les dépenses d'exploitation déterminées selon la formule
18 paramétrique, sur les coûts et les revenus, sur le revenu requis et l'ajustement tarifaire
19 pour l'exercice 2020-2021;
- 20 • la stratégie tarifaire et les grilles tarifaires; et
- 21 • la proposition de modifications aux *Conditions de service et Tarif*.

1 LES DONNÉES AU DOSSIER ET STRATÉGIE TARIFAIRE

1 Énergir, s.e.c. (Énergir) a décidé d’aller de l’avant avec le dépôt à la Régie de l’énergie (Régie)
2 de son dossier tarifaire pour l’année 2020-2021 sur la base des données disponibles au moment
3 de la préparation des différentes pièces afin de s’assurer d’obtenir des tarifs à jour dans les temps
4 voulus. Compte tenu de la nature imprévisible du contexte économique actuel, en lien avec la
5 COVID-19, lors du dépôt de la première vague de pièces en avril 2020, Énergir [...] a soulevé la
6 possibilité que certaines révisions à ses prévisions puissent s’avérer nécessaires [...]¹.

7 Depuis le début de la pandémie, Énergir suit de près les principaux indicateurs économiques qui
8 servent à la préparation du dossier tarifaire et communique plus fréquemment avec ses clients
9 grandes entreprises pour, entre autres, discuter de leurs prévisions de consommation en gaz
10 naturel. Énergir effectue aussi un balisage hebdomadaire des différentes pratiques
11 réglementaires, tarifaires et commerciales mises en place par d’autres régulateurs, distributeurs
12 d’énergie et autres entreprises d’utilité publique au Canada. Énergir a également rehaussé le
13 niveau de suivi de ses coûts internes afin d’en assurer la gestion prudente en temps de crise.

14 Présentement, Énergir ne dispose pas de données probantes qui lui permettraient de modifier
15 son dossier tarifaire à brève échéance. En effet, les plus récentes données relatives à l’économie
16 présentent une volatilité inhabituelle, particulièrement pour l’année 2020-2021, et plusieurs
17 projections s’écartent grandement du consensus, ce qui est plutôt rare. Le tableau ci-dessous
18 présente un sommaire de prévisions du PIB pour le Québec², qu’Énergir a colligé dans les
19 derniers mois.

¹ B-0001.

² Tirées de cinq grandes banques canadiennes, de Desjardins et du Conference Board of Canada.

Prévisions de la variation du PIB pour le Québec						
Dates des prévisions	Février 2020		Mars/Avril 2020		Avril/Mai 2020	
Période visée (année civile)	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Minimum	1,5 %	1,2 %	-5,5 %	3,1 %	-9,0 %	4,9 %
Maximum	2,0 %	1,8 %	-2,0 %	6,1 %	-3,8 %	8,9 %
Écart (points de pourcentage)	0,55	0,60	3,50	3,00	5,18	4,00
Moyenne des prévisions	1,8 %	1,5 %	-3,9 %	4,3 %	-7,0 %	6,2 %

1 Une situation similaire existe aussi chez les clients grandes entreprises, qui représentent environ
 2 50 % des volumes totaux³. Ces derniers ont de la difficulté à fournir des prévisions de
 3 consommation au-delà de quelques mois et plusieurs d'entre eux soutiennent que ces prévisions
 4 sont sujettes à changement.

5 Force est de constater que l'incertitude qui plane sur l'économie à court terme ne devrait se
 6 dissiper que dans les semaines, sinon les mois à venir. Cela empêche une mise à jour rapide du
 7 dossier et limite la possibilité d'obtenir une décision en temps opportun pour de nouveaux tarifs
 8 entrant en vigueur au 1^{er} décembre 2020. Une mise à jour effectuée avec autant de rigueur que
 9 la version déposée impliquerait la révision d'un grand nombre de pièces au dossier. Cet exercice
 10 nécessiterait plusieurs semaines de travail coordonné qui, même s'il débutait maintenant, ne
 11 serait vraisemblablement pas terminé pour obtenir de nouveaux tarifs dans les temps voulus. En
 12 guise de référence, la préparation du présent dossier a débuté en novembre 2019 et la preuve a
 13 été déposée en avril et mai 2020. Ainsi, Énergir n'entend pas mettre à jour son dossier tarifaire,
 14 sauf en ce qui a trait aux mises à jour prévues en août 2020 pour la formule paramétrique des
 15 dépenses d'exploitation et le coût en capital prospectif⁴.

16 Par ailleurs, comme plusieurs acteurs de la société civile (municipalités, utilités publiques, etc.),
 17 Énergir a déployé différentes mesures afin d'éviter d'alourdir le fardeau financier de ses clients
 18 qui s'affairent actuellement à maintenir à flot leurs opérations face à la crise occasionnée par la
 19 pandémie de la COVID-19. Compte tenu de l'incertitude qui plane sur l'économie, Énergir
 20 souhaite limiter la hausse de ses tarifs et ainsi offrir à ses clients des conditions favorables qui

³ Volumes des clients des tarifs D₄ et D₅: B-0086, Énergir-Q, Document 7, p. 1, col. 2.

