

**MISE À JOUR DES INFORMATIONS RELATIVES AU
RAPPORT ANNUEL AU 30 SEPTEMBRE 2018**

SUIVI DES DÉCISIONS D-2019-124 ET D-2019-124R

**SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS DE L'EXERCICE CLOS
LE 30 SEPTEMBRE 2018 À LA SUITE DES DÉCISIONS D-2019-124
ET D-2019-124R**

1 Le présent document reflète les résultats de la mise à jour des informations suivant les
2 conclusions et demandes de la Régie de l'énergie (Régie) contenues dans ses décisions
3 D-2019-124 et D-2019-124R relatives au dossier du rapport annuel pour l'exercice clos le
4 30 septembre 2018. En vertu des décisions D-2018-011 et D-2018-117, cette pièce présente les
5 répercussions sur le coût de service réel et l'établissement du manque à gagner (trop-perçu).

6 Après avoir apporté les modifications requises par les décisions D-2019-124 et D-2019-124R, le
7 taux pondéré du coût en capital autorisé de 6,33 %¹ demeure inchangé. Ce dernier, appliqué sur
8 la base de tarification moyenne de 2 117 447 k\$² (baisse de 18 k\$ comparativement au montant
9 demandé de 2 117 464 k\$), donne à Énergir un revenu net d'exploitation autorisé de 134 035 k\$³
10 (baisse de 1 k\$ par rapport au 134 036 k\$ soumis initialement). Puisque le bénéfice réalisé par
11 Énergir atteint maintenant 169 422 k\$⁴, la différence de 35 387 k\$⁵ (169 422 k\$ - 134 035 k\$)
12 représente le trop-perçu qu'Énergir a réalisé après impôt, soit 48 297 k\$⁶ avant impôt.

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

- 15 1. Résultats réels de l'activité réglementée;
- 16 2. Base de tarification mensuelle;
- 17 3. Base de tarification mensuelle par service;
- 18 4. Calcul de l'encaisse;
- 19 5. Calcul du taux moyen du coût en capital de base autorisé;

¹ Énergir-1, Document 2, page 8, col. 6, ligne 8.

² Énergir-1, Document 2, page 5, col. 15, ligne 42.

³ Énergir-1, Document 2, page 11, col. 1, ligne 3.

⁴ Énergir-1, Document 2, page 11, col. 1, ligne 4.

⁵ Énergir-1, Document 2, page 11, col. 1, ligne 5.

⁶ Énergir-1, Document 2, page 11, col. 1, ligne 7.

- 1 6. Calcul du taux moyen du coût en capital réalisé;
- 2 7. Coût de service réel; et
- 3 8. Solde du manque à gagner (trop-perçu) au 30 septembre 2018 à recevoir des (à être
- 4 remboursé aux) clients.

5 L'approche de présentation de mises à jour de dossier après décision au fond a été autorisée

6 par la décision D-2018-011. Par sa proposition, Énergir recherchait alors à intégrer et à

7 regrouper tous les éléments d'une décision sur le fond de façon à présenter les répercussions

8 sur l'ensemble des comptes et le cas échéant des tarifs, des conclusions et demandes de la

9 Régie. Énergir estime que le présent document rencontre ces objectifs. Toutefois, Énergir

10 remarque que certaines modifications, lorsque leur impact est non significatif sur la base de

11 tarification, le coût de service et, conséquemment sur les tarifs futurs, peuvent requérir des

12 efforts de traitement de mise à jour disproportionnés comparativement aux bénéfices

13 associés à une représentation la plus exacte possible, et ce, malgré l'évolution de l'approche

14 de présentation. Or, dans un effort continu de recherche d'efficacité réglementaire, Énergir

15 prévoit débiter une réflexion sur l'établissement de seuils de matérialité symétriques

16 permettant l'atteinte d'un équilibre entre les efforts et les bénéfices et soumettra le fruit de

17 cette réflexion à la Régie dans le cadre d'un futur dossier tarifaire.

