

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2018-096

R-4024-2017

25 juillet 2018

---

**PRÉSENTS :**

Simon Turmel  
Françoise Gagnon  
Louise Pelletier  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision sur le fond**

*Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2017*



**Intervenants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE).**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LISTE DES TABLEAUX .....</b>	<b>6</b>
<b>LISTE DES DÉCISIONS CITÉES.....</b>	<b>7</b>
<b>LEXIQUE .....</b>	<b>9</b>
<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>10</b>
<b>2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE .....</b>	<b>14</b>
2.1 Base de tarification et additions .....	17
2.2 Résultats des indices de maintien de la qualité de service et bonification de rendement.....	19
2.3 Plan d'approvisionnement .....	21
2.4 Rentabilité du plan de développement.....	35
2.5 Programmes commerciaux.....	36
<b>3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>41</b>
3.1 Résultats du PGEÉ 2017 et incitatif à la performance.....	41
3.2 Programmes PE103, PE202, PE210, PE215 et PE226 .....	45
3.3 Programmes PE106, PE204 et PE214 .....	46
3.4 Suivis de décisions.....	48
<b>4. SUIVIS .....</b>	<b>50</b>
4.1 Suivis des projets d'investissement .....	50
4.2 Rapport de suivi associé à l'activité gaz naturel liquéfié.....	51
4.3 Utilisation du Compte d'aide au soutien social .....	53
4.4 Autres suivis annuels à la suite de décisions de la Régie.....	55
<b>5. COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES DE LONG TERME .....</b>	<b>55</b>
<b>6. DÉTAILS COMPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS FINANCIERS NON CONSOLIDÉS .....</b>	<b>59</b>

---

<b>7.</b>	<b>CONFIDENTIALITÉ .....</b>	<b>59</b>
7.1	Gestion des inventaires et ventes de gaz naturel liquéfié .....	60
7.2	Revenus, coûts d’approvisionnement et autres informations.....	61
7.3	Informations relatives aux projets d’investissement.....	62
7.4	Modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers .....	64
7.5	Suivis administratifs portant sur des projets d’investissement .....	64
7.6	États financiers et autres informations financières .....	65
7.7	Système de plafonnement et d’échange de droits d’émission de gaz à effet de serre.....	66
7.8	Réponses aux demandes de renseignements.....	67
	<b>DISPOSITIF : .....</b>	<b>69</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Résultats financiers des exercices terminés les 30 septembre 2017 et 2016 .....	15
Tableau 2	Évolution de la base de tarification 2017 et 2016.....	18
Tableau 3	Additions à la base de tarification pour l'année 2017 .....	18
Tableau 4	Indices de qualité de service pour 2017 .....	20
Tableau 5	Ventes prévues en capacités excédentaires de transport pour l'année 2016-2017 .....	21
Tableau 6	Revenus pour les transactions financières de l'année 2016-2017 .....	30
Tableau 7	Coûts marginaux de prestation de services de long terme Extension de réseau .....	57
Tableau 8	Coûts marginaux de prestation de services de long terme Ajouts de charge .....	58

## LISTE DES DÉCISIONS CITÉES

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
<a href="#">D-97-25</a>	R-3371-97	Demande suivant la décision D-96-21 portant sur le suivi <i>a posteriori</i> des projets d'extension de réseau réalisés en 1994 dans le cadre du programme d'infrastructures Canada-Québec
<a href="#">D-2010-032</a>	R-3706-2009	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro Québec au 1 <sup>er</sup> janvier 2010
<a href="#">D-2010-144</a>	R-3720-2010 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2010
<a href="#">D-2012-076</a>	R-3693-2009 Phase 2	Demande visant le renouvellement du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro
<a href="#">D-2013-054</a>	R-3809-2012 Phase 1	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2012
<a href="#">D-2013-106</a>	R-3809-2012 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2012
<a href="#">D-2014-032</a>	R-3837-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2013
<a href="#">D-2014-077</a>	R-3837-2013 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2013
<a href="#">D-2014-171</a>	R-3879-2014 Phase 1	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014
<a href="#">D-2014-201</a>	R-3879-2014 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014
<a href="#">D-2015-045</a>	R-3879-2014 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014

---

<a href="#">D-2015-177</a>	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014
<a href="#">D-2015-181</a>	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014
<a href="#">D-2016-101</a>	R-3941-2015	Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'acquisition de conduites de Pétromont et leur raccordement au réseau de Gaz Métro
<a href="#">D-2016-111</a>	R-3951-2015	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2015
<a href="#">D-2016-156</a>	R-3970-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016
<a href="#">D-2016-191</a>	R-3970-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016
<a href="#">D-2017-040</a>	R-3991-2016	Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension du réseau à Drummondville (secteur Saint-Nicéphore)
<a href="#">D-2017-073</a>	R-3992-2016	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2016
<a href="#">D-2017-092</a>	R-3867-2013 Phase 3	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
<a href="#">D-2018-022</a>	R-4024-2017	Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2017
<a href="#">D-2018-044</a>	R-4024-2017	Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2017



**LEXIQUE**

CASEP	Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante
CASS	Compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CMPSLT	coûts marginaux de prestation de services de long terme
DDR	demande de renseignements
CII	commercial, institutionnel et industriel
EDA	Eastern Delivery Area
FTLH	Firm Transportation Long Haul
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GJ/JOUR	Gigajoule (1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules) par jour
GMIT-EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM situés dans la zone de livraison de TCPL
GNL	gaz naturel liquéfié
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
PGÉE	Plan global en efficacité énergétique
PRC	Programmes de rabais à la consommation
PRI	période de recouvrement de l'investissement
PRRC	Programmes de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TCTR	test du coût total en ressources
TEQ	Transition énergétique Québec
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TRI	taux de rendement interne
VGE	ventes grandes entreprises

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 20 décembre 2017, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1) (5°), 75 et 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi), une demande d'examen de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2017 (le Rapport annuel 2017) ainsi que les pièces à son soutien. Certains renseignements ou documents du Rapport annuel 2017 sont déposés sous pli confidentiel pour lesquels Énergir demande à la Régie d'en interdire la divulgation, la publication et la diffusion.

[2] Le 16 janvier 2018, la Régie avise Énergir et les intervenants au dossier tarifaire R-3970-2016 qu'elle entend procéder à l'examen de la demande par voie de consultation. Elle avise les personnes intéressées désirant intervenir au présent dossier qu'elles doivent déposer une demande à cet effet au plus tard le 8 février 2018.

[3] Le 31 janvier 2018, Énergir dépose une demande amendée ainsi que deux nouvelles pièces. Certains renseignements sont déposés sous pli confidentiel pour lesquels Énergir demande à la Régie d'en interdire la divulgation, la publication et la diffusion.

[4] Le 1<sup>er</sup> février 2018, Énergir tient une séance de travail afin de présenter son Rapport annuel 2017 au personnel de la Régie et aux intervenants du dossier tarifaire R-3970-2016.

[5] Le 7 mars 2018, la Régie rend sa décision procédurale D-2018-022<sup>2</sup>, par laquelle elle ordonne au Distributeur de payer les frais pour la séance de travail du 1<sup>er</sup> février 2018 et accorde le statut d'intervenant à l'ACIG, au GRAME et au ROÉÉ. Elle ordonne également au Distributeur de mettre à jour les paramètres des programmes PE207 et PE211 en fonction des paramètres du rapport d'évaluation qu'il a déposé en suivi administratif le 14 décembre 2017.

[6] Le 16 mars 2018, Énergir dépose une mise à jour des paramètres des programmes PE207 et PE211 en réponse au suivi de la décision D-2018-022.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> [Décision D-2018-022.](#)

[7] Les 5 et 13 avril 2018, le Distributeur dépose ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) n° 1, 2 et 3 de la Régie, dont certaines sont sous pli confidentiel. Il dépose également ses réponses aux DDR n° 1 et 2 des intervenants.

[8] Le 18 avril 2018, la Régie rend sa décision D-2018-044<sup>3</sup>, portant sur les contestations du GRAME et du ROEÉ relatives à certaines réponses d'Énergir à leurs DDR.

[9] Le 20 avril 2018, le GRAME et le ROEÉ déposent leur preuve. L'ACIG informe la Régie qu'elle met fin à son intervention.

[10] Le 9 mai 2018, Énergir dépose une deuxième demande réamendée<sup>4</sup> ainsi que ses réponses aux DDR n° 4 et 5 de la Régie.

[11] Le même jour, le GRAME et le ROEÉ déposent leurs réponses aux DDR d'Énergir.

[12] Les 16 et 24 mai 2018, Énergir, le GRAME et le ROEÉ déposent leur argumentation.