⁴ Voir à cet effet la formule présentée à la pièce B-0148, Énergir-E, Document 2 (page 15) dans le dossier R-4076-2018 et approuvée dans les décisions D-2019-028 (paragr. 38) et D-2019-141 (paragr. 382).

1 leur permettront de mieux relancer leurs activités et l'économie du Québec. Comme les coûts
2 d'Énergir sont essentiellement fixes pour une année donnée, une révision à la baisse des
3 volumes de consommation prévus se traduirait par une hausse des tarifs, ce qu'Énergir souhaite
4 éviter dans les circonstances.

5 Énergir souligne aussi que le cadre réglementaire actuel met à sa disposition plusieurs outils qui
6 lui permettront de s'adapter au contexte économique qui prévaudra dans les prochains mois,
7 sans qu'il soit nécessaire de mettre à jour le présent dossier tarifaire. À l'automne 2020, Énergir
8 aura une meilleure appréciation des impacts de la crise actuelle et pourra plus facilement
9 considérer la mise en place de mesures de mitigation, si elles s'avèrent nécessaires. Énergir
10 pourra, par exemple, procéder à des ajustements ponctuels aux prix du transport et des outils
11 d'équilibrage, comme le prévoit déjà le texte des *Conditions de service et Tarif*. C'est également
12 à ce moment qu'Énergir pourra revoir sa stratégie d'approvisionnements gaziers pour
13 l'hiver 2020-2021 et l'ajuster au besoin selon les circonstances.

14 De plus, le mécanisme de découplage des revenus autorisé par la Régie à la décision D-2019-141
15 (paragr. 51) permettra de retourner ou de récupérer des clients tout écart de revenus lié à la
16 prévision des volumes. Le mécanisme est un outil utile lorsqu'il est difficile, voire impossible, de
17 déterminer avec un degré de confiance suffisant les volumes qui seront consommés dans une
18 année témoin. Si un écart important devait se matérialiser lors de l'année 2020-2021, la Régie
19 aura la possibilité de déterminer ultérieurement la meilleure façon de récupérer ce montant
20 auprès des clients, en fonction des circonstances qui prévaudront alors.

21 En ce qui a trait aux coûts, Énergir soumet que le cadre réglementaire en place, notamment
22 l'ajustement des dépenses d'exploitation en fonction de l'accroissement réel du nombre de clients
23 et la formule de partage des trop-perçus, demeure un incitatif à la gestion prudente des dépenses.

24 Ce sont d'ailleurs ces différents outils qui réduisent le besoin de recourir à un compte de frais
25 reportés pour traiter spécifiquement des coûts liés à la COVID-19, et ce, tant pour l'année
26 2019-2020 en cours que pour l'année 2020-2021.

27 Finalement, afin de bien quantifier les surcoûts que pourraient occasionner les mesures de santé
28 publique visant à prévenir la propagation de la COVID-19, Énergir a déployé des outils de suivi
29 pour ses projets de construction. Ces outils de suivi permettront de distinguer séparément les
30 impacts ponctuels de la crise actuelle lors de la préparation du Rapport annuel 2019-2020. Par
31 exemple, les surcoûts de construction liés à la COVID-19, s'ils se matérialisent, seraient

1 présentés distinctement au plan de développement et traités au niveau du portefeuille de projets
2 plutôt que comptabilisé sous chacun des projets contenus au plan.

3 Dans sa lettre du 7 août 2020 (A-0022), la Régie convenait que l'élaboration de données révisées
4 dans les circonstances actuelles présentant le même niveau d'incertitude et de volatilité que
5 celles déjà au dossier serait d'une utilité somme toute limitée. La Régie considérait toutefois qu'il
6 serait opportun, pour l'examen de la stratégie tarifaire de l'année 2020-2021, de connaître les
7 impacts sur cette stratégie en ayant également recours au scénario défavorable présenté dans
8 le cadre du plan d'approvisionnement, plutôt qu'au seul scénario de base déjà au dossier. Énergir
9 dépose donc, en annexe 1 au présent document, une évaluation effectuée à la marge du scénario
10 défavorable, présentant les impacts sur les services de distribution, transport et équilibrage en
11 termes de volumes et revenus projetés, de revenus requis, ainsi que d'ajustements tarifaires. Afin
12 de répondre à la demande de la Régie dans les délais impartis, il est à noter que pour les fins de
13 cette analyse, les effets sur la base de tarification n'ont pas été simulés. Considérant le peu
14 d'importance relative de ces effets sur le revenu requis, Énergir soumet que les résultats de
15 l'analyse présentent une juste évaluation du scénario défavorable.