Énergir, s.e.c.
Rapport annuel au 30 septembre 2018, R-4079-2018

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE AUX DÉCISIONS D-2019-124 et D-2019-124R
COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉELS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE AVEC LE BUDGET
POUR L'EXERCICE FINANCIER CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2018
(000 \$)

No de ligne	Description ⁽¹⁾	Résultats réels autorisés (1)	Résultats réels demandés (2)	Référence D-2019-124 et D-2019-124R	Ecart demande vs décision (3)
1	REVENUS				
2	Revenus	1 535 625	1 536 228	D-2019-124 [92] [93]	(603)
3	Normalisation due à la température	(8 174)	(8 174)		0
4	Revenus normalisés de vente de gaz	1 527 451	1 528 054		(603)
5	Fourniture	(390 240)	(390 843)	D-2019-124 [92] [93]	603
6	SPEDE	(125 423)	(125 423)		0
7	Revenus avant rabais et autres	1 011 788	1 011 788		0
8	Rabais à la consommation et autres	0	0		0
9	CASEP	(1 000)	(1 000)		0
10	Revenus après rabais	1 010 788	1 010 788		0
11	FRAIS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DE DISTRIBUTION	341 308	341 395	D-2019-124 [245] et D-2019-124R	(87) ⁽²⁾
12	MARGE BRUTE SUR LES VENTES DE GAZ NATUREL	669 480	669 393		87
13	(TROP-PERÇU) / MANQUE À GAGNER	(48 297)	(48 209)		(88)
14	AUTRES REVENUS D'EXPLOITATION	4 414	4 414		0
15	MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE	625 597	625 598		(1)
16	DÉPENSES				
17	Dépenses d'exploitation	201 582	201 582		0
18	Plan global en efficacité énergétique	3 652	3 652		0
19	Amortissement des immobilisations	122 744	122 744		0
20	Amortissement des frais reportés et des actifs intangibles	92 624	92 624		0
21	Impôts fonciers et autres	32 056	32 056		0
22	Impôt sur le revenu	38 903	38 903		0
23	Total des dépenses	491 562	491 562		0
24	REVENUS NETS D'EXPLOITATION	134 035	134 036		(1)
25	QUOTE-PART				
26	Quote-part du trop-perçu avant impôt	12 528	12 528		0
27	Bonification des associés	154	283	D-2019-124 [75] [78]	(129)
28	Impôt sur le revenu	(3 390)	(3 424)	D-2019-124 [75] [78]	34
29	Quote-part, bonification et incitatif net d'impôt	9 292	9 387		(95)
30	BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ	143 327	143 423		(96)
31	BASE DE TARIFICATION MOYENNE	2 117 447	2 117 464	D-2019-124 [32]	(18)
32	TAUX PONDÉRÉ DU COÛT DU CAPITAL AUTORISÉ	6,33%	6,33%		
33	TAUX PONDÉRÉ DU COÛT DU CAPITAL RÉALISÉ	6,72%	6,73%		

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

Sommaire des corrections	(000\$)	Référence
Transaction #1 dépôt original	226	
Transaction #1 corrigée : mise-à-jour du coût marginal	218	
Correction à appliquer	(8)	D-2019-124R [245] note 226.1
Transaction #1 : Salaire de l'opérateur	(18)	D-2019-124 [245]
Transaction #2 : Salaire de l'opérateur	(61)	D-2019-124 [245]
Total des corrections	(87)	

Base de tarification mensuelle par service
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2018
(000 \$)