[13] Le 28 mai 2018, Énergir dépose sa réplique, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[14] La présente décision porte sur la deuxième demande réamendée d'Énergir, dont les conclusions recherchées sont les suivantes :

*« ACCUEILLIR la présente demande;*

*PRENDRE ACTE du fait que, conformément à la décision D-2015-045 :*

- *les associés d'Énergir et la clientèle se partageront le trop-perçu de 21 millions \$ relié au service de distribution, alors que les trop-perçus de 0,3 million \$ et 0,4 million \$ respectivement reliés aux*

---

<sup>3</sup> Décision [D-2018-044](#).

<sup>4</sup> Pièce [B-0205](#).

*activités de GNL et à la neutralisation de l'impact d'une mauvaise catégorisation de véhicules dans la cause tarifaire 2017, devront être remboursés à la clientèle;*

- *un trop-perçu de 10,7 millions \$ relié au service de transport sera remboursé à la clientèle;*
- *un manque à gagner de 27,4 millions \$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle;*
- *un trop-perçu de 0,2 million \$ relié aux services de fourniture et de SPEDE sera remboursé à la clientèle.*

*PRENDRE ACTE de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;*

*PRENDRE ACTE du fait qu'Énergir a été en mesure de réaliser l'incitatif relatif à la performance du Plan global en efficacité énergétique de manière à lui donner droit à une bonification de rendement de 1 million \$;*

*PRENDRE ACTE du fait qu'Énergir a droit à une bonification de 0,03 million \$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;*

*FIXER les coûts marginaux de prestation de services long terme tels que présentés en annexe 1 de la pièce Énergir-4, Document 10 et PERMETTRE leur application à compter de l'année financière 2018-2019;*

*AUTORISER Énergir à mettre fin aux suivis suivants :*

- *Projet visant l'acquisition de conduites de Pétromont et leur raccordement au réseau d'Énergir (suivi de la décision D-2016-101);*
- *Projet d'extension de réseau à Drummondville (secteur Saint-Nicéphore) (suivi de la décision D-2017-040);*
- *Présentation au rapport annuel des montants engagés dans les années précédentes et payés au cours de l'année tarifaire visée par le rapport annuel et des montants engagés et payés au cours de l'année tarifaire visée par le rapport annuel (suivi de la décision D-2013-106).*

*PRENDRE ACTE des différents suivis déposés par Énergir dans le cadre du présent dossier et S'EN DÉCLARER SATISFAITE;*

*APPROUVER les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues par Énergir avec des sociétés apparentées telles que présentées aux annexes 1 et 2 de la pièce Énergir-12, Document 10;*

*PRENDRE ACTE du retrait, à compter du rapport annuel 2018, des pages de la pièce « Détails complémentaires sur les états financiers non consolidés en date du 30 septembre 20XX » pour lesquelles les informations sont présentées ailleurs dans le dossier du rapport annuel, tout en conservant la portion de cette pièce portant sur le détail des transactions entre apparentées et sur les comptes à recevoir (comptes à payer) de sociétés apparentées;*

*INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des pièces suivantes ou des informations caviardées contenues aux pièces suivantes pour une durée de 10 ans :*

- *Énergir-3, Document 1;*
- *Énergir-9, Documents 8 et 9;*
- *Énergir-12, Document 2 (annexe 1);*
- *Énergir-12, Document 3;*
- *Énergir-12, Document 10 (annexes 1 et 2);*
- *Énergir-31, Document 1 à Énergir-41, Document 1;*
- *Énergir-44, Document 1 (réponses aux questions 26.3, 29.2, 30.2, 31.1 et 31.3).*

*INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des pièces suivantes ou des informations caviardées ou tableaux des coûts contenus aux pièces suivantes pour une durée indéterminée :*

- *Énergir-12, Document 6 (annexe 1);*
- *Énergir-15, Documents 1 et 2;*
- *Énergir-26, Document 1;*
- *Énergir-43, Document 1;*
- *Énergir-44, Documents 2 et 8.*

*INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées et des tableaux des coûts contenus aux pièces suivantes jusqu'à ce que chacun des projets dont font état ces pièces soit complété :*

- *Énergir-21, Document 1;*
- *Énergir-23, Document 1;*
- *Énergir-24, Document 1;*
- *Énergir-25, Document 1;*
- *Énergir-27, Document 1;*
- *Énergir-29, Document 1;*
- *Énergir-30, Document 1;*
- *Énergir-42, Document 1;*
- *Énergir-44, Document 1 (réponse à la question 5.2).*

*INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées contenues à l'affidavit pour ordonnance de confidentialité de Monsieur Richard Roy daté du 20 décembre 2017 accompagnant la présente demande pour une durée indéterminée »<sup>5</sup>.*

## **2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE**

[15] Pour 2017, Énergir établit le revenu net d'exploitation permmissible à 131,4 M\$, lequel découle du taux moyen du coût en capital autorisé de 6,40 % appliqué sur le montant réel de 2 053,7 M\$ de la base de tarification<sup>6</sup>. Le revenu net d'exploitation réalisé par Énergir étant de 135,3 M\$ pour 2017, l'écart représente un trop-perçu global de 3,8 M\$ après impôts, tel que présenté au tableau suivant.

---

<sup>5</sup> Pièce [B-0205](#).

<sup>6</sup> Pièce [B-0047](#).

**TABLEAU 1**  
**RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS**  
**LES 30 SEPTEMBRE 2017 ET 2016**

<b>Résultats financiers</b> <i>(en milliers de \$)</i>	<b>2017</b>	<b>2016</b> <b>final</b>
Revenu net d'exploitation réel	135 264	106 912
Revenu net d'exploitation permissible	131 436	134 078
	3 828	(27 166)
Impôts présumés sur le revenu	1 403	(9 997)
<b>Trop-perçu (manque à gagner) avant impôts</b>	<b>5 231</b>	<b>(37 163)</b>
Part des clients	(3 130)	(37 195)
Part d' Énergir	8 360	32

*Tableau établi à partir de la pièce [B-0047](#) et de la décision [D-2017-073](#), p. 14. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.*

[16] Le service de distribution présente un trop-perçu de 21,7 M\$, dont des montants de 0,3 M\$ et de 0,4 M\$ reliés respectivement au gaz naturel liquéfié (GNL) et à une correction d'erreur de catégorisation de véhicules fourgonnettes. Ces deux montants sont attribués à la clientèle. Le solde restant du trop-perçu de 21,0 M\$ est partagé entre la clientèle et Énergir, conformément à la décision D-2015-045<sup>7</sup>.

[17] Les services de transport, de fourniture et du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) présentent respectivement un trop-perçu de 10,7 M\$, 0,2 M\$ et 0,04 M\$. Le service d'équilibrage présente un manque à gagner de 27,4 M\$<sup>8</sup>. Pour ces différents services, les trop-perçus et le manque à gagner sont attribués aux clients, conformément à la Loi et aux décisions D-2013-054<sup>9</sup> et D-2014-171<sup>10</sup>.

<sup>7</sup> [Page 8](#), par. 23.

<sup>8</sup> Pièce [B-0047](#).

<sup>9</sup> [Page 9](#), par. 19.

<sup>10</sup> [Page 24](#), par. 114.

[18] Après la prise en compte du partage du trop-perçu du service de distribution, de la bonification de 0,03 M\$ liée aux transactions d'optimisation financières pour les services de transport et d'équilibrage ainsi que de l'incitatif de 1 M\$ lié à l'atteinte des objectifs en matière d'efficacité énergétique, Énergir établit le taux de rendement sur les capitaux propres et le taux moyen du coût en capital, respectivement à 9,65 % et 6,69 %<sup>11</sup>.

[19] Énergir explique les résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections principalement comme suit :

« [...] »

- *le trop-perçu réalisé au service de distribution de 21,7 M\$ découlant principalement de i) la hausse des revenus de distribution de 15,7 M\$, expliquée essentiellement par la hausse de la consommation observée dans l'ensemble des marchés, plus particulièrement dans le marché des petit et moyen débits, et de ii) la réduction de la dépense d'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles de 3,9 M\$, ainsi que de celle des immobilisations de 2,0 M\$; et*
- *le trop-perçu réalisé au service de transport de 10,7 M\$ occasionné par la baisse du coût moyen d'approvisionnement.*

*Partiellement compensé par :*

- *le manque à gagner réalisé au service d'équilibrage de 27,4 M\$ découlant principalement de i) la baisse des revenus d'équilibrage occasionnée par l'évolution du profil de consommation (AHP) des clients, ii) la reconnaissance du coût d'équilibrage inclus dans le coût des achats du gaz naturel (fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel approuvée dans la décision D-2015-177), et finalement iii) les pertes réalisées sur les ventes d'outils de transport LH excédentaires »<sup>12</sup>.*

[20] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Énergir sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées du dossier tarifaire;**
- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital;**

<sup>11</sup> Pièces [B-0020](#) et [B-0042](#), p. 2.