1.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

16 Globalement, pour l'ensemble des services de transport, d'équilibrage, de distribution,
17 d'ajustement des inventaires et de SPEDE, la Cause tarifaire 2020-2021 se traduit par une
18 hausse des tarifs de 3,87 % ou de 31,2 M\$, laquelle peut se résumer ainsi :

- 19 • hausse des tarifs de distribution de 0,65 %, soit 3,6 M\$;
- 20 • hausse des tarifs de transport de 50,20 %, soit 47,8 M\$;
- 21 • baisse des tarifs d'équilibrage de 13,18 %, soit 19,3 M\$; et
- 22 • baisse de l'ajustement des inventaires de fourniture de 30,8 %, soit 0,9 M\$.

23 Il est à noter que la hausse tarifaire de 3,87 % ne prend pas en compte l'évolution du prix de la
24 fourniture. Le prix projeté pour la Cause tarifaire 2020-2021 est moins élevé que celui de la Cause
25 tarifaire 2019-2020, il passe de 14,02 ¢/m³ à 10,27 ¢/m³. Ainsi, en considérant l'ensemble des
26 services (T, É, D, inv. et F), les clients du premier palier du tarif D₁ voient leur facture globale
27 diminuer de 6,55 % et les clients du tarif D₄ voient la leur diminuer de 15,72%.

28 Les ajustements tarifaires pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage sont
29 expliqués aux sections suivantes.

1.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE EN DISTRIBUTION

1 Les tarifs de distribution d'Énergir, pour l'année 2020-2021, sont en hausse de **3,6** M\$ ou de
2 **0,65** %. Cette hausse s'explique par les différents éléments de variation présentés dans le
3 tableau et les sous-sections qui suivent.

	Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire	Cause tarifaire 2020-2021	
		en M\$	en %
1	Dépenses d'exploitation et autres composantes des avantages sociaux futurs	21,5	3,9%
2	Amortissement des frais reportés: Trop-perçus	5,9	1,1%
3	Écarts budgétaires liés aux ASF	4,4	0,8%
4	Écarts budgétaires TEQ	2,2	0,4%
5	Projets de développements informatiques	2,1	0,4%
6	Stabilisation tarifaire de la température et du vents	(5,5)	-1,0%
7	Rendement et impôts	6,8	1,2%
8	Frais de distribution	(14,5)	-2,6%
9	Amortissement des immobilisations	(5,9)	-1,0%
10	Autres	1,0	0,2%
11	Variation du revenu requis 2021 vs le revenu requis autorisé de 2020	18,0	3,2%
12	Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes	(14,4)	-2,6%
13	Ajustement tarifaire du service de distribution ⁽¹⁾	3,6	0,6%

⁽¹⁾ Énergir-N, Doc. 2, p. 1, col. 1

1.2.1 Variation des revenus de distribution

4 La croissance des volumes de 163 10⁶m³, dans l'ensemble des marchés, entraîne une
5 hausse des revenus de distribution de 14,4 M\$, contribuant à une baisse tarifaire de
6 2,6 %.

1.2.2 Hausse des dépenses d'exploitation et du coût des autres composantes des ASF

7 Les frais d'exploitation de la Cause tarifaire 2020-2021 ont été établis à partir de la formule
8 paramétrique telle qu'autorisée par la Régie dans ses décisions D-2019-028 et
9 D-2019-141 rendues dans le dossier R-4076-2018.

10 Le tableau suivant présente un sommaire de la variation de dépenses d'exploitation et du
11 coût des avantages sociaux futurs (ASF) :

Évolution des dépenses d'exploitation et coûts des ASF	CT 2019-2020	inflation	CT 2020-2021
Dépenses d'exploitation excluant les avantages sociaux futurs ⁽¹⁾	197,2	4,13%	205,4
Coût net des services rendus des ASF ⁽²⁾	19,9		27,2
Dépenses d'exploitation selon l'allègement réglementaire	217,1		232,5
Autres composantes des ASF ⁽²⁾	(5,5)		0,6
Total des dépenses d'exploitation et autres composante des ASF	211,6		233,1

⁽¹⁾ dépenses assujetties à l'inflation

⁽²⁾ dépenses établies à partir de l'évaluation actuarielle d'Aon

1 Ainsi, l'inflation de 4,13 % établie selon les modalités de la formule paramétrique a été
2 appliquée sur les dépenses d'exploitation prévues à la Cause tarifaire 2019-2020,
3 excluant le coût des services rendus des ASF. Par ailleurs, le coût des services rendus
4 ainsi que celui relatif aux autres composantes des ASF ont été déterminés à partir de
5 l'évaluation actuarielle. La croissance de ces dépenses s'explique plus spécifiquement
6 par l'amortissement des pertes d'expérience réalisées au cours de l'exercice 2018-2019
7 ainsi qu'en raison de la baisse des taux d'intérêt.

