

**MISE À JOUR DES INFORMATIONS RELATIVES À LA CAUSE
TARIFAIRES 2019-2020**

**SUIVANT LA DÉCISION D-2019-141 RENDUE PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
LE 7 NOVEMBRE 2019**

FAITS SAILLANTS DE LA MISE À JOUR DE LA CAUSE TARIFAIRES 2019-2020 À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

1 Le 7 novembre 2019, la Régie de l'énergie (la Régie) rendait sa décision portant sur la Cause
2 tarifaire 2019-2020. Le présent document reflète les résultats de la mise à jour des informations
3 suivant les conclusions et demandes de la Régie contenues dans sa décision D-2019-141.

4 À la suite des modifications requises par la décision, la base de tarification moyenne est en
5 hausse de 2 135 k\$, atteignant 2 195 835 k\$¹ comparativement au montant demandé de
6 2 193 700 k\$. La hausse de la base de tarification moyenne est expliquée par :

- 7 - l'intégration des additions liées aux projets d'investissements à des fins d'injection
8 dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$ (+2 307 k\$)²;

9 partiellement compensée par :

- 10 - la baisse de l'encaisse réglementaire (-137 k\$)³, et
11 - la variation du compte de frais reportés lié au manque à gagner au service de
12 l'équilibrage de l'exercice 2018 (-35 k\$)⁴.

13 Le taux pondéré du coût en capital autorisé de 6,49 % demeure inchangé. Ce dernier, appliqué
14 sur la base de tarification moyenne de 2 195 835 k\$⁵, se traduit par un revenu net d'exploitation
15 autorisé de 142 510 k\$⁶ (hausse de 139 k\$ par rapport au 142 371 k\$ soumis initialement).

16 La baisse tarifaire dégagée par Énergir, s.e.c. (Énergir) atteint maintenant 135 044 k\$⁷, soit une
17 hausse de 2 253 k\$ de la baisse tarifaire présentée au dépôt original de 132 792 k\$. Cette
18 augmentation de la baisse tarifaire (baisse tarifaire nette) s'explique essentiellement par :

¹ Énergir-G, Document 5, page 6, col. 15, ligne 42.

² Énergir-G, Document 5, page 6, col. 17, ligne 2.

³ Énergir-G, Document 5, page 6, col. 17, ligne 11.

⁴ Énergir-G, Document 5, page 6, col. 17, ligne 28, découlant de la baisse du manque à gagner réalisé au service d'équilibrage au 30 septembre 2018 à la suite de la décision D-2019-124.

⁵ Énergir-G, Document 5, page 6, col. 15, ligne 42.

⁶ Énergir-G, Document 5, page 6, col. 15, ligne 44.

⁷ Énergir-G, Document 5, page 12, col. 6, ligne 3.

1 - La baisse des dépenses d'exploitation de 2 599 k\$⁸ (219 686 k\$ - 217 087 k\$) à la suite
2 de l'exclusion du coût des services rendus et des intérêts débiteurs du montant de départ
3 de la formule paramétrique;

4 - L'ajustement de l'amortissement des frais reportés et actifs intangibles de 93 k\$⁹
5 (25 007 k\$ - 24 914 k\$) à la suite de la révision des soldes intégrés à la base de tarification
6 au 1^{er} octobre 2019 pour le manque à gagner d'équilibrage réalisé au 30 septembre 2018;

7 - L'ajustement du coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GM GNL de
8 69 k\$¹⁰ (4 396 k\$ - 4 465 k\$);

9 partiellement compensée par :

10 - L'augmentation du rendement sur la base de tarification moyenne de 139 k\$¹¹
11 (142 510 k\$ - 142 371 k\$) expliquée précédemment;

12 - La hausse de l'impôt sur le revenu de 51 k\$¹² (25 292 k\$ - 25 241 k\$); et

13 - La baisse des revenus de réception de 319 k\$¹³ afin que ces revenus soient en équilibre
14 avec le coût de service y afférent.