<sup>12</sup> Pièce [B-0013](#).



- **du partage entre les associés d'Énergir et la clientèle d'un trop-perçu de 21,0 M\$ relié au service de distribution, conformément à la décision D-2015-045;**
- **du trop-perçu de 0,7 M\$ relié aux activités de GNL et à l'erreur de catégorisation des véhicules fourgonnettes, ainsi que son attribution à la clientèle;**
- **d'un trop-perçu de 44 000 \$ relié aux services du SPEDE ainsi que son attribution à la clientèle.**

[21] Eu égard aux conclusions de la section 2.3.2 de la présente décision, la Régie établit le montant des trop-perçus à 8,7 M\$ et 2,6 M\$ pour les services de transport et de fourniture respectivement et celui du manque à gagner pour le service de l'équilibrage à 27,9 M\$.

[22] **La Régie demande à Énergir de déposer les pièces révisées portant sur les résultats financiers, notamment les pièces B-0020 et B-0047, eu égard aux conclusions des paragraphes 61, 62 et 82 de la présente décision, au plus tard le 10 août 2018 à 12 h.**

## **2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS**

[23] La base de tarification 2017 s'élève à 2 053,7 M\$, soit une hausse globale de 9,4 M\$ comparativement au montant prévu dans le cadre du dossier tarifaire.

**TABLEAU 2**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2017 ET 2016**

<b>Base de tarification</b> <i>Moyenne des 13 soldes (en millions de \$)</i>	<b>2017</b> <b>autorisé</b>	<b>2017</b> <b>réel</b>	<b>2016</b> <b>réel</b>	<b>réel 2017</b> <b>vs autorisé</b>	<b>réel 2017 vs</b> <b>réel 2016</b>
Immobilisations corporelles nettes	1 746,3	1 758,7	1 664,9	12,4	93,8
Fonds de roulement					
Encaisse	34,9	30,8	29,8	(4,1)	1,0
Matériaux et inventaires de gaz	64,4	60,3	64,6	(4,1)	(4,3)
Développement des systèmes informatiques	44,8	48,3	40,3	3,5	7,9
Programmes commerciaux	94,5	93,4	99,2	(1,0)	(5,7)
Coûts non amortis	76,2	81,4	63,1	5,2	18,3
Passif au titre des prestations définies net	(15,1)	(18,2)	-	(3,1)	(18,2)
Provision pour auto-assurance	(1,8)	(1,1)	(1,8)	0,7	0,7
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>2 044,3</b>	<b>2 053,7</b>	<b>1 960,2</b>	<b>9,4</b>	<b>93,5</b>

*Tableau établi à partir de la pièce [B-0035](#) et de la décision [D-2017-073](#), p. 18. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.*

[24] Pour l'année 2017, les additions à la base de tarification s'élèvent à 249,6 M\$, soit une hausse de 0,1 M\$ comparativement au montant prévu au dossier tarifaire. Les montants reliés aux projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$ totalisent 169,2 M\$, soit une hausse de 10 M\$ comparativement au montant autorisé pour 2017.

**TABLEAU 3**  
**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2017**

<b>Additions à la base de tarification 2017</b> <i>En millions de dollars</i>	<b>prévu</b>	<b>Total</b> <b>réel</b>	<b>écart</b>	<b>projets au coût individuel &lt; 1,5 M\$</b>		
				<b>autorisé</b>	<b>réel</b>	<b>écart</b>
Immobilisations corporelles						
Développement du réseau	57,6	71,4	13,8	42,3	51,1	8,8
Amélioration du réseau & Mesurage	53,7	49,6	(4,1)	54,6	54,5	(0,0)
Autres (entreposage, installations générales, etc)	70,2	61,0	(9,2)	41,5	41,7	0,2
Immobilisations corporelles	181,5	182,0	0,5	138,4	147,3	8,9
Actifs intangibles	7,7	14,5	6,8	6,4	7,5	1,1
Programmes commerciaux	15,3	15,1	(0,1)	14,5	14,4	(0,1)
Intégration au solde d'ouverture de projets ≥ 1,5 M\$	45,1	37,9	(7,2)			
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>249,6</b>	<b>249,6</b>	<b>0,1</b>	<b>159,2</b>	<b>169,2</b>	<b>10,0</b>

*Tableau établi à partir de la pièce [B-0036](#). Les écarts sont expliqués aux p. 4 à 6. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.*

[25] Pour les projets en développement du réseau, l'écart de 13,8 M\$ s'explique dans un premier temps par l'augmentation des investissements relatifs au projet Bellechasse et le remboursement d'une partie de la contribution initiale du client pour le projet Bonduelle. Pour les projets dont les coûts individuels sont inférieurs à 1,5 M\$, l'écart de 8,8 M\$ est expliqué par l'augmentation des investissements reliés aux projets de nouvelles constructions résidentielles en raison du nombre de kilomètres réels plus élevé, une pondération plus importante des branchements ayant un coût moyen réel plus élevé et des projets de renforcement du réseau qui n'avaient pas été prévus au dossier tarifaire 2017.

[26] Le Distributeur mentionne que la diminution de 9,2 M\$ de la catégorie « Autres » est expliquée par un décalage des coûts reliés aux projets des postes de compression de La Tuque et de Saint-Maurice. Pour ce qui est des actifs intangibles, l'augmentation de 6,8 M\$ est expliquée par un décalage des investissements relatifs au projet visant la modernisation de la solution informatique pour la gestion des approvisionnements gaziers<sup>13</sup>.

**[27] La Régie prend acte des explications d'Énergir en ce qui a trait aux additions à la base de tarification.**

[28] Considérant que les dispositions prévues à la section 2.3.2 de la présente décision portent sur la variation de la fonctionnalisation des coûts d'achat de gaz naturel par service, la Régie est d'avis qu'il ne devrait pas y avoir d'impact significatif sur le solde moyen de la base de tarification. **Ainsi, la Régie réserve sa décision sur le montant de la base de tarification et ordonne à Énergir de déposer, au plus tard le 10 août 2018, à 12 h, la base de tarification révisée en fonction de la présente décision, le cas échéant, aux fins de son approbation.**

## **2.2 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE ET BONIFICATION DE RENDEMENT**

[29] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2017, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le Distributeur est de 100 %. Ce

---

<sup>13</sup> Pièce [B-0036](#), p. 4 à 6.

résultat global est établi selon la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, telle qu'autorisée par la Régie dans sa décision D-2013-106<sup>14</sup>.

**TABLEAU 4**  
**INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE POUR 2017**

Indices de qualité de service	Pondération (%)	Résultat individuel (%)	Pourcentage de réalisation (%)
Entretien préventif	10	101,0	100,0
Rapidité de réponse aux urgences	20	94,3	100,0
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10	94,7	100,0
Fréquence de lecture des compteurs	10	99,7	100,0
ISO 14001 (rapport BNQ)	10	100,0	100,0
Émissions de gaz à effet de serre (réduction)	10	100,0	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1, D3 et DM	15	95,1	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D4 et D5	5	94,0	100,0
Procédure de recouvrement et interruption de service	10	100,0	100,0
<b>Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation</b>			<b>100,0</b>

Source : Pièce, [B-0032](#), p. 3.

[30] Par ailleurs, dans la décision D-2017-073<sup>15</sup>, la Régie demandait à Énergir d'indiquer une référence à jour pour chacun des indices de qualité de service. De plus, pour l'indice « Procédure de recouvrement et interruption de service », elle lui demandait d'indiquer le nombre de clients utilisant le gaz naturel à des fins d'usage domestique pour le chauffage de l'espace dont le service a été interrompu et, le cas échéant, une démonstration du respect de la procédure d'interruption de service.

[31] La Régie constate que la preuve d'Énergir portant sur les indices de maintien de la qualité de service présente l'information demandée par la décision D-2017-073<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> [Page 85](#), par. 390.

<sup>15</sup> [Page 21](#), par. 44.

<sup>16</sup> [Ibid.](#)

[32] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-073 portant sur les indices de qualité de service.**

[33] **La Régie prend acte également de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %.**

## 2.3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

### 2.3.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[34] Dans sa décision D-2016-156, la Régie prenait acte de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour l'année 2017<sup>17</sup>. Afin de répondre aux besoins d'approvisionnement de la demande continue en journée de pointe, la stratégie incluait, entre autres, la vente de capacités excédentaires *a priori* de 1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour prévues au cours de l'année 2016-2017, selon la répartition suivante :

**TABLEAU 5**  
**VENTES PRÉVUES EN CAPACITÉS EXCÉDENTAIRES DE TRANSPORT**  
**POUR L'ANNÉE 2016-2017**

Type d'approvisionnement	Période		Quantité	
	Début	Fin	GJ/jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
<b>Transport FTLH</b>				
Empress – GMTI-EDA	2016-11-01	2017-03-31	27 700	731
<b>Transport FTSH</b>				
Dawn – GMTI-EDA	2016-11-01	2017-03-31	45 000	1 188
<b>Total Ventes</b>			<b>72 700</b>	<b>1 919</b>

Tableau établi à partir du dossier R-3970-2016, pièce [B-0176](#), p. 102 et 103.