1.2.3 Hausse de la dépense d'amortissement sur les comptes de frais reportés

8 La hausse de la dépense d'amortissement sur les comptes de frais reportés (CFR) est
9 essentiellement attribuable à :

- 10 • la variation du solde net du trop-perçu constaté lors de l'exercice 2017-2018 et
11 celui de l'exercice 2018-2019 (+5,9 M\$);
- 12 • la variation de l'amortissement des CFR relatifs aux écarts budgétaires des ASF
13 constatés lors de l'exercice 2017-2018 et celui de l'exercice 2018-2019 (+4,4 M\$);
- 14 • l'augmentation de l'amortissement des écarts budgétaires TEQ (+2,2 M\$);
- 15 • l'augmentation de l'amortissement des coûts des projets de développement
16 informatique (+2,1 M\$); compensées par
- 17 • la variation des soldes nets des CFR relatifs à la stabilisation tarifaire de la
18 température et du vent (-5,5 M\$).

1.2.4 Hausse du rendement et de l'impôt sur le revenu

1 La croissance de la base de tarification se traduit par une hausse du rendement,
2 entraînant une hausse du revenu imposable et de la dépense d'impôt. Par ailleurs, la
3 hausse de la dépense d'impôt s'explique par la variation d'autres éléments du bénéfice
4 dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal, principalement celui des ASF.

1.2.5 Variation de l'amortissement du CFR – application tardive des tarifs

5 La baisse des frais de distribution est occasionnée par l'amortissement d'un CFR créditeur
6 afin de remettre aux clients à la Cause tarifaire 2020-2021 les écarts de facturation
7 découlant de l'application tardive des tarifs au cours de l'exercice 2019-2020, alors qu'à
8 l'inverse, à la Cause tarifaire 2019-2020, les écarts de facturation de l'exercice 2018-2019
9 étaient à récupérer des clients.

1.2.6 Baisse de l'amortissement des immobilisations

10 La baisse de la dépense d'amortissement prévue s'explique principalement par une
11 diminution de 13,8 M\$ attribuable à la mise à jour de l'étude des taux d'amortissement.
12 Cet écart est partiellement compensé par l'effet de l'augmentation des additions nettes
13 des immobilisations.

1.3 AJUSTEMENT TARIFAIRE EN TRANSPORT

	Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	Cause tarifaire 2020-2021	
		en M\$	en %
1	Hausse des coûts de transport	35,4	37,1%
2	Variation des trop-perçus des exercices 2018-2019 et 2017-2018	8,6	9,0%
3	Hausse du rendement et impôts	1,1	1,2%
4	Variation du revenu requis 2021 vs le revenu requis autorisé de 2020	45,1	47,3%
5	Baisse des revenus découlant de l'application du tarif de la zone Sud aux volumes prévus de la zone Nord	2,7	2,9%
6	Ajustement tarifaire du service de transport ⁽¹⁾	47,8	50,2%

⁽¹⁾ Énergir-N, Doc. 2, p. 1, col. 4

14 La hausse tarifaire au service de transport de 47,8 M\$ est essentiellement attribuable à
15 l'augmentation des coûts de transport de 35,4 M\$. Cette augmentation découle principalement

1 de la hausse des coûts fonctionnalisés au service de transport sur les achats de gaz naturel à
2 Empress jumelée à l'effet de la variation des tarifs de TransCanada PipeLines Limited (TCPL).

3 En ce qui a trait aux tarifs de transport sur le réseau de TCPL, une entente est survenue à
4 l'automne 2019, et a subséquentement été approuvée par la Régie de l'énergie du Canada (RÉC)
5 le 17 avril 2020⁵. Énergir a donc appliqué ces nouveaux tarifs de transport à partir du 1^{er} janvier
6 2021 aux fins de l'établissement du revenu requis au présent dossier.

7 Par ailleurs, la baisse des trop-perçus constatés entre les exercices 2018-2019 et 2017-2018 se
8 traduit par une augmentation de l'amortissement de ces CFR de 8,6 M\$.

1.4 AJUSTEMENT TARIFAIRE EN ÉQUILIBRAGE

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire		Cause tarifaire 2020-2021	
		en M\$	en %
1	Baisse des coûts d'équilibrage	(11,3) \$	-7,7%
2	Variation des manques à gagner des exercices 2017-2018 et 2018-2019	(5,4) \$	-3,7%
3	Autres	0,8 \$	0,5%
4	Variation du revenu requis 2021 vs le revenu requis autorisé de 2020	(15,9) \$	-10,8%
5	Hausse des revenus d'équilibrage	(3,5) \$	-2,4%
6	Ajustement tarifaire du service d'équilibrage ⁽¹⁾	(19,3) \$	-13,2%

⁽¹⁾ Énergir-N, Doc. 2, p. 1, col. 5

9 La baisse tarifaire au service d'équilibrage de 19,3 M\$ découle principalement de la baisse des
10 coûts d'équilibrage de 11,3 M\$. L'acquisition d'un service de pointe sur le marché secondaire
11 comme alternative à l'achat de capacités de transport courte distance en hiver se traduit par une
12 baisse des coûts d'équilibrage. Cette baisse est partiellement compensée par la hausse prévue
13 des tarifs de TCPL.

14 Par ailleurs, la baisse des manques à gagner constatés entre les exercices 2018-2019 et
15 2017-2018 se traduit par une réduction de l'amortissement de ces CFR de 5,4 M\$.