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-124

No de ligne	Description ⁽¹⁾	01-oct-17	31-oct-17	30-nov-17	31-déc-17	31-janv-18	28-févr-18	31-mars-18	30-avr-18	31-mai-18	30-juin-18	31-juil-18	31-août-18	30-sept-18	Total	Moyenne mensuelle autorisée	Moyenne mensuelle demande	Écart demande vs décision
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
1	Fourniture	48 812	46 204	51 183	38 816	24 731	21 044	18 764	22 938	21 110	22 494	27 339	31 622	33 005	408 061	31 389	31 408	(18)
2	Transport	26 795	26 144	24 733	20 396	15 417	11 977	10 228	8 715	8 506	8 503	8 758	8 973	9 110	188 253	14 481	14 481	(0)
3	Équilibrage - Pointe	50 397	51 714	50 705	44 996	38 792	33 573	30 416	30 835	33 675	37 416	41 521	45 582	50 515	540 136	41 549	41 549	0
4	Équilibrage - Espace	63 155	60 842	56 972	47 356	36 686	27 522	20 528	18 021	18 238	19 469	21 074	22 649	23 867	436 380	33 568	33 568	0
5	SPEDE	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	9 893	128 613	9 893	9 893	0
6	Distribution	1 965 873	1 971 652	1 978 397	1 983 598	1 981 610	1 983 587	1 982 908	1 984 464	1 987 468	1 990 213	1 996 107	2 002 355	2 017 133	25 825 366	1 986 567	1 986 567	0
7	Total	2 164 926	2 166 450	2 171 884	2 145 055	2 107 128	2 087 596	2 072 737	2 074 866	2 078 890	2 087 989	2 104 692	2 121 074	2 143 522	27 526 810	2 117 447	2 117 464	(18)

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

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE AUX DÉCISIONS D-2019-124 ET D-2019-124R

Calcul de l'encaisse selon
les résultats de l'étude "LEAD/LAG"
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2018
(000 \$)

<u>No de</u>		<u>Nbre de jours</u>	<u>Nbre de jours</u>							
<u>ligne</u>	<u>Description des variables</u> ⁽¹⁾	<u>Dépenses</u>	<u>(Lead/lag)</u>	<u>net</u>	<u>Taux</u>	<u>Encaisse</u>	<u>autorisée</u>	<u>Encaisse</u>	<u>demande</u>	<u>Écart</u>
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(1)*(4)	(6)	(7)	
					(3)/365					
1	Revenus de gaz		37,20							
2	Coût de transport, d'équilibrage et de fourniture excluant les revenus d'optimisation	748 003	(36,58)	0,62	0,17%	1 281		1 282		(1)
3	Coût du SPEDE	125 423	(6,49)	30,72	8,42%	10 555		10 555		0
4	Dépenses d'exploitation et d'entretien (Énergir-4, Doc. 1, p. 1, col. 2, l. 17)	201 582	(18,94)	18,27	5,00%	10 089		10 089		0
5	Taxes foncières et redevances à la Régie de l'énergie (Énergir-4, Doc. 1, p.1, col. 2, l. 21)	32 056	76,73	113,93	31,21%	10 006		10 006		0
6	Impôt sur le revenu (Énergir-4, Doc. 1, p.1, col. 2, l. 22)	38 903	(15,21)	22,00	6,03%	2 344		2 344		0
7	Taxes (TPS et TVQ)					(2 368)		(2 368)		0
8	Provision pour mauvaises créances					(3 805)		(3 805)		0
9	Total de l'encaisse					28 101		28 102		(1)

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

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-124

Calcul du taux moyen du coût en capital de base autorisé
pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2018
(000 \$)