[35] Considérant le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, Énergir avait prévu le déplacement des livraisons des clients en

<sup>17</sup> [Page 23](#).

achat direct à Dawn à cette même date, malgré le report de la mise en service du projet King's North au 1<sup>er</sup> décembre 2016.

[36] Au présent dossier, Énergir mentionne avoir procédé, en premier lieu, à des ventes de transport FTLH et FTSH *a priori* de  $1\,587\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $60\,150\text{ GJ}/\text{jour}$ ) lors de la période d'hiver 2016-2017<sup>18</sup>.

[37] Le Distributeur explique que, par la suite, deux évènements sont survenus, venant modifier les besoins d'approvisionnement pour l'hiver. Tout d'abord, les retards reliés au projet King's North et au projet Maple de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) ont limité ses excédents. De fait, le Distributeur a décidé de maintenir une capacité excédentaire de  $264\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  jusqu'à la mise en service de ces projets, le 20 décembre 2016 et de la céder par la suite.

[38] Le Distributeur fait également état d'une baisse de la demande d'un client du secteur de la métallurgie pour les mois de décembre 2016, janvier et février 2017, ayant pour conséquence une diminution des besoins de  $396\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

[39] Considérant ces évènements, le Distributeur mentionne avoir procédé à des ventes de transport FTSH *a priori* de  $264\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $10\,000\text{ GJ}/\text{jour}$ ) du 24 décembre 2016 au 31 mars 2017 à la suite de la mise en service des capacités de transport de TCPL et, pour le client du secteur de la métallurgie, des capacités de transport de  $396\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $15\,000\text{ GJ}/\text{jour}$ ) du 24 décembre 2016 au 31 janvier 2017 et  $396\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $15\,000\text{ GJ}/\text{jour}$ ) pour février 2017<sup>19</sup>.

[40] Enfin, pour les mois d'octobre et de novembre 2016, le Distributeur souligne que des contraintes opérationnelles chez Union Gas Limited (Union Gas) se sont soldées par du transport FTLH non utilisé ainsi que des cessions de transport (échanges) lors de certaines journées, lesquelles n'étaient pas prévues dans le cadre du dossier tarifaire 2017<sup>20</sup>.

---

<sup>18</sup> Pièce [B-0189](#), p. 2.

<sup>19</sup> [Ibid.](#)

<sup>20</sup> [Ibid.](#)

[41] En réponse à des DDR de la Régie<sup>21</sup>, Énergir confirme que seul le calcul de la saisonnalité de la fourniture a été adapté aux fins de la fonctionnalisation des coûts d'achat en gaz naturel en raison du déplacement de la structure à Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et peut avoir une répercussion sur les manques à gagner et les trop perçus. Également, Énergir présente les détails ainsi que les explications quant aux réévaluations et au traitement appliqué aux ajustements et au maintien des inventaires de fourniture et de transport selon le contexte de l'année 2016-2017.

**[42] La Régie prend acte de la stratégie d'approvisionnement d'Énergir et des explications fournies quant à la demande réelle et aux sources d'approvisionnements gaziers de l'année 2016-2017.**

### *Bénéfices du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn*

[43] Dans sa décision D-2016-156, la Régie prenait acte des bénéfices économiques reliés au déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn, estimés par Énergir à 51,5 M\$. À ce sujet, elle demandait à Énergir de présenter, dans le cadre du rapport annuel, les bénéfices réels du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn en tenant compte de l'effet global et combiné des coûts en transport, en équilibrage et en fourniture<sup>22</sup>.

[44] En suivi de cette décision, Énergir présente l'estimation de l'économie reliée au déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn, la méthodologie ainsi que les prix réels utilisés. Elle fait valoir que les bénéfices ne peuvent qu'être estimés. Selon elle, l'examen des bénéfices réels est pratiquement impossible puisqu'il faudrait savoir exactement ce que les coûts auraient été si la structure d'approvisionnement était demeurée à Empress.

[45] De fait, Énergir mentionne avoir retenu l'approche suivante pour estimer les bénéfices associés au déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn :

- comparer le plan d'approvisionnement prévu au dossier tarifaire 2017 à celui qui aurait été prévu si le déplacement à Dawn n'avait pas eu lieu;

---

<sup>21</sup> Pièce [B-0195](#), réponses 24.2 à 24.4 et 32.1.

<sup>22</sup> [Pages 24 et 25](#).

- comparer ces plans d'approvisionnement en utilisant les prix de la molécule et les différentiels de lieu réels observés pendant l'année 2016-2017.

[46] Sur la base de cette approche, le Distributeur estime que les économies globales du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn seraient de l'ordre de 23,6 M\$. Elles consistent en une réduction des coûts de transport de 275,5 M\$, une augmentation des coûts de fourniture de 247,2 M\$, une augmentation des coûts d'équilibrage de 5,4 M\$ ainsi qu'une réduction du coût de maintien des inventaires de 0,7 M\$<sup>23</sup>.

[47] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2016-156 ainsi que des explications du Distributeur quant à l'estimation des bénéfices de 23,6 M\$ résultant du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, comparativement aux économies projetées lors du dossier tarifaire 2016-2017 de 51,5 M\$.**

[48] **La Régie réitère sa demande formulée au paragraphe 45 de la décision D-2016-156. Elle demande à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2018, une mise à jour des bénéfices estimés du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn.**

### 2.3.2 FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL

[49] Dans sa décision D-2015-177<sup>24</sup>, la Régie approuvait la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel applicable dans le cadre de dossiers tarifaires ainsi que le traitement spécifique de cette dernière dans le cadre de dossiers de rapports annuels :

*« [80] Pour ces motifs, la Régie approuve le processus de fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel, tel que proposé par le Distributeur à la pièce B-0421, pour le dossier tarifaire 2016 et à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016.*

---

<sup>23</sup> Pièce [B-0081](#), p. 5.

<sup>24</sup> [Pages 28 et 29](#).



*[81] Elle approuve ainsi le traitement sommaire applicable dans le cadre des dossiers tarifaires ainsi que le traitement spécifique dans le cadre des dossiers de rapports annuels.*

[...]

*[89] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la méthode de fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel décrite à l'Option 4 (pièce B-0421), pour application dans le cadre des rapports annuel à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016 ».*

[50] Considérant le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et le fait que le point de référence est établi au point de livraison de la clientèle en achat direct afin de maintenir l'équité entre les catégories de clients, la méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision précitée était établie selon le point de référence Empress pour le mois d'octobre 2016 et, à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2016, selon le point de référence Dawn<sup>25</sup>.

[51] Le Distributeur a appliqué certains ajustements à la méthode de fonctionnalisation pour l'année 2017. Les ajustements concernent l'utilisation de l'indice « NGX Dawn » pour le calcul de la saisonnalité des achats au point Empress pour le mois d'octobre 2016 ainsi que le calcul de la saisonnalité du transport selon certains points d'achat<sup>26</sup>.

[52] Conséquemment, Énergir présente les résultats de la méthode de fonctionnalisation qu'elle applique au présent dossier pour les achats de gaz naturel selon les coûts réels mensuels de l'année se terminant au 30 septembre 2017<sup>27</sup>.

[53] En réponse aux DDR de la Régie, Énergir explique que :

*« L'année 2016-2017 est particulière par le fait qu'il y a eu un changement de point de référence au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Ainsi, afin d'assurer la comparabilité des prix moyens des achats de fourniture sur toute l'année, pour le calcul de la saisonnalité de la fourniture, le prix moyen des achats de fourniture du mois d'octobre 2016 (à la ligne 28 de la pièce B-0050, p.5) est basé sur un prix de*

---

<sup>25</sup> Pièce [B-0195](#), p. 105, note de bas de page 16 référant à la pièce [B-0421](#) du dossier R-3879-2014, ph. 3 et 4.

<sup>26</sup> Pièce [B-0050](#), p. 6, voir notes de bas de pages 2 à 5.

<sup>27</sup> Pièce [B-0050](#), p. 5 et 6.

*référence à Dawn pour les volumes achetés à Empress et le prix réel d'achat pour les achats à Dawn »<sup>28</sup>.*

[54] Questionnée à cet égard, Énergir confirme que l'ajustement pour assurer la comparabilité du prix moyen d'achat sur toute l'année n'est pas un élément explicite de la décision D-2015-177. Le contexte d'un changement de point de référence en cours d'année n'avait pas été soulevé à ce moment-là<sup>29</sup>.