16 Finalement, la hausse des revenus d'équilibrage de 3,5 M\$ contribue aussi à la baisse tarifaire.

⁵ Voir la lettre de décision et l'ordonnance TG-003-2020 datées du 17 avril 2020 dans le dossier OF-Tolls-Group1-T211-2019-03 0101 : <https://apps.cer-rec.gc.ca/REGDOCS/Item/View/3914560>

1.5 STRATÉGIE, GRILLES TARIFAIRES ET ÉTUDE D'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE (ÉNERGIR-Q, DOCUMENTS 1 À 13)

1 Des travaux sont présentement en cours dans le cadre du dossier portant sur l'allocation des
2 coûts et la structure tarifaire d'Énergir (R-3867-2013). Ainsi, Énergir propose de maintenir la
3 même approche pour l'établissement des tarifs 2020-2021 que celle retenue dans la décision
4 D-2013-106 (paragr. 616). La Régie y mentionnait que tant que les travaux sur la vision tarifaire
5 se poursuivent, la répartition de la hausse du revenu requis de distribution au prorata des revenus
6 de distribution constitue une proposition acceptable.

7 Le revenu requis au service de distribution, pour l'année 2020-2021, s'élève à 561,8 M\$. Les
8 variations tarifaires au service de distribution sont présentées à la pièce Énergir-Q, Document 7,
9 page 2, colonne 5. L'application d'une répartition de la hausse du revenu requis au prorata des
10 revenus résulte en une baisse moyenne d'environ 0,5 % pour chacun des tarifs au service de
11 distribution.

12 Conformément à la décision D-2020-047, le tarif de transport présenté dans la pièce Énergir-Q,
13 Document 3 a été calculé en appliquant la fusion des tarifs des zones Nord et Sud. Énergir a
14 également présenté un scénario de disposition du CFR sur une période de deux ans. L'intégration
15 de l'effet de la disposition du CFR dans le tarif de transport sera faite au moment de la mise à
16 jour des tarifs.

2 LES PARTICULARITÉS DU DOSSIER ET SUIVIS

2.1 REDONDANCE À L'USINE LSR (ÉNERGIR-H, DOCUMENT 5)

17 Le document vise à répondre à la demande de la Régie contenue à la décision D-2019-141
18 (paragr. 246) et à réitérer le caractère prudent, justifié et adéquat de la redondance à l'usine LSR.
19 Cependant, Énergir n'est pas en mesure pour le moment de communiquer la solution permanente
20 retenue afin de répondre à la baisse de capacité « garantie » à l'usine LSR. Par conséquent,
21 Énergir soumet qu'elle ne voit pas pour le moment la valeur ajoutée associée à la tenue d'une
22 séance de travail dans le présent dossier tarifaire, tel que demandé à la décision D-2019-141.

**2.2 TAUX D'ÉCONOMIES POTENTIELLES DES TRAVAUX INTÉGRÉS
(ÉNERGIR-I, DOCUMENT 3)**

1 Une analyse du taux d'économies potentielles qu'il est possible de réaliser en effectuant des
2 projets de cas d'exception en travaux intégrés est déposée en suivi de la décision D-2018-080
3 (paragr. 392).

**2.3 ARRIMAGE DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS) ET DU
PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ) (ÉNERGIR-J,
DOCUMENT 2)**

4 Énergir présente pour approbation une proposition d'arrimage à l'égard du CASS et du volet des
5 ménages à faible revenu dans le PGEÉ, conformément à la décision D-2019-141 (paragr. 514).

**2.4 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 2020-2021
(ÉNERGIR-J, DOCUMENT 3)**

6 Comme approuvé par la décision D-2019-028, Énergir présente le budget global du PGEÉ, pour
7 l'année 2020-2021, pour les fins de l'établissement du revenu requis et des additions à la base
8 de tarification ainsi que des ajustements proposés aux modalités d'aides financières des volets
9 existants de programmes.

2.5 ÉTUDE DES TAUX D'AMORTISSEMENT (ÉNERGIR-L, DOCUMENT 9)

10 Le document présente l'étude quinquennale des taux d'amortissement des principales catégories
11 d'immobilisations corporelles d'Énergir en fonction des soldes aux livres au 30 septembre 2019.
12 Dans l'ensemble, la nouvelle étude des taux se traduit par une baisse sur la dépense
13 d'amortissement annuelle projetée pour la Cause tarifaire 2020-2021 de 13,8 M\$.

2.6 ÉVOLUTION DU TAUX SANS RISQUE (ÉNERGIR-M, DOCUMENT 1)

14 Énergir présente, en réponse à la décision D-2019-141 (paragr. 64), l'évolution du taux sans
15 risque au cours des dernières années.

**2.7 MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS AIDES
FINANCIÈRES PGEÉ (ÉNERGIR-N, DOCUMENT 17)**

16 Conformément à la décision D-2019-088 (paragr. 476), Énergir présente les modalités de
17 disposition du CFR relatif aux aides financières du PGEÉ. Ce CFR est constitué des variations

- 1 par rapport au budget de la dépense d'amortissement et du rendement, et des impôts sur la base
2 de tarification reliés aux aides financières du PGEÉ.