No de ligne	Description ⁽¹⁾	Moyenne mensuelle de la capitalisation incluant les ANR	Moyenne mensuelle de la capitalisation ANR	Moyenne mensuelle de la capitalisation réglementée	Répartition	Taux annuel	Taux pondéré	Taux pondéré demande	Écart demande vs décision
		(1)	(2)	(3)		(5)	(6)	(7)	(8)
1	Emprunt à taux flottant	(8 202)		(8 202)	-0,35%	1,128%	0,00%	0,00%	0,00%
2	Crédit à terme à taux flottant	<u>359 644</u>	<u>190 294</u>	<u>169 350</u>	<u>7,25%</u>	<u>1,128%</u>	<u>0,08%</u>	<u>0,08%</u>	<u>0,00%</u>
3	Total dette à court terme	351 442	190 294	161 148	6,90%	1,128%	0,08%	0,08%	0,00%
4	Dette à long terme	<u>1 943 770</u>	<u>843 359</u>	<u>1 100 411</u> (6)	<u>47,10%</u>	<u>5,168%</u> (7)	<u>2,43%</u>	<u>2,43%</u>	<u>0,00%</u>
5	Dette totale	2 295 212	1 033 653 (2)	1 261 559	54,00%	4,652%	2,51%	2,51%	0,00%
6	Actions privilégiées	175 217		175 217 (4)	7,50%	5,189% (5)	0,39%	0,39%	0,00%
7	Avoir des actionnaires ordinaires	<u>1 804 271</u>	<u>904 826</u>	<u>899 445</u>	<u>38,50%</u>	<u>8,900%</u> (8)	<u>3,43%</u>	<u>3,43%</u>	<u>0,00%</u>
8	Total	<u>4 274 700</u>	<u>1 938 479</u>	<u>2 336 221</u> (3)	<u>100,00%</u>		<u>6,33%</u>	<u>6,33%</u>	<u>0,00%</u>

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

(2) Dettes moyennes relatives au financement d'activités non reliées à la distribution du gaz naturel, conformément à la décision D-2000-34.

(3) Structure de capital
Base de tarification

2 336 221
<u>2 117 447</u>
218 774

(4) Énergir-7, Doc. 3, p.1, col. 7, l.2.

(5) Énergir-7, Doc. 3, p.1, col. 7, l.6.

(6) Énergir-7, Doc. 2, p.1, col. 1, l.15.

(7) Énergir-7, Doc. 2, p.1, col. 3, l.15.

(8) D-2017-014.

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2019-124

**Calcul du taux moyen du coût en capital réalisé
pour l'exercice clos le 30 septembre 2018
(000 \$)**

N° de ligne	Description ⁽¹⁾	Moyenne mensuelle de la capitalisation incluant les ANR	Moyenne mensuelle de la capitalisation ANR	Moyenne mensuelle de la capitalisation réglementée	Répartition	Taux annuel	Taux pondéré	Taux pondéré demande (7)	Écart demande vs décision (8)
		(1)	(2)	(3)		(4)	(5)		
1	Emprunt à taux flottant	(8 202)	0	(8 202)	-0,35%	1,128%	0,00%	0,00%	0,00%
2	Crédit à terme à taux flottant	<u>359 644</u>	<u>190 294</u>	<u>169 350</u>	<u>7,25%</u>	<u>1,128%</u>	<u>0,08%</u>	<u>0,08%</u>	<u>0,00%</u>
3	Total dette à court terme	351 442	190 294	161 148	6,90%	1,128%	0,08%	0,08%	0,00%
4	Dette à long terme	<u>1 943 770</u>	<u>843 359</u>	<u>1 100 411</u>	<u>47,10%</u>	5,168%	<u>2,43%</u>	<u>2,43%</u>	<u>0,00%</u>
5	Dette totale	2 295 212	1 033 653	1 261 559	54,00%	4,652%	2,51%	2,51%	0,00%
6	Actions privilégiées	175 217		175 217	7,50%	5,189%	0,39%	0,39%	0,00%
7	Avoir des actionnaires ordinaires	<u>1 804 271</u>	<u>904 826</u>	<u>899 445</u>	<u>38,50%</u>	9,933% (2)	<u>3,82%</u>	<u>3,83%</u>	<u>-0,01%</u>
8	Total	<u>4 274 700</u>	<u>1 938 479</u>	<u>2 336 221</u>	<u>100,00%</u>		<u>6,72%</u>	<u>6,73%</u>	<u>-0,01%</u>

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

(2) 8,900% D-2017-014.
1,021% TROP-perçu distribution
0,013% Bonification T & É
1,033%
9,933%