[55] Énergir présente également un tableau détaillant la saisonnalité évaluée aux services de fourniture et de transport, en appliquant littéralement et sans adaptation la méthodologie approuvée par la décision D-2015-177, c'est-à-dire sans considérer le changement du point de référence<sup>30</sup>.

[56] Selon Énergir, les résultats d'une saisonnalité basée sur un prix de référence à Empress pour le mois d'octobre 2016 auraient pour effet de baisser les coûts de fourniture de 2,488 M\$ et d'augmenter les coûts de transport et d'équilibrage respectivement de 2,014 M\$ et 0,473 M\$<sup>31</sup>.

[57] En ce qui a trait à la saisonnalité des coûts pour le service du transport et leur conformité à la méthode de fonctionnalisation approuvée par la décision D-2015-177, le Distributeur soumet que la méthodologie approuvée vise à comparer le profil annuel d'achat réel au profil annuel uniforme, par point d'achat. Selon lui, cette méthode ne peut être appliquée littéralement et sans adaptation lorsqu'il n'y a que quelques achats mensuels sur la période, dont un mois à Dawn et trois mois à Parkway, et plus spécifiquement en dehors de la période d'hiver. Il mentionne que les adaptations apportées au calcul sont différentes selon le nombre de mois au point d'achat où la saisonnalité doit être évaluée. Il explique les raisons pour chacune des adaptations effectuées pour les achats aux points Empress, Dawn et Parkway<sup>32</sup>.

[58] Énergir souligne également que cette approche d'absence de saisonnalité au service de transport a déjà été appliquée au dossier R-3992-2016 portant sur le rapport annuel 2016.

---

<sup>28</sup> Pièce [B-0195](#), réponse à la question 32.2.

<sup>29</sup> Pièce [B-0208](#), réponse 4.6.

<sup>30</sup> Pièce [B-0195](#), réponses aux questions 32.7 et 33.9.

<sup>31</sup> Pièce [B-0195](#), p. 101.

<sup>32</sup> Pièces [B-0050](#), p. 6, notes de bas de page 3 à 5, et [B-0195](#), réponses aux questions 33.5 à 33.8.

[59] Par ailleurs, Énergir soumet que dans le cadre de la phase 2 du dossier portant sur la vision tarifaire R-3867-2013, une révision de la saisonnalité de la portion des achats de fourniture fonctionnalisés au service de transport est implicitement considérée en établissant les coûts de transport sur la base du coût unitaire uniforme, notamment pour évaluer la saisonnalité lorsqu'il y a peu d'achats mensuels à un point d'achat. Par conséquent, elle estime qu'un suivi potentiel dans le but de revoir temporairement la méthode actuelle de fonctionnalisation pour évaluer la saisonnalité lorsqu'il y a peu d'achats mensuels à un point donné est inopportun dans les circonstances.

[60] Considérant le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et le fait que le point de référence est établi selon le point de livraison de la clientèle en achat direct, la Régie est d'avis que l'utilisation de l'indice « NGX Dawn » afin d'établir la saisonnalité des achats au point de référence Empress pour le mois d'octobre ne permet pas de maintenir l'équité entre les catégories de clients. Ainsi, les adaptations appliquées par Énergir ne respectent pas la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177.

**[61] En conséquence, la Régie refuse les ajustements apportés par Énergir pour établir les résultats financiers réglementaires de l'année 2016-2017.**

**[62] La Régie demande donc à Énergir de déposer, au plus tard le 10 août 2018 à 12h, une mise à jour des pièces portant sur la fonctionnalisation des achats de gaz naturel pour l'année 2016-2017 en fonction des données présentées en réponse à la question 32.7 de la pièce B-0195.**

**[63] La Régie demande également à Énergir de déposer les ajustements nécessaires au rapport mensuel portant sur le calcul détaillé projeté du coût des services de fourniture de gaz naturel et de SPEDE ainsi que de préciser le mois où seront apportés ces ajustements.**

[64] La Régie note que la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel approuvée qui permet d'établir la saisonnalité au service de transport consiste à comparer, par point d'achat, le coût des achats selon le profil annuel d'achat réel et le profil d'achat uniforme sur l'année. Elle note également que cette méthode ne peut être appliquée sans adaptation lorsqu'il n'y a que quelques achats mensuels par point d'achat.

[65] **La Régie prend acte des adaptations à la méthode de fonctionnalisation appliquées par le Distributeur au présent dossier afin d'établir la saisonnalité du service de transport.**

### 2.3.3 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRES POUR BONIFICATION

[66] Conformément à la décision D-2013-054<sup>33</sup>, les transactions d'optimisation financières sont possibles lorsqu'une opportunité de marché est présente et que le motif est financier. Elles ne peuvent se faire que si le Distributeur n'est pas opérationnellement contraint par ces transactions.

[67] Dans sa décision D-2014-077<sup>34</sup>, la Régie indiquait que les transactions de plus de 12 mois ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée ne peuvent être considérées comme des transactions d'optimisation financières, puisque le Distributeur met à jour son plan d'approvisionnement sur une base annuelle.

[68] Dans sa décision D-2016-191, la Régie autorisait la reconduction de l'incitatif à la performance reliée aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice 2016-2017. Quant aux transactions de prêts d'espace, elle se prononçait comme suit<sup>35</sup> :

*« [58] Pour les motifs énoncés à sa décision D-2015-181, la Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice 2016-2017.*

*[59] Quant aux transactions de prêts d'espace, la Régie note que le Distributeur n'a pas analysé l'impact de ces transactions sur la gestion du site d'entreposage à Dawn, tel que demandé dans sa décision D-2015-181, puisqu'aucune transaction de prêts d'espace n'a été effectuée au cours de l'exercice financier 2016.*

*[60] Par conséquent, la Régie autorise les transactions de prêts d'espace, selon les modalités contractuelles d'entreposage que Gaz Métro détient présentement avec Union Gas, en tenant compte de la stratégie de gestion approuvée par la*

---

<sup>33</sup> [Page 9.](#)

<sup>34</sup> [Page 113.](#)

<sup>35</sup> [Page 21.](#)

*Régie et des caractéristiques des contrats décrits à la pièce B-0183, réponse 9.2. La Régie s'attend à ce que les transactions de prêts d'espace soient effectuées de façon à garder les clients opérationnellement et financièrement indemnes.*

*[61] Dans l'éventualité où des prêts d'espace seraient effectués au cours de l'année 2016-2017, la Régie demande à Gaz Métro de déposer en suivi, lors de l'examen du rapport annuel 2017, le détail pour chacune de ces transactions indiquant les dates d'effet et de fin, la description, la quantité, les coûts et les économies réalisées ainsi que le niveau d'inventaire quotidien des capacités d'entreposage chez Union Gas. Elle lui demande de ventiler cet inventaire en fonction des injections et/ou des retraits effectués pour les besoins de Gaz Métro et ceux relatifs à chaque transaction de prêts d'espace effectués par les tierces parties, en version papier et en version excel.*

*[62] Conformément à sa décision D-2015-181, la Régie demande à Gaz Métro de démontrer, dans le cadre de l'examen du rapport annuel 2017, qu'elle s'est assurée d'une gestion optimale de ses capacités d'entreposage détenues chez Union Gas, dans l'éventualité où des transactions de prêts d'espace seraient effectuées au cours de l'année 2016-2017 ».*

[69] Au cours de l'année 2016-2017, Énergir soumet avoir effectué 17 transactions d'échanges, de cessions d'optimisation et de prêts d'espace en entreposage sujettes à bonification, pour des revenus totalisant 295 946 \$.

[70] Le tableau suivant présente les transactions et les revenus pour lesquels Énergir demande une bonification.

**TABLEAU 6**  
**REVENUS POUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES DE L'ANNÉE 2016-2017**

	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux (\$)	Revenus Transport (\$)	Revenus Équilibrage (\$)
<b>Cession d'optimisation</b>				
Cession FTSH avec droit de rappel	1	80 998	0	80 998
Cession FTSH avec droit de rappel	10	163 499	0	163 499
<b>Échange</b>				
Échange Parkway-Dawn	1	1 500	0	1 500
Échange Dawn-EDA	1	2 641	0	2 641
Échange Dawn-Iroquois	1	1 012	0	1 012
Prêts d'espace d'entreposage	3	46 296	0	46 296
<b>TOTAL</b>	<b>17</b>	<b>295 946</b>	<b>0</b>	<b>295 946</b>

Source : Pièce [B-0189](#), p. 5.

[71] En suivi de la décision D-2016-111<sup>36</sup>, Énergir présente les explications et les détails pour chaque type de transaction financière effectuée et considérée aux fins de la bonification<sup>37</sup>.

[72] Relativement aux transactions de prêts d'espace, Énergir mentionne que trois contrats maîtres ont été conclus sous cette catégorie, bien que des transactions quotidiennes n'aient été effectuées qu'en vertu de deux d'entre eux.