**2.8 APPLICABILITÉ DU TARIF DE RÉCEPTION (ÉNERGIR-Q,
DOCUMENT 14)**

- 3 Énergir présente l'applicabilité du tarif de réception lors de l'achat du gaz naturel produit en
4 territoire lorsqu'il n'y a pas d'investissement pour l'injection, ainsi que les situations des différents
5 producteurs de gaz naturel injectant dans le réseau gazier du gaz naturel produit à l'intérieur du
6 territoire desservi par Énergir. Ces deux sujets avaient été soulevés par la Régie dans la décision
7 D-2019-141.

ANNEXE 1 SCÉNARIO DÉFAVORABLE

- 1 Les tableaux suivants présentent les résultats en termes de volumes et revenus des services de
- 2 distribution, transport et équilibrage, considérant la mise à jour de la prévision de la demande
- 3 selon le scénario défavorable 2020-2021. Les revenus sont obtenus en appliquant les tarifs
- 4 dégroupés 2019-2020 à cette nouvelle demande.

**Tableau 1
Distribution**

	Volumes (10 ³ m ³)				Revenus (000\$)		
	Défavorable	DT2021 base	Écart		Défavorable	DT2021 base	Écart
Tarif 1	2 704 688	2 757 065	(52 377)	Tarif 1	450 553 \$	457 725 \$	(7 172) \$
Tarif 3	274 594	283 241	(8 647)	Tarif 3	15 528 \$	15 754 \$	(227) \$
Tarif 4	2 811 106	2 859 618	(48 512)	Tarif 4	77 282 \$	77 596 \$	(315) \$
Tarif 5	232 925	236 807	(3 882)	Tarif 5	6 204 \$	6 329 \$	(125) \$
Gaz d'appoint	-	50 000	(50 000)	Gaz d'appoint	- \$	613 \$	(613) \$
Sous-Total	6 023 312	6 186 730	(163 418)	Sous-Total	549 567 \$	558 018 \$	(8 451) \$
Tarif de réception (DR)	9 350	9 350	-	Tarif de réception (DR)	1 021 \$	1 021 \$	- \$
Total	6 032 662	6 196 080	(163 418)	Total	550 587 \$	559 039 \$	(8 451) \$

**Tableau 2
Transport**

	Volumes (10 ³ m ³)				Revenus (000\$)		
	Défavorable	DT2021 base	Écart		Défavorable	DT2021 base	Écart
Zone N	146 804	159 913	(13 109)	Zone N	2 290 \$	2 494 \$	(204) \$
Zone S	5 794 348	5 894 658	(100 309)	Zone S	90 382 \$	91 946 \$	(1 565) \$
Gaz d'appoint	-	50 000	(50 000)	Gaz d'appoint	- \$	379 \$	(379) \$
OMA Transport	-	-	-	OMA Transport	777 \$	775 \$	2 \$
Sans Transport	82 160	82 160	-	Sans Transport	(27) \$	(27) \$	- \$
Sous-Total	6 023 312	6 186 730	(163 418)	Sous-Total	93 421 \$	95 567 \$	(2 146) \$
Maintien et ajust. d'inv.	-	-	-	Maintien et ajust. d'inv.	(254) \$	(254) \$	(0) \$
Total	6 023 312	6 186 730	(163 418)	Total	93 167 \$	95 314 \$	(2 147) \$

**Tableau 3
Équilibrage**

	Volumes (10 ³ m ³)				Revenus (000\$)		
	Défavorable	DT2021 base	Écart		Défavorable	DT2021 base	Écart
Tarif 1	2 704 688	2 757 065	(52 377)	Tarif 1	115 473 \$	117 709 \$	(2 236) \$
Tarif 3	274 594	283 241	(8 647)	Tarif 3	2 630 \$	2 742 \$	(112) \$
Tarif 4	2 780 902	2 829 415	(48 512)	Tarif 4	23 330 \$	23 993 \$	(663) \$
Tarif 5	232 925	236 807	(3 882)	Tarif 5	2 025 \$	2 073 \$	(48) \$
Gaz d'appoint	-	50 000	(50 000)	Gaz d'appoint	- \$	207 \$	(207) \$
Sous-Total	5 993 109	6 156 527	(163 418)	Sous-Total	143 457 \$	146 724 \$	(3 267) \$
Sans équilibrage (biogaz)	30 203	30 203	-	Sans équilibrage (biogaz)	- \$	- \$	- \$
Total	6 023 312	6 186 730	(163 418)	Total	143 457 \$	146 724 \$	(3 267) \$

Méthodologie

1 La mise à jour des volumes et des revenus établis selon le scénario défavorable a été établie de
2 manière exhaustive. En effet, l'établissement des revenus de distribution du tarif D₁ reconduit le
3 profil de consommation réel des clients des 12 derniers mois, appliqué aux volumes du scénario
4 défavorable. La mise à jour du service d'équilibrage du tarif D₁ se compose d'une baisse de
5 consommation uniforme entre les clients à taux personnalisé et ceux à taux moyen. Les services
6 de distribution et d'équilibrage des tarifs D₄ et D₅ sont basés sur des données contractuelles et
7 d'une prévision volumétrique par client.