15 Les tableaux suivants, présentés dans les pages subséquentes, permettent d'obtenir plus de
16 détails à l'égard de ces résultats :

17 1. Établissement de la base de tarification mensuelle;

18 2. Établissement de la base de tarification mensuelle par service;

19 3. Calcul de l'encaisse réglementaire;

20 4. Ventilation de l'impôt sur le revenu et du rendement sur la base de tarification;

21 5. Évolution des résultats projetés de l'activité réglementée;

22 6. Établissement du revenu requis projeté;

23 7. Calcul de l'ajustement tarifaire global;

⁸ Énergir-G, Document 5, page 11, col. 9, ligne 4.

⁹ Énergir-G, Document 5, page 11, col. 9, ligne 8.

¹⁰ Énergir-G, Document 5, page 11, col. 9, ligne 14.

¹¹ Énergir-G, Document 5, page 11, col. 9, ligne 12.

¹² Énergir-G, Document 5, page 11, col. 9, ligne 11.

¹³ Énergir-G, Document 5, page 12, col. 8, ligne 3.

- 1 8. Grilles tarifaires :
- 2 a. Tableau de fonctionnalisation;
- 3 b. Calcul des prix d'équilibrage;
- 4 c. Répartition tarifaire;
- 5 d. Grilles actuelles et proposées;
- 6 e. Comparaison des revenus actuels et proposés;
- 7 f. Comparaison des taux actuels et proposés (Cas types);
- 8 g. Taux de réception.

9 Pour faire suite à la demande de la Régie au paragraphe 428 de sa décision :

10 « [428] *Outre l'inclusion des coûts d'investissement prévus pour les projets de raccordement à des fins d'injection dans l'enveloppe globale, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du dépôt de la mise à jour des pièces au dossier au plus tard le 20 novembre 2019, la catégorie d'investissement applicable ainsi que toute autre information requise à l'article 5 du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie. Elle demande également à Énergir de préciser, pour l'année 2019-2020, l'impact de l'inclusion de ces projets dans l'enveloppe globale sur le coût de service et les revenus.* »

18 Énergir présente la mise à jour de la pièce traitant des additions à la base de tarification, 19 Énergir-L, Document 3. Les additions relatives aux projets d'investissements à des fins d'injection 20 dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$ y sont présentées dans la catégorie « Développement 21 du réseau », plus précisément à titre d'investissements en « Biométhane ».

22 Finalement, il est à noter que la baisse des revenus de réception de 319 k\$, mentionné 23 précédemment, vise à équilibrer ces revenus avec le coût de service y afférent. La baisse des 24 revenus en question s'explique principalement par l'impact du transfert de propriété des actifs 25 d'injection à la Ville de Saint-Hyacinthe et de la mise à jour des hypothèses reliées à l'injection 26 de GNR. Sur la base des dernières informations disponibles, seule la Ville de Saint-Hyacinthe a 27 été prévue comme cliente injectant dans le réseau pour l'année 2019-2020. Advenant qu'un ou 28 plusieurs projets débuteraient leur injection au courant de cette année, l'approbation d'un tarif de 29 réception visant à récupérer l'investissement serait alors demandée à la Régie au moment

- 1 opportun et la clientèle serait maintenue indemne. À cet égard, le tableau suivant présente
 2 l'impact de l'inclusion des projets d'investissements à des fins d'injection dans l'enveloppe globale
 3 sur le coût de service et les revenus.

Conciliation du coût de service et des revenus de réception (pour l'ensemble des projets, incluant celui de la ville de Saint-Hyacinthe)	
Coût de l'amortissement du CFR-Manque à gagner lié au tarif de réception 2018	347
Coût de distribution du réseau	92
Redevances	3
Coût de service prévu au dépôt original	442
Ajustement du coût de service:	
Coût du rendement et des impôts liés aux additions pour les projets d'investissements à des fins d'injection ⁽¹⁾	182
Coût de service	624
Revenus de réception prévu au dépôt original	943
Ajustement des revenus de réception ⁽²⁾	(319)
Revenus de réception	624

(1) Inclus dans Énergir-G, Document 5, page 11, col. 9, lignes 11 et 12

(2) Énergir-G, Document 5, page 12, col. 8, ligne 3

Cet équilibre entre les revenus de réception et le coût de service assure donc de maintenir la clientèle du service de distribution indemne. Énergir tient à souligner qu'au terme de l'exercice financier 2019-2020, le coût de service réel sera aussi équilibré avec les revenus. Pour chaque projet, le recours à un compte de frais reportés permettra de neutraliser tout écart entre les revenus et le coût de service.