[73] Le Distributeur explique que les prêts d'espace comportent plusieurs avantages économiques, notamment en générant des revenus appliqués en réduction des coûts d'équilibrage et en gaz de compression pour l'ensemble de la clientèle. Il soumet qu'il a été tenu opérationnellement indemne des transactions de prêts d'espace. Cependant, pour trois journées en juillet 2017, les retraits des tierces parties ont fait réduire ses injections<sup>38</sup>.

<sup>36</sup> [Page 26](#) et pièce [B-0060](#), p. 6 à 13.

<sup>37</sup> Pièces B-0190, annexes 1 et 2 (pièce confidentielle), et B-0196, annexe Q-26.1 (pièce confidentielle).

<sup>38</sup> Pièce [B-0156](#), p. 9.

[74] Dans le cadre d'une DDR, la Régie a questionné Énergir quant aux raisons pour lesquelles elle a autorisé ces retraits par les tiers lors des trois journées en juillet 2017, bien qu'ils aient fait réduire les injections d'Énergir et qu'elle avait la discrétion de les permettre ou non<sup>39</sup>. Cette dernière explique qu'elle a dû effectuer des retraits pour satisfaire des besoins opérationnels. Elle n'était donc pas en situation d'injection. De plus, le 25 juillet 2017, elle devait injecter un volume moins grand que celui que le tiers souhaitait retirer. Énergir conclut avoir autorisé ces retraits puisqu'ils étaient sans coût pour la clientèle tout en étant opérationnellement faisables.

[75] À la suite de l'examen des transactions de prêts d'espace et des explications du Distributeur, la Régie note que ce dernier a autorisé à la tierce partie B les retraits de son entreposage à Union Gas de 181 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour lors des trois journées identifiées, soit les 13, 24 et 25 juillet 2017, réduisant ainsi ses injections<sup>40</sup>.

[76] Bien que, selon Énergir, les transactions de prêts d'espace identifiées n'ont pas occasionné de coûts pour la clientèle, la Régie considère que les explications fournies ne permettent pas de démontrer de façon concluante que l'ensemble des prêts d'espace effectués avec la tierce partie B ont tenu la clientèle du Distributeur opérationnellement indemne quant à la gestion des capacités en entreposage détenues chez Union Gas.

[77] La Régie souligne que, dans sa décision D-2014-077<sup>41</sup>, elle notait que les transactions de prêts d'espace soulevaient plusieurs questions, notamment quant à la justification et à l'impact sur les opérations du Distributeur.

[78] À cet égard, la Régie s'attend à ce que les explications présentées par le Distributeur relativement aux transactions de prêts d'espace sujettes à bonification puissent démontrer que les clients sont tenus opérationnellement et financièrement indemnes, en considération des modalités contractuelles d'entreposage détenues auprès d'Union Gas et de la stratégie de gestion des capacités d'entreposage approuvée par la Régie.

**[79] En conséquence, la Régie n'autorise pas la bonification associée à la transaction de prêt d'espace conclue avec la tierce partie B<sup>42</sup>.**

---

<sup>39</sup> Pièce [B-0195](#), réponse 27.1.

<sup>40</sup> Pièce [B-0189](#), annexe 2, p. 3.

<sup>41</sup> [Page 21](#), par. 59.

<sup>42</sup> Pièce B-0190, annexe 1, p. 2 (pièce confidentielle).

[80] En ce qui a trait aux transactions de prêt d'espace réalisées avec la tierce partie A, la Régie considère qu'elles ont été effectuées de façon à garder les clients opérationnellement et financièrement indemnes. **Par conséquent, la Régie autorise la bonification associée à ces transactions**<sup>43</sup>.

[81] La Régie considère également, selon les explications présentées par le Distributeur, que l'ensemble des transactions d'échanges et de cessions d'optimisation répondent aux critères de transactions d'optimisation financières et correspondent à la définition retenue à cet effet dans le cadre du mécanisme incitatif. La Régie est d'avis que ces transactions financières sont admissibles à la bonification conformément aux décisions D-2013-054 et D-2014-077<sup>44</sup>.

[82] **Conséquemment, la Régie réduit de 4 161 \$ le montant de bonification établi par le Distributeur et l'autorise à accéder à une bonification de 25 433 \$, soit 10 % des revenus réels des transactions d'optimisation financières, établis conformément aux décisions D-2013-054 et D-2014-077.**

#### **2.3.4 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES**

[83] En ce qui a trait aux transactions avec les sociétés apparentées en lien avec la nouvelle *Procédure d'approbation des contrats d'optimisation et d'approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées*, la Régie se prononçait dans sa décision D-2017-041 comme suit<sup>45</sup>:

*« [90] Ainsi, la Régie ordonne à Gaz Métro de déposer pour approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi, dans le cadre du rapport annuel, pour chacune des transactions conclues avec une société apparentée, les éléments suivants :*

- la liste des fournisseurs contactés et les offres reçues;*
- le nom du fournisseur, la date de transaction et la période effective;*

---

<sup>43</sup> Pièce B-0190, annexe 1, p. 2 (pièce confidentielle).

<sup>44</sup> Respectivement à la [page 9](#) et à la [page 113](#).

<sup>45</sup> [Page 23](#).



- les analyses démontrant que la transaction retenue est la plus avantageuse pour la clientèle;
- une attestation de l'application du Code de conduite quant à la conformité des transactions du Distributeur avec ses entités apparentées.

[91] Plus spécifiquement, pour les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an, le suivi au rapport annuel devra présenter également le prix, les volumes contractés, le pourcentage du volume contracté en fonction des volumes totaux de l'année ainsi que le prix de l'indice de référence à la date de la transaction.

[92] Pour les transactions d'achat ou d'optimisation en capacités de transport auprès d'une société apparentée, le suivi au rapport annuel devra présenter également les caractéristiques du contrat et l'analyse sur la base du prix exigé ou des revenus générés en fonction des coûts globaux au plan d'approvisionnement.

[93] Pour les transactions d'achats ou d'optimisation en capacité d'entreposage auprès d'une société apparentée, le suivi au rapport annuel devra également présenter les caractéristiques du contrat et l'analyse sur la base des coûts globaux au plan d'approvisionnement ».

[84] Conformément à la décision précitée, Énergir dépose au présent dossier les suivis relatifs aux transactions effectuées au cours de l'année 2016-2017 avec les sociétés apparentées du groupe corporatif selon les trois catégories de transactions suivantes :

- achats de gaz naturel de moins d'un an;
- achat ou optimisation de capacités de transport;
- achat ou optimisation de capacités d'entreposage<sup>46</sup>.

[85] Durant l'année 2016-2017, Énergir mentionne avoir conclu des transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an auprès de deux sociétés apparentées : [REDACTED]. Le Distributeur présente les détails de ces transactions aux annexes 1 et 2 de la pièce B-0192<sup>47</sup>.

---

<sup>46</sup> Pièces [B-0191](#) et B-0192 (pièce confidentielle).

<sup>47</sup> Pièce B-0192, annexes 1 et 2 (pièce confidentielle).

[86] En ce qui au trait aux transactions [REDACTED]

[REDACTED], Énergir indique que :

« [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] »<sup>48</sup>.

[87] Le Distributeur indique également avoir conclu une transaction d'achat de capacité d'entreposage à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017 auprès d'Union Gas et pour laquelle la Régie prenait acte, dans sa décision D-2017-094<sup>49</sup>, du fait que cette transaction était la plus avantageuse.

[88] Finalement, Énergir indique n'avoir effectué aucun achat ni aucune optimisation de capacités de transport auprès de sociétés apparentées au cours de l'année 2016-2017.

[89] À la suite de l'examen de l'annexe 1 de la pièce B-0192, la Régie considère que les transactions effectuées avec la société apparentée [REDACTED] ont été avantageuses en comparaison des prix offerts par d'autres fournisseurs potentiels<sup>50</sup>.

[90] À la suite de l'examen de l'annexe 2 de la pièce B-0192, la Régie note que les transactions [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]. Pour ces transactions effectuées auprès de [REDACTED]  
[REDACTED], la Régie constate qu'il n'y a aucune démonstration lui permettant de conclure qu'elles sont avantageuses, tel que requis par la décision D-2017-041.

**[91] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 présenté à l'annexe 1 de la pièce B-0192 pour les transactions conclues avec une société apparentée durant l'année 2016-2017 et les approuve en vertu de l'article 81 de la Loi. Elle approuve également la transaction d'achat ou d'optimisation de capacités d'entreposage**

<sup>48</sup> [REDACTED].

<sup>49</sup> [Page 59.](#)

<sup>50</sup> Pièce B-0192, annexe 1 (pièce confidentielle).