8 Le tableau suivant présente le coût de service ajusté, élaboré à partir de celui présenté à la page 1
9 de la version révisée de la pièce Énergir-N, Document 1, déposée le 20 août 2020, auquel ont
10 été ajoutés les écarts occasionnés par le scénario d'approvisionnement défavorable pour les
11 services de distribution, de transport et d'équilibrage.

Tableau 4					
Ajustements au revenu requis					
(000\$)					
	<u>Distribution</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u> <u>Pointe</u>	<u>Équilibrage</u> <u>Espace</u>	<u>Total</u>
Revenu requis de la clientèle réglementée selon le scénario de base (Énergir-N, Document 1, l.14)	562 647	143 159	55 851	71 536	833 193
Ajustements sur les coûts liés au plan d'approvisionnement					
Réduction des coûts de l'outil de pointe			(73)		(73)
Réduction des coûts de compression du site de Pointe-du-Lac			(27)		(27)
Réduction des coûts de compression des outils de transport		(331)	(67)	75	(323)
Transfert de coûts entre Transport et Équilibrage (variation de la fonctionnalisation)		(2710)		1303	(1407)
Réduction des coûts du Gaz perdu	(121)	16			(105)
Ajustements sur les dépenses d'exploitation					
Réduction des dépenses d'exploitation suite à la variation du nombre de clients	(474)				(474)
Revenu requis de la clientèle réglementée après les ajustements du scénario défavorable	<u>562 052</u>	<u>140 134</u>	<u>55 684</u>	<u>72 914</u>	<u>830 784</u>

Ajustements sur les coûts liés au plan d'approvisionnement

12 Tout comme pour le scénario de base, le scénario défavorable de l'année 2020-2021 se traduit
13 par un manque d'outils d'approvisionnement, bien qu'il soit inférieur. En effet, le manque d'outils
14 d'approvisionnement qui s'élevait à 1 074 10³m³ au scénario de base n'est plus que de 353 10³m³
15 au scénario défavorable.

16 Pour combler ce manque au scénario défavorable, Énergir utilise la même stratégie qu'au
17 scénario de base : elle contracte un service de pointe de 353 10³m³ afin de combler le manque

1 comme indiqué à la ligne 46 de l'annexe 16 de la pièce Énergir-H, Document 1. Par ailleurs, tout
2 comme avec le scénario de base, Énergir agira dans le meilleur intérêt de la clientèle en s'ajustant
3 avant l'hiver 2020-2021 et de façon continue.

4 Par rapport au scénario de base, la pointe prévue diminue de 27 320 GJ/j ($721 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$) dans le
5 plan défavorable, ce qui se traduit par un recours au service de pointe moins élevé. L'effet net de
6 cette variation représente une baisse d'environ 73 k\$ au service d'équilibrage de pointe.

7 Au niveau des autres coûts du plan d'approvisionnement, la baisse des volumes dans le scénario
8 défavorable vient diminuer les coûts de compression du site de Pointe-du-Lac de 27 k\$
9 également au service d'équilibrage de pointe. Par ailleurs, les coûts de compression de transport
10 diminuent de 323 k\$, répartis entre les services de transport et d'équilibrage de pointe et d'espace
11 selon les outils.

12 La variation des volumes au plan d'approvisionnement affecte les pourcentages de
13 fonctionnalisation des outils entre le transport et l'équilibrage, de même que la répartition entre la
14 pointe et l'espace au service d'équilibrage. Cette modification vient légèrement diminuer la portion
15 du coût des outils initialement fonctionnalisés au transport, pour le déplacer vers l'équilibrage. Ce
16 changement cause une diminution des coûts de transport de 2 710 k\$ alors que les coûts
17 d'équilibrage augmentent de 1 303 k\$. L'inclusion au compte de frais reportés des prime fixes
18 des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage explique l'écart entre les deux chiffres.

19 Finalement, le scénario défavorable engendre une diminution des volumes de gaz perdu prévus
20 d'environ $717 \cdot 10^3 \text{m}^3$. Cette baisse des volumes de gaz perdu crée une diminution des coûts de
21 distribution d'environ 121 k\$. Conséquemment, le coût du transport relatif à ces volumes n'est
22 plus transféré à la distribution, générant une hausse des coûts de transport d'environ 16 k\$.

Ajustements sur les dépenses d'exploitation

23 Le tableau suivant présente le calcul de l'évolution des dépenses d'exploitation basé sur
24 l'application de la formule paramétrique, élaboré à partir de celui présenté à la page 1 de la
25 version révisée de la pièce Énergir-N, Document 9, déposée le 20 août 2020, auquel le nombre
26 de clients de la Cause tarifaire 2020-2021 a été ajusté pour refléter le scénario défavorable.