Quote-part du trop-perçu et bonification net d'impôts 9 292 = 1,033%

Avoir des actionnaires ordinaires 899 445

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE AUX DÉCISIONS D-2019-124 ET D-2019-124R
Coût de service réel pour l'exercice clos le 30 septembre 2018
(000 \$)

					<u>Équilibrage</u>		<u>Total Autorisé</u> (7)	<u>Total réel Demande</u> (8)	<u>Écart demande vs décision</u> (9)
	<u>Distribution</u> (1)	<u>Fourniture</u> (2)	<u>SPEDE</u> (3)	<u>Transport</u> (4)	<u>Pointe</u> (5)	<u>Espace</u> (6)			
1 Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	12 162			186 125	75 047	71 755	345 089	345 176 ⁽¹⁾	(87)
2 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP)	1 000						1 000	1 000 ⁽⁴⁾	0
3 Autres revenus d'exploitation	(4 414)						(4 414)	(4 414) ⁽⁴⁾	0
4 Dépenses d'exploitation	201 582						201 582	201 582 ⁽⁴⁾	0
5 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	3 652						3 652	3 652 ⁽⁴⁾	0
6 Amortissements immobilisations	121 465				1 279		122 744	122 744 ⁽⁴⁾	0
7 Amortissements frais reportés et actifs intangibles	41 660			11 899		39 065	92 624	92 624 ⁽⁴⁾	0
8 Impôts fonciers et autres	32 056						32 056	32 056 ⁽⁴⁾	0
9 Impôts sur le revenu	32 843 ⁽²⁾	348 ⁽²⁾	4 133 ⁽²⁾	151 ⁽²⁾	578 ⁽²⁾	851 ⁽²⁾	38 903	38 903 ⁽⁴⁾	0
10 Rendement sur la base de tarification	125 750 ⁽²⁾	1 987	626 ⁽²⁾	917 ⁽²⁾	2 630 ⁽²⁾	2 125 ⁽²⁾	134 034	134 036 ⁽⁴⁾	(1)
11	<u>567 756</u>	<u>2 335</u>	<u>4 759</u>	<u>199 092</u>	<u>79 534</u>	<u>113 796</u>	<u>967 272</u>	<u>967 361</u>	<u>(88)</u>
12 Coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GNL					(3 783)		(3 783) ⁽³⁾	(3 783)	0
13 Revenu requis	<u>567 756</u>	<u>2 335</u>	<u>4 759</u>	<u>199 092</u>	<u>75 752</u>	<u>113 796</u>	<u>963 490</u>	<u>963 579</u>	<u>(88)</u>
14 Revenu requis de la clientèle réglementée demandé	567 756	2 336	4 759	199 092	75 839	113 796	963 579		
15 Écart demande vs décision	(0)	(1)	(0)	(0)	(87)	(0)	(88)		

16 ⁽¹⁾ Énergir-9, Doc. 2, p. 3.

17 ⁽²⁾ Énergir-6, Doc. 1, p. 3.

17 ⁽³⁾ Énergir-9, Doc. 5, L. 37.

18 ⁽⁴⁾ Énergir-4, Doc. 1, p. 1, col. 2.

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

TABLEAU RÉVISÉ À LA SUITE AUX DÉCISIONS D-2019-124 ET D-2019-124R
SOLDE DU MANQUE À GAGNER (TROP-PERÇU) AU 30 SEPTEMBRE 2018
À RECEVOIR DES (À ÊTRE REMBOURSÉ AUX) CLIENTS
(000 \$)