**conclue auprès d'Union Gas au cours de l'année 2017, considérant les dispositions de la décision D-2017-094 à l'effet qu'elle était la plus avantageuse.**

[92] Pour les transactions [REDACTED] la Régie demande au Distributeur de déposer, une fois le contrat maître conclu, la démonstration que les transactions effectuées sont avantageuses aux fins de leur approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi. Cette démonstration devra être produite dans le cadre du prochain rapport annuel.

## 2.4 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

[93] Énergir présente la comparaison du plan de développement du dossier tarifaire 2017 par rapport aux résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2017 pour les ventes aux nouveaux clients, les ajouts de charge et les ventes totales<sup>51</sup>.

[94] Pour chacun des secteurs, le plan de développement présente une rentabilité légèrement supérieure à celle prévue initialement. Au global, le taux de rendement interne (TRI) s'élève à 17,85 %, comparativement à 17,8 % prévu initialement.

[95] Pour le marché Résidentiel, la Régie constate que malgré une baisse au niveau des volumes totaux et du nombre de clients, de 13 % et 42 % respectivement, le TRI est presque équivalent à celui prévu. La Régie observe tout de même que le point mort tarifaire dépasse 15 ans.

[96] Pour le marché Affaires, la Régie note que les dépenses d'investissements totales sont plus élevées que celles prévues de 89 %, avec une augmentation des volumes de 12 % et une hausse de 4 % du nombre de clients. Énergir explique l'augmentation des investissements par des projets majeurs non prévus au moment du dossier tarifaire 2017.

[97] Finalement, pour la clientèle Grand débit, la Régie note que les volumes de ventes sont significativement supérieurs à ceux prévus.

---

<sup>51</sup> Pièce [B-0089](#).

[98] Énergir présente également, pour les marchés Résidentiel et Affaires, une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2014 ainsi qu'une explication des écarts significatifs entre les résultats *a priori* et *a posteriori*, soit après trois ans<sup>52</sup>.

[99] Selon la grille tarifaire d'origine (2014), le TRI *a posteriori* du marché Résidentiel affiche une baisse de 2 %. Ce résultat s'explique par une baisse des volumes de 22 % compensée par une réduction des investissements totaux de 3 %. La Régie note que le TRI des ajouts de charge est de 1,5 % et que le point mort tarifaire dépasse 40 ans.

[100] Le TRI du marché Affaires est en baisse de 5 % et s'explique essentiellement par une baisse des volumes de 17 % et une hausse des coûts des immobilisations de 11 %.

[101] Énergir fait valoir que le contexte économique dans lequel les clients ont évolué au cours de la période 2014-2017 a été défavorable par rapport à ce qui avait été prévu. Selon elle, le ralentissement économique pourrait avoir affecté le comportement de ses clients, ce qui expliquerait en partie les écarts défavorables en termes de nombre de clients et de volumes.

[102] **La Régie prend acte des suivis relatifs à la rentabilité *a priori* du plan de développement 2017 ainsi que celle *a posteriori* du plan de développement 2014 pour les marchés Résidentiel et Affaires.**

## 2.5 PROGRAMMES COMMERCIAUX

### 2.5.1 RAPPORT DÉTAILLÉ DES PROGRAMMES PRC ET PRRC

[103] En suivi de la décision D-2017-073<sup>53</sup>, Énergir présente un rapport détaillé des programmes de rabais à la consommation (PRC) et de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation (PRRC) portant sur les montants versés, ainsi que l'explication des écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés au rapport annuel. Les montants totaux versés en 2016-2017 par les programmes PRC et PRRC sont

---

<sup>52</sup> Pièce [B-0076](#), annexes 3 à 8.

<sup>53</sup> [Pages 34 et 35](#).

de 10 931 763 \$ et 4 353 833 \$ respectivement. Les montants prévus au dossier tarifaire s'élevaient à 10 455 793 \$ pour le PRC et à 4 797 000 \$ pour le PRRC<sup>54</sup>.

[104] Énergir indique qu'en raison de contraintes informatiques, ce rapport détaillé des programmes PRC et PRRC n'incluent pas, pour cette année, les colonnes « Rabais ( $\text{¢}/\text{m}^3$ ) », « D à l'OMA ( $\text{¢}/\text{m}^3$ ) » et « Rabais (%) ». Cette information sera présentée à compter du rapport annuel 2018. Toutefois, afin de pallier les informations manquantes, Énergir présente également le rapport des programmes PRC et PRRC selon l'ancienne présentation, soit en fonction des montants engagés<sup>55</sup>.

[105] En réponse aux DDR de la Régie<sup>56</sup>, Énergir présente un tableau qui permet de concilier les subventions PRC signées et versées en lien avec les plans de développement et le rapport détaillé présenté au présent dossier. Elle présente également les montants totaux engagés avant 2017 et en attente d'être versés après 2017, soit un montant total de 31 796 902 \$ pour les programmes PRC et de 498 300 \$ pour ceux du PRRC.

[106] De plus, le Distributeur précise que les rapports détaillés incluent les projets traités avec l'approche de masse, soit à l'aide des grilles d'aide financière et ceux traités au cas par cas. Seuls les projets PRC des clients résidentiels (conversion) et des clients affaires sur réseau (identifiés avec un numéro différant de 10-00xxxx-120) et ayant une consommation inférieure à 75 000 m<sup>3</sup> par année, sont traités avec l'approche de masse. Par contre, tous les projets PRRC sont traités au cas par cas, sauf au marché Résidentiel, où les aides financières sont fixées à 300 \$ pour le remplacement d'un générateur d'air chaud, d'une chaudière ou d'un chauffe-eau.

[107] En ce qui a trait à l'application de l'approche au cas par cas, Énergir mentionne que sa force de vente calcule la rentabilité de chaque projet soumis à l'aide d'un outil intitulé « revenu requis », qui permet de déterminer la marge de manœuvre de l'aide financière accessible selon les particularités de chacun des cas soumis et de personnaliser l'aide financière en tenant compte des exigences économiques et de la réalité du client, notamment sa période de recouvrement de l'investissement (PRI).

[108] Énergir souligne qu'il n'existe présentement aucun moyen de différencier, dans les rapports des programmes PRC et PRRC, les projets pour lesquels une approche de masse

---

<sup>54</sup> Pièces [B-0159](#) et B-0136 (fichier Excel qui ne peut être consulté).

<sup>55</sup> Pièce [B-0159](#), p. 3 à 4.

<sup>56</sup> Pièces [B-0195](#), p. 18, 19, 25 et 28, et [B-0208](#), p. 1 à 5, 7 et 8.

a été appliquée versus ceux où une approche au cas par cas a été utilisée sans procéder à des développements informatiques importants. De plus, il n'est pas possible d'y ajouter des informations additionnelles sans également procéder à des développements informatiques importants.

[109] Toutefois, à partir de la variable « représentant » de sa base de données, Énergir estime de façon approximative que la proportion des aides PRC déterminées au cas par cas est de 26 % en nombre de dossiers, représentant près de 54 % du coût total.

[110] Enfin, Énergir présente un tableau sur la complémentarité des montants d'aide financière des programmes commerciaux et du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)<sup>57</sup>.

[111] La Régie constate que le tableau déposé en réponse à la question 3.3 de la pièce B-0208<sup>58</sup> permet de concilier les subventions PRC signées et versées en lien avec les plans de développement et le rapport détaillé présenté au présent dossier. De plus, le tableau déposé en réponse à la question 16.1 de la pièce B-0195<sup>59</sup> permet de comparer les montants PRC, PRRC et celui en lien avec le Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante (CASEP) offerts de façon complémentaire aux aides financières des programmes du PGEÉ.

**[112] Considérant leur utilité pour le suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC, la Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de déposer une mise à jour des tableaux présentés aux pages 7 de la pièce B-0208 et 35 de la pièce B-0195.**

[113] Par ailleurs, la Régie note que les informations manquantes au rapport détaillé des programmes PRC et PRRC pour cette année seront déposées dans le prochain dossier du rapport annuel.

**[114] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-073 relatif au rapport détaillé des programmes PRC et PRRC et de l'explication des écarts. La Régie s'attend à ce que l'information manquante cette année, soit les colonnes**

---

<sup>57</sup> Pièce [B-0195](#), p. 8 et 35.

<sup>58</sup> Pièce [B-0208](#), p. 7.

<sup>59</sup> Pièce [B-0195](#), p. 35.

**« Rabais (¢/m<sup>3</sup>) », « D à l'OMA (¢/m<sup>3</sup>) » et « Rabais (%) », soit incluse dans le rapport détaillé qui sera déposé au rapport annuel 2018.**

## 2.5.2 GRILLES D'AIDE FINANCIÈRE N° 5 ET 6

[115] Énergir présente les résultats de l'évaluation des surcoûts moyens des appareils inclus dans les grilles d'aide financière n° 5 et 6 et leur impact sur les montants d'aide financière spécifiés dans ces grilles en suivi de la décision D-2017-073.