Base de tarification mensuelle
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020
(000 \$)

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

No de ligne	Description	1 oct. '18	Octobre	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Total	Moyenne mensuelle Autorisée	Moyenne mensuelle demandée	Écart demande vs décision
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
1	Fourniture	55 025	53 284	55 541	48 141	31 143	23 781	22 500	27 403	30 466	33 253	38 080	46 014	55 024	519 654	39 973	39 973	(0)
2	Transport	(23 729)	(21 064)	(18 271)	(15 529)	(12 883)	(10 081)	(7 307)	(4 991)	(2 833)	(999)	666	2 435	4 329	(110 256)	(8 481)	(8 481)	0
3	Équilibrage - Pointe	50 586	53 763	52 895	48 115	41 883	37 356	34 577	35 417	38 311	41 840	45 503	49 090	52 800	582 135	44 780	44 780	(0)
4	Équilibrage - Espace	39 567	39 142	36 539	30 710	23 977	18 461	14 418	13 363	14 148	15 596	17 275	18 932	20 358	302 485	23 268	23 303	(35)
5	Distribution	2 022 847	2 034 717	2 047 398	2 058 135	2 067 134	2 072 750	2 080 435	2 091 320	2 099 917	2 111 546	2 124 139	2 133 857	2 154 845	27 099 040	2 084 542	2 082 372	2 169
6	SPÉDE	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	11 753	152 795	11 753	11 753	(0)
7	Total	2 156 049	2 171 595	2 185 856	2 181 324	2 163 007	2 154 020	2 156 377	2 174 265	2 191 763	2 212 989	2 237 416	2 262 080	2 299 111	28 545 853	2 195 835	2 193 700	2 135

(1) L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

**Calcul de l'encaisse réglementaire
Étude lead (lag)
Base de tarification mensuelle
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020
(000 \$)**

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

No de ligne	<u>DESCRIPTION DES VARIABLES</u>	Dépenses	(Nombre de jours)	Fonds de roulement <u>Autorisé</u>	Fonds de roulement <u>Demande</u>	Écart demande vs décision
		<u>budgétées</u>	<u>((Lead)/lag)</u>	<u>Net - LAG</u>	(1)*(3)/365	(5)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(6)
1	REVENUS DE GAZ		37,90			
2	COÛT DE TRANSPORT	128 346	(36,68)	1,22	428	428
3	COÛT D'ÉQUILIBRAGE	122 125	(36,68)	1,22	407	407
4	COÛT DE DISTRIBUTION	9 682	(36,68)	1,22	32	0
5	COÛT DE FOURNITURE	434 730	(36,68)	1,22	1 449	0
6	COÛT DU SPEDE	147 346	(6,45)	31,45	12 696	12 696
7	DÉPENSES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN	217 087	(18,10)	19,80		
8	AUTRES COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS	<u>(5 488)</u>	(18,10)	19,80		
9	(li. 7 + 8)	211 599	(18,10)	19,80	11 476	11 617
10	TAXES FONCIÈRES, REDEVANCES À LA RÉGIE (Énergir-N, Doc. 15)	44 532	69,43	107,33	13 095	(0)
11	IMPÔT SUR LE REVENU	25 292	(15,21)	22,69	1 572	1 569
12	TAXES (TPS/TVH ET TVQ)				(1 881)	(1 881)
13	PROVISION POUR MAUVAISES CRÉANCES				<u>(3 549)</u>	<u>(3 549)</u>
14	TOTAL DU FONDS DE ROULEMENT			35 725	35 862	(137)

Ventilation de l'impôt sur le revenu
et du rendement sur la base de tarification
Base de tarification mensuelle
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020
(000 \$)