No de ligne	Description	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	Établissement du (trop-perçu) / manque à gagner total	Autorisé	Demande	Écart demande vs décision		
1	Base de tarification moyenne	2 117 447	2 117 464	(18)		
2	Coût en capital autorisé	6,33%	6,33%	0,00%		
3	Revenu net d'exploitation permmissible	134 035	134 036	(1)		
4	Revenu net d'exploitation réel	169 422	169 361	61		
5	Trop-perçu après impôt	(35 387)	(35 325)	(62)		
6	Effet de l'impôt	(12 910)	(12 884)	(26)		
7	Trop-perçu avant impôt	(48 297)	(48 209)	(88)		
	Partage du (trop-perçu) / manque à gagner par service	(TP) / MAG total autorisé	Quote-part allouée aux associés ⁽¹⁾	Quote-part allouée aux clients - autorisé	Quote-part allouée aux clients - demande	Écart demande vs décision
9	Distribution	(37 836)	(12 528)	(25 309)	(25 309)	-
10	Partage du trop-perçu					
10	Attribution d'un manque à gagner au tarif de réception	326		326	326	-
11	Transport ⁽²⁾	(27 519)		(27 519)	(27 519)	-
12	Équilibrage	17 422		17 422	17 509	(87)
13	Fourniture	(665)		(665)	(664)	(1)
14	SPEDE	(25)		(25)	(25)	-
15	Trop-perçu	(48 297)	(12 528)	(35 769)	(35 681)	(88)
16	Bonification aux associés	Autorisé ⁽⁴⁾	Demande	Écart demande vs autorisé		
17	Quote-part des transactions d'optimisation financières	1 536 k\$ ⁽⁵⁾ X 10%	(154)	(283)	129	

⁽¹⁾ Quote-part du trop-perçu allouée aux associés :

19	Trop-perçu de distribution	(col. 1, l. 9)	a	37 836
20	Avoir des actionnaires ordinaires	(Énergir-7, Doc. 1, p. 2, col. 3, l. 7)	b	899 445
21	Taux d'impôt	(Énergir-11, Doc. 1, p. 2, l. 57 + p. 3, l. 39)	c	26,73%
22	Trop-perçu net d'impôt	(a * (1 - c))	d	27 725
23	Points de base atteints	(d / b)	e	3,08%
24	Excédant des 100 premiers points de base	(e - 1%)	f	2,08%
25	< 100 points de base ^(1.1)	(a * 1% / e) * 50%		6 137
26	> 100 points de base ^(1.2)	(a * f / e) * 25%		6 390
27	Quote-part du trop-perçu allouée aux associés			12 528

^(1.1) Les premiers cent (100) points de base du trop-perçu du service de distribution sont partagés à raison de 50 % aux associés et 50 % aux clients (D-2015-045, paragr. 23).

^(1.2) Au-delà de cent (100) points de base, le partage se fait à raison de 25 % aux associés et 75 % aux clients.

⁽²⁾ Trop-perçu de transport

31	Trop-perçu attribuable à la marge excédentaire ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	(1 851)
32	Trop-perçu attribuable aux autres éléments de variation du service de transport	(25 668)
33		(27 519)

⁽³⁾ Les transactions financières sont détaillées au tableau 2 (Revenus et économies totaux) du document Énergir-12, Doc. 2.

36	Transactions financières	2 830
37	Transactions financières exclues de la bonification (D-2019-124)	(1 294)
38	Transactions d'optimisation financières autorisée	1 536

⁽⁴⁾ Énergir-12, Doc. 2.

⁽⁵⁾ L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

(5) Calcul du trop-perçu attribuable à la marge excédentaire :				Réf.
(1 851)	Volumes totaux réels en transport	6 144 357	10 ³ m ³	E-9, doc.1, p.2
(25 668)	Volumes réels en gaz d'appoint	(66 802)	10 ³ m ³	E-9, doc.1, p.2
(27 519)	Volumes totaux réels assujettis	6 077 555	10 ³ m ³	
	Taux du 01/10/17 au 31/01/18	0,051	\$/m ³	
	Taux du 01/02/18 au 30/09/18	0,019	\$/m ³	
	Revenus réels	1 977	000\$	
	Coûts réels	(126)	000\$	E-9, doc.2, p.1
	Trop-perçu attribuable à la ME	1 851	000\$	