[116] À ce sujet, Énergir indique avoir requis les services de la firme Econoler pour mettre à jour les hypothèses permettant d'établir le surcoût de la tuyauterie nécessaire pour les condos commerciaux ou industriels et les locaux de centres commerciaux, couverts par la grille 5, et établir le surcoût des appareils d'eau chaude sanitaire ou de procédés suivants : chaudière, chauffe-eau et unité de compensation d'air pour le marché Affaires et multilocatif (quatre logements ou plus), couverts par la grille 6<sup>60</sup>.

[117] L'étude d'Econoler consistait à réviser les calculs de coûts d'acquisition et d'installation développés en 2013 et mettre à jour les équations lorsque des écarts étaient constatés. Les scénarios sur lesquels l'analyse des coûts a porté ont été identifiés par Énergir en début de mandat. Chaque scénario correspondait à un segment de marché, un type de vente et un appareil<sup>61</sup>.

[118] Considérant les conclusions présentées au rapport d'Econoler, Énergir privilégie les actions suivantes :

- le retrait de la grille 5;
- l'élimination de la subvention pour les unités de compensation à feu direct et l'augmentation de celle pour les unités de compensation à feu indirect;
- l'utilisation des données des surcoûts pour les chauffe-eau produites par Econoler pour créer une grille d'aide financière spécifique qui sera incluse dans la grille 6;

---

<sup>60</sup> Pièce [B-0092](#), p. 3.

<sup>61</sup> Pièce [B-0092](#), annexe 1.

- le retrait des chaudières de la grille 6. Les chaudières seront désormais admissibles aux aides financières contenues dans les grilles 2, 3 et 4, ce qui augmente l'aide financière offerte pour ce type d'appareil par rapport à l'actuelle grille 6.

[119] Énergir présente d'autres actions reliées à des appareils n'étant pas couverts par le rapport d'Econoler sur les grilles 5 et 6 :

- l'utilisation de l'approche au cas par cas pour traiter des appareils de procédés, puisqu'une standardisation de l'aide financière n'est pas requise;
- le maintien de l'aide financière actuelle pour les aérothermes jusqu'à l'obtention des résultats d'une étude qui sera déposée au dossier tarifaire 2018-2019<sup>62</sup>.

[120] Énergir précise que l'ensemble des actions précitées ont été mises en application et que les grilles d'aide financière PRC ont été modifiées pour une mise en vigueur le 2 février 2018<sup>63</sup>.

**[121] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-073 relatif aux résultats de l'évaluation des surcoûts des grilles 5 et 6. Elle demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de présenter les grilles d'aide financière utilisées pour calculer les montants d'aide financière selon l'approche de masse, pour l'année visée par le rapport annuel.**

**[122] Enfin, la Régie demande à Énergir de tenir une ou des rencontres techniques sur les programmes PRC et PRRC avec les représentants de la Régie, en préparation du dossier du rapport annuel 2018. Ces rencontres devront porter, notamment, sur les éléments suivants :**

- **la manière la plus efficace de présenter l'information pertinente aux fins du suivi de la Régie selon les approches de masse et au cas par cas;**
- **les montants engagés en attente d'être versés des programmes PRC et PRRC;**
- **l'application des grilles d'aide financière;**

---

<sup>62</sup> Pièce [B-0092](#), p. 6 à 12.

<sup>63</sup> Pièce [B-0195](#), p. 32 (la date est révisée dans le dossier R-4018-2017, pièce [B-0160](#), p. 48).



- les critères de rentabilité appliqués à l'approche au cas par cas.

### 3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

#### 3.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2017 ET INCITATIF À LA PERFORMANCE

[123] Énergir indique avoir atteint des économies nettes de gaz naturel de 39 160 982 m<sup>3</sup> sur un objectif de 39 033 620 m<sup>3</sup>, avec un nombre de participants inférieur de 8 % à ce qui était prévu. Les dépenses réelles, au montant de 18 080 023 \$, sont également inférieures de 14 % aux dépenses prévues<sup>64</sup>.

[124] L'écart budgétaire créditeur de 2 959 939 \$ étant transféré au compte de frais reportés (CFR) du PGEÉ, la charge constatée dans les résultats représente le montant prévu au budget, soit 21 039 962 \$.

[125] Énergir souligne qu'à la suite de la décision D-2017-073, les résultats de son PGEÉ tiennent compte des paramètres révisés par les évaluations des programmes *Chauffe-eau sans réservoir Energy star* PE113, *Combo à condensation* PE123, *Chauffe-eau à condensation* PE212 et *Aérotherme à condensation* PE225<sup>65</sup>, déposées en décembre 2016 et en janvier 2017<sup>66</sup>.

[126] En suivi de la décision D-2018-022<sup>67</sup>, Énergir dépose les fiches des programmes *Étude de faisabilité CII et VGE* PE207 et PE211 en fonction des paramètres du rapport d'évaluation déposé le 14 décembre 2017. Dans ces fiches<sup>68</sup>, Énergir présente des économies nettes totales révisées de 3 050 788 m<sup>3</sup>, soit inférieures de 4 230 781 m<sup>3</sup> aux économies initialement présentées de 7 281 596 m<sup>3</sup>.

[127] Suivant l'interprétation donnée par la Régie de la décision D-2017-073 dans sa décision procédurale D-2018-022, Énergir soumet que les paramètres des programmes

---

<sup>64</sup> Pièce [B-0178](#), p. 6 à 8.

<sup>65</sup> Pièce [B-0158](#), p. 18, 21, 39 et 49.

<sup>66</sup> [Suivi 2017 des évaluations des programmes du PGEÉ.](#)

<sup>67</sup> [Page 10.](#)

<sup>68</sup> Pièce [B-0167](#), p. 1 et annexe A, p. 2 et 3.

*Chaudières efficaces* PE111, *Chaudières à efficacité intermédiaire* PE202 et *Chaudières à condensation* PE210 devraient aussi être pris en compte au rapport annuel 2017, puisque leurs évaluations ont été déposées en même temps que celles des programmes PE207 et PE211. Énergir dépose, en réponse à une DDR<sup>69</sup>, les fiches révisées de ces programmes présentant des économies nettes totales de 4 973 099 m<sup>3</sup>, soit supérieures de 1 749 363 m<sup>3</sup> aux économies initialement présentées de 3 223 735 m<sup>3</sup>.

[128] Énergir présente également ce qu'aurait été la prévision d'économie de gaz naturel de ces programmes dans le dossier tarifaire 2017 si, entre autres, la méthodologie retenue par son évaluateur était appliquée pour les programmes PE207 et PE211.

[129] Selon Énergir, l'usage de la prévision révisée représente une base de comparaison plus cohérente en « *conformité d'application des normes, principes et paramètres qui ont été établis par la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires précédents* », répondant ainsi à l'objectif recherché lors de l'examen d'un rapport annuel<sup>70</sup>.

[130] En ce qui a trait aux programmes PE207 et PE211, Énergir soumet que si la Régie devait considérer la méthodologie retenue par l'évaluateur, telle que déposée en décembre 2017, aux fins de l'examen du présent dossier :

- Elle excéderait le cadre procédural applicable et dénaturerait l'objet et la finalité de la procédure d'examen au rapport annuel, en modifiant des méthodologies ou pratiques établies, en remettant en cause des règles et critères déterminés préalablement ou en refusant de les appliquer. Le Distributeur cite à cet effet les décisions D-2014-031, D-2002-103, D-2008-067 et D-2004-051<sup>71</sup>.
- Elle apprécierait la preuve du Distributeur de façon rétroactive à la décision D-2018-022, en tenant compte de faits postérieurs inconnus de ce dernier ou qu'il ne pouvait raisonnablement connaître au moment de ces décisions.

[131] Énergir fait valoir que cela aurait pour conséquence de la priver d'une portion de la bonification à laquelle elle aurait droit. Une telle approche serait d'ailleurs irréconciliable

---

<sup>69</sup> Pièce [B-0175](#), p. 4 à 7.

<sup>70</sup> Pièce [B-0165](#), p. 1.

<sup>71</sup> Pièce [B-0209](#), p. 2 à 4.

avec le principe de non-rétroactivité des décisions établie par la jurisprudence des tribunaux administratifs et judiciaires<sup>72</sup>.

[132] Le Distributeur soumet que la seule interprétation acceptable de la décision D-2017-073 est celle à l'effet que la mise à jour des paramètres révisés dans le cadre des évaluations des programmes PE207 et PE211 déposées en décembre 2017 devrait se faire dans le dossier du rapport annuel de l'année financière où le rapport d'évaluation des programmes est déposé à la Régie, soit le rapport annuel 2018.

[133] Énergir ajoute