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

No de ligne	Base de <u>tarification</u>	% sur la base <u>de tarification</u>	Impôt relié			Impôt non relié			Impôt total			Rendement sur la base de tarification <u>Autorisé</u> (3)	Rendement sur la base de tarification <u>Demande</u> (8)		Écart impôt total <u>vs demande</u> (6) - (8) (10)		Écart rendement <u>vs demande</u> (7) - (9) (11)	
			<u>au rendement</u> (1)			<u>au rendement</u> (2)			<u>Autorisé</u> (6)				<u>Demande</u> (9)		<u>vs demande</u> (7) - (9) (11)			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(10)	(11)	(10)	(11)	
1 Fourniture	39 973	1,82%	552	(139)	413	2 594	413	2 594		0	(0)							
2 Transport	(8 481)	-0,39%	(117)	(226)	(344)	(550)	(344)	(550)		(0)	0							
3 Équilibrage - Pointe	44 780	2,04%	618	0	618	2 906	618	2 906		0	(0)							
4 Équilibrage - Espace	23 268	1,06%	321	12	333	1 510	333	1 512		(0)	(2)							
5 Distribution	2 084 542	94,93%	28 767	(5 682)	23 085	135 287	23 034	135 146		51	141							
6 SPÉDE	<u>11 753</u>	<u>0,54%</u>	<u>162</u>	<u>1 024</u>	<u>1 186</u>	<u>763</u>	<u>1 186</u>	<u>763</u>		<u>0</u>	<u>(0)</u>							
7 Total	<u>2 195 835</u>	<u>100,00%</u>	<u>30 303</u>	<u>(5 011)</u>	<u>25 292</u>	<u>142 510</u>	<u>25 241</u>	<u>142 371</u>		<u>51</u>	<u>139</u>							

(1) L'impôt sur le revenu relié au rendement est ventilé au prorata de la base de tarification
(2) L'impôt non relié au rendement est ventilé conformément à la méthode de fonctionnalisation approuvée (D-2015-181)
(3) Le coût du capital est de 6,49%

Évolution du revenu net d'exploitation
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020
(000 \$)

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

No de ligne	Description	Cause tarifaire 2020 Autorisée	Cause tarifaire 2020 Demande	Écart décision vs demande	Référence
		(1)	(2)	(3)	(4)
1	Petit et moyen débits	2 959	2 959	-	
2	Grandes entreprises	3 071	3 071	-	
3	Réception	4	4	-	
4	Volumes normalisés (10^6m^3 @ 37,89 MJ/m 3)	6 034	6 034	-	
5	Normalisation	-	-	-	
6	Volumes livrés (10^6m^3 @ 37,89 MJ/m 3)	6 034	6 034	-	
7	REVENUS				
8	Revenus de ventes de gaz	1 507 988	1 508 307	(319)	Par. [428] et [626]
9	Fourniture	(434 730)	(434 730)	-	
10	SPEDE	(147 346)	(147 346)	-	
11		925 912	926 231	(319)	
12	Hausse (baisse) tarifaire	(135 044)	(132 792)	(2 252)	
13	Revenus de transport, équilibrage et distribution	790 868	793 440	(2 572)	
14	Rabais à la consommation et autres	-	-	-	
15	CASEP	(1 000)	(1 000)	-	
16	Revenus après rabais	789 868	792 440	(2 572)	
17	COÛTS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DISTRIBUTION	(2) 255 688	(2) 255 756	(2) (69)	Par. [348]
18		534 181	536 683	(2 503)	
19	MANQUE À GAGNER (TROP-PERÇU)	-	-	-	
20	AUTRES REVENUS D'EXPLOITATION	3 962	3 962	0	
21	MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE	538 143	540 645	(2 503)	
22	DÉPENSES				
23	Dépenses d'exploitation	217 087	219 686	(2 599)	Par. [371]
24	Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(5 488)	(5 488)	-	
25	Plan global en efficacité énergétique PGEÉ	3 939	3 939	-	
26	Amortissement des immobilisations	135 277	135 278	(0)	
27	Amortissement des frais reportés et des actifs intangibles	(25 007)	(24 914)	(93)	D-2019-124, Par. [245]
28	Impôts fonciers et autres	44 532	44 532	-	
29	Impôt sur le revenu	25 292	25 241	51	
30	Total des dépenses	395 633	398 275	(2 642)	
31	REVENUS NETS D'EXPLOITATION	142 510	142 371	138	
32	BASE DE TARIFICATION	2 195 835	2 193 700	2 135	

(1) L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Établissement du revenu requis
Cause tarifaire 2019-2020
(000 \$)