N° de ligne					
1	Budget des dépenses d'exploitation de la Cause tarifaire 2019-2020 - selon l'allègement réglementaire				217 087
2	Moins: Coût net des services rendus des ASF de la Cause tarifaire 2019-2020				(19 870)
3	Point de départ assujetti à l'inflation				197 217
			% Inflation	Pondération	
4	Inflation - Salaires		3,81%	75%	2,85%
5	Inflation - IPC Québec		1,74%	25%	0,44%
6	Inflation - avant croissance du nombre de clients				3,29%
		Clients	% Croissance	Facteur d'escompte	
7	CT 2020-2021 - selon scénario défavorable	211 244			
8	4-8 2020	209 575			
9	Variation du nombre de clients anticipée	1 669	0,80%	75%	0,60%
10	Inflation à appliquer sur le point de départ (l. 6 + l. 9)				3,89%
11	Point de départ (l. 3) majoré de l'inflation de 4,13% (l. 10)				204 885
12	Plus: Coût net des services rendus des ASF de la Cause tarifaire 2020-2021				27 176
13	Budget des dépenses d'exploitation de la Cause tarifaire 2020-2021 - selon allègement réglementaire				232 060
14	Budget des dépenses d'exploitation de la Cause tarifaire 2020-2021 selon la mise à jour de la formule paramétrique				232 535
15	Variation du budget des dépenses d'exploitation				(474)

1 La mise à jour de la prévision de la demande selon le scénario défavorable 2020-2021 entraîne
2 une baisse du nombre de clients et, conséquemment, une baisse des dépenses d'exploitation de
3 474 k\$.

4 Le tableau suivant présente la variation tarifaire pour les services de distribution, transport et
5 équilibrage établi selon le scénario d'approvisionnement défavorable, à partir des revenus et du
6 coût de service présentés précédemment. Le tableau présente également l'ajustement tarifaire
7 aux services de distribution, transport et équilibrage selon le scénario de base, comme présenté
8 à la version révisée de la pièce Énergir-N, Document 2, déposée le 20 août 2020.

Tableau 6 Calcul de l'ajustement tarifaire global - scénario défavorable (000 \$)					
	<u>Distribution</u> (1)	<u>Transport</u> (2)	<u>Équilibrage</u> (3)	<u>Total</u> (4)	<u>Référence</u> (5)
1 Revenu requis	562 052	140 134	128 598	830 784	Tableau 4
2 Tarifs dégroupés 2019-2020 (appliqués aux volumes projetés 2021)	550 587	93 167	143 457	787 211	Tableaux 1 à 3
3 Ajustement tarifaire - Scénario défavorable	11 465	46 967	(14 859)	43 573	
4 % d'ajustement tarifaire (l. 3 divisé par l. 2)	2,08%	50,41%	-10,36%	5,54%	
5 Ajustement tarifaire - Scénario de base	3 608	47 846	(19 337)	32 117	Énergir-N, Document 2, l. 3
6 % d'ajustement tarifaire - Scénario de base	0,65%	50,20%	-13,18%	4,01%	Énergir-N, Document 2, l. 4

1 L'ajustement tarifaire global aux services de distribution, transport et équilibrage de 4,01 %, selon
2 le scénario de base, est réévalué à 5,54 % selon le scénario défavorable. Cette hausse tarifaire
3 s'explique principalement par :

- 4 • la baisse des revenus de distribution, principalement au tarif D₁, et par la baisse des
5 revenus des services de transport et d'équilibrage, compte tenu de la baisse de la
6 demande;

7 compensée par:

- 8 • la baisse des coûts d'approvisionnement;
- 9 • la baisse des dépenses d'exploitation, compte tenu de la baisse de la croissance du
10 nombre de clients; et
- 11 • la baisse des volumes de gaz perdu.

12 Comme il est proposé de maintenir l'application d'une variation uniforme pour l'établissement des
13 tarifs de distribution de 2020-2021, Énergir estime qu'il n'est pas nécessaire de présenter l'impact
14 du scénario défavorable sur les grilles tarifaires. En effet, la répartition tarifaire présenterait des
15 variations uniformes de 2,08 % à l'ensemble des tarifs de distribution.

- 1 Pour le tarif de transport, comme il s'agit d'un taux unique applicable à l'ensemble des clients au
- 2 service du distributeur, le nouveau tarif de transport refléterait l'ajustement présenté au
- 3 tableau 6⁶.

- 4 Contrairement aux services de distribution et de transport, le service d'équilibrage aurait présenté
- 5 des variations tarifaires non uniformes. Toutefois, Énergir n'a pas été en mesure de produire un
- 6 tel exercice dans les délais demandés.

⁶ Le calcul des prix de transport n'inclut pas les impôts sur le revenu et le rendement sur la base de tarification. Ces montants sont récupérés au service d'ajustements reliés aux inventaires.