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

	<u>Distribution</u> (1)	<u>Fourniture</u> (2)	<u>SPEDE</u> (3)	<u>Transport</u> (4)	<u>Équilibrage Pointe</u> (5)	<u>Équilibrage Espace</u> (6)	<u>Total Autorisé</u> (7)	<u>Total Demande</u> (8)	<u>Total demande vs décision</u> (9)
1 Frais de transport, d'équilibrage, du SPEDE et de la distribution	9 682			128 346	59 462	62 663	260 153	260 153	-
2 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP)	1 000						1 000	1 000	-
3 Autres revenus d'exploitation	(3 962)						(3 962)	(3 962)	(0)
4 Dépenses d'exploitation	217 087						217 087	219 686	(2 599)
5 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(5 488)						(5 488)	(5 488)	-
6 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	3 939						3 939	3 939	-
7 Amortissements immobilisations	133 949				1 328		135 278	135 278	0
8 Amortissements frais reportés et actifs intangibles	(14 512)			(29 400)		18 906	(25 007)	(24 914)	(93)
10 Impôts fonciers et autres	44 532						44 532	44 532	-
11 Impôts sur le revenu	23 085	413	1 186	(344)	618	333	25 292	25 241	51
12 Rendement sur la base de tarification	135 287	2 594	763	(550)	2 906	1 510	142 510	142 371	139
13 Revenu requis incluant l'approvisionnement du client GM GNL	<u>544 598</u>	<u>3 007</u>	<u>1 949</u>	<u>98 053</u>	<u>64 314</u>	<u>83 411</u>	<u>795 332</u>	<u>797 837</u>	<u>(2 504)</u>
14 Coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GM GNL					(4 465)		(4 465)	(4 396)	(69)
15 Revenu requis de la clientèle réglementé Autorisé	<u>544 598</u>	<u>3 007</u>	<u>1 949</u>	<u>98 053</u>	<u>59 849</u>	<u>83 411</u>	<u>790 867</u>	<u>793 440</u>	<u>(2 573)</u>
16 Revenu requis de la clientèle réglementé demandé	547 005	3 007	1 949	98 053	59 918	83 507	793 440		
17 Écart décision vs demande	(2 407)	0	0	(0)	(69)	(96)	(2 573)		

L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

Calcul de l'ajustement tarifaire global
(000 \$)

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-141

	<u>Distribution</u>	<u>Fourniture</u>	<u>SPEDE</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u>	Total	<u>Total</u>	<u>Écart</u> <u>demande vs</u> <u>décision</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1 Revenu requis	544 598	3 007	1 949	98 053	143 261	790 868	793 440	(2 572)
2 Tarifs dégroupés 2018-2019 (appliqués aux volumes projetés 2020)	608 527	2 342	1 907	133 110 ⁽⁵⁾	180 026 ⁽⁶⁾	925 912	926 231	(319)
3 Ajustement tarifaire	(63 929)	665	42	(35 057)	(36 765)	(135 044)	(132 792)	(2 253)
4 % d'ajustement tarifaire (l. 3 divisé par l. 2)	-10,51%	28,40%	2,18%	-26,34%	-20,42%	-14,59%	-14,34%	-0,25%

5 % d'ajustement tarifaire demandé	-10,16%	28,40%	2,18%	-26,34%	-20,33%	-14,34%
6 % Écart décision vs demande	-0,35%	-0,01%	0,00%	0,00%	-0,09%	-0,25%

L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

TABLEAU DE FONCTIONNALISATION
BUDGET 2019-2020
SOMMAIRE PAR SERVICE

Description		1er octobre 2019 (1)	¢/m ³ (2) ¹	Référence R-4076-2018 (3)
1	Nombre de clients (#)	209 778		É-G, Doc.5, p.17, col.1, I.45
2	Volumes annuels Fourniture (10³m³)	3 049 131		É-N, Doc.7, p.1, col.2, I.6
3	Volumes annuels Transport (10³m³)	5 949 824		É-N, Doc.7, p.1, col.2, I.17 + I.18 + I.19
4	Volumes annuels Équilibrage (10³m³)	6 000 572		É-N, Doc.7, p.1, col.2, I.28
5	Volumes annuels Distribution (10³m³)	6 032 860		É-G, Doc.5, p.17, col.2, I.45
6	Volumes annuels SPEDE (10³m³)	3 330 821		É-N, Doc.7, p.1, col.2, I.12
	Base de Tarification		000\$	
7	Fourniture	39 973	1,311	É-G, Doc.5, p.7, col.15, I.1
8	Transport	(8 481)	(0,143)	É-G, Doc.5, p.7, col.15, I.2
9	Équilibrage - pointe	44 780	0,746	É-G, Doc.5, p.7, col.15, I.3
10	Équilibrage - espace	23 268	0,388	É-G, Doc.5, p.7, col.15, I.4
11	Distribution	2 084 542	34,553	É-G, Doc.5, p.7, col.15, I.5
12	SPEDE	11 753	0,353	É-G, Doc.5, p.7, col.15, I.6
13	Total	2 195 835	37,208	
14	Rendement sur la base de tarification	142 510	2,415	É-G, Doc.5, p.6, col.15, I.44
	Coût du capital de 6,49 %			É-G, Doc.5, p.6, col.15, I.43
	COÛTS		000\$	
	Fourniture			
15	Attribués aux tarifs	434 730	14,258	É-G, Doc.5, p.10, col.1, I.9
16	Attribués à l'ajustement d'inventaire	3 007	0,099	É-G, Doc.5, p.11, col.2, I.15
17	Total - Fourniture	437 737	14,356	
	Transport			
18	Attribués aux tarifs	98 947	1,663	É-G, Doc.5, p.11, col.4, I.1 + I.8
19	Attribués à l'ajustement d'inventaire	(894)	(0,015)	É-G, Doc.5, p.11, col.4, I.11 + I.12
20	Total - Transport	98 053	1,648	
	Équilibrage			
21	Équilibrage - pointe	59 849	0,997	É-G, Doc.5, p.11, col.5, I.15
22	Équilibrage - espace	83 411	1,390	É-G, Doc.5, p.11, col.6, I.15
23	Total - Équilibrage	143 261	2,387	
	SPEDE			
24	Attribués aux tarifs	147 346	4,424	É-G, Doc.5, p.10, col.1, I.10
25	Attribués au maintien	1 949	0,059	É-G, Doc.5, p.11, col.3, I.15
26	Total - SPEDE	149 295	4,482	
27	Distribution²	548 560	9,093	É-G, Doc.5, p.11, col.1, I.15 - I.3
28	TOTAL - COÛTS	1 376 905	31,967	É-G, Doc.5, p.10, col.1, I.8 + I.12 + I.20

(1) Coûts unitaires établis en utilisant les volumes correspondant au service.

(2) Ces coûts sont diminués des "autres revenus d'exploitation" (-3962 \$) pour établissement des tarifs.

CALCUL DES PRIX D'ÉQUILIBRAGE BUDGET 2019-2020

Coûts d'équilibrage								
Incluant GAC ⁽¹⁾								
	Avant modification			Après modification				
1 Coûts d'équilibrage se rapportant à la "pointe" (000 \$)		59 849	41,8%	59 849	41,8%			
2 Coûts d'équilibrage se rapportant à l' "espace" (000 \$)		83 411	58,2%	83 411	58,2%			
3 Coûts totaux d'équilibrage (000 \$)		143 261	100,0%	143 261	100,0%			
Facteurs de consommation								
	D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC	TOTAL	Note
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
4 Nombre de clients (#)	209 327	267	102	31	47	3	209 777	
5 Volumes annuels É (10 ⁶ m ³)	2 690	269	2 708	170	114	50	6 001	
6 A = Cons. journalière moy. annuelle (10 ³ m ³ /jr)	7 706	722	7 788	520	327		17 063	
7 H = Cons. journalière moy. de l'hiver (10 ³ m ³ /jr)	12 143	796	8 769	438	445		22 591	
8 P = Consommation journalière de pointe (10 ³ m ³ /jr)	26 189	1 132	11 147	446	792		39 705	
9 Facteur "pointe" (P - H) (10 ³ m ³ /jr)	14 046	335	2 378	8	346		17 114	
10 Facteur "espace" (H - A) (10 ³ m ³ /jr)	4 437	74	981	(82)	119		5 528	
Calcul des prix d'équilibrage avant modification								
11 Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							349,7	(2)
12 Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 508,8	(3)
	D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
13 Revenus de l'équilibrage (000 \$)	116 066	2 289	23 119	(1 214)	3 000	213	143 474	(4)
14 Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	4,315	0,851	0,854	(0,715)	2,633		2,391	
Ajustement des taux pour la génération des revenus								
Suite à la considération des prix min et max et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A, H et P et les volumes projetés.								
15 Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							363,8	
16 Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 569,8	
	D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
17 Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	4,490	0,912	0,831	(0,110)	2,035	0,416		
18 Prix minimum (¢/m ³)							(4,289)	
19 Prix maximum (¢/m ³) (prix d'équilibrage établi selon un profil de consommation de 20 % de CU (R-4076-2018, B-0131, Énergir-Q, Document 1))							8,001	
Calcul des prix d'équilibrage après modifications								
Prix minimum fixé à -1,561 ¢/m ³ et prix maximum fixé à 7,638 ¢/m ³ (selon D-2011-194)								
20 Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							349,7	(5)
21 Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 508,8	(6)
	D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
22 Revenus de l'équilibrage (000 \$)	116 066	2 289	23 119	(1 214)	3 000	213	143 474	(7)
23 Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	4,315	0,851	0,854	(0,715)	2,633		2,391	
Ajustement des taux pour la génération des revenus								
Suite à la considération des prix min et max et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A, H et P et les volumes projetés.								
24 Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							363,3	
25 Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 567,3	
	D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
26 Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	4,482	0,911	0,829	(0,089)	2,027	0,415		
27 Prix minimum (¢/m ³)							(1,561)	
28 Prix maximum (¢/m ³)							7,638	

(1) Énergir-G, Document 5, p.11, l.15, col.5+col.6

(2) 349,7 ¢/m³/jr = 59 849 M\$ ÷ 17 114 Mm³/jr x 100.

(3) 1 508,8 ¢/m³/jr = 83 411 M\$ ÷ 5 528 Mm³/jr x 100.

(4) Revenu d'équilibrage \$ = (ligne 9 x ligne 11 ÷ 100) + (ligne 10 x ligne 12 ÷ 100) + (ligne 13 col. 6).

(5) 349,7 ¢/m³/jr = 59 849 M\$ ÷ 17 114 Mm³/jr x 100.

(6) 1 508,8 ¢/m³/jr = 83 411 M\$ ÷ 5 528 Mm³/jr x 100.

(7) Revenu d'équilibrage \$ = (ligne 9 x ligne 20 ÷ 100) + (ligne 10 x ligne 21 ÷ 100) + (ligne 22 col. 6).

DÉTAIL DU COÛT DE SERVICE
Budget 2019-2020
Point de réception Saint-Hyacinthe

				Explications		
				Volumes	Coûts	
Description	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Portion fixe		CMC 10 ³ m ³	Coûts \$	Tarif¹ ¢/m ³ /jour		
Obligation minimale quotidienne						
1 Taux unitaire - Volet Investissements	64	369 420	1,577	Les taux sont appliqués à la capacité maximale contractuelle (CMC) du client.	Coûts reliés aux investissements en capital des actifs de raccordement ² et du CFR ³ relié à ce volet de la première année d'injection.	
2 Taux unitaire - Volet Distribution	64	165 631	0,707	Les taux sont appliqués à la capacité maximale contractuelle (CMC) du client.	Représentent 4 % des coûts d'investissement et de l'addition du CFR ³ relié à ce volet de la première année d'injection.	
Portion variable		Volumes 10 ³ m ³	Coûts \$	Tarif ¢/m ³		
3 Taux unitaire au volume injecté	3 000	9 437	0,315	Projection des volumes injectés par la ville de Saint-Hyacinthe.	Constitués des redevances volumétriques allouées au client et du CFR ³ de la première année d'injection.	
4 Taux unitaire pour les volumes livrés en territoire	0	0	0,000	La zone de consommation (Centre-du-Québec/Estrie) peut absorber l'ensemble des volumes injectés à ce point de réception.		
5 Taux unitaire pour les volumes livrés hors territoire	0	0	0,700	Aucun volume n'est prévu être livré hors territoire.		

⁽¹⁾ Applicable sur 366 jours.

⁽²⁾ D-2011-108.

⁽³⁾ Le CFR de la première année est expliqué dans une pièce du Rapport annuel 2018 (R-4079-2018, B-0059, Énergir 9, Document 10). Un intérêt de 6,490 % est appliqué à ce montant (Énergir-M, Document 2, p. 1, l. 7, c. 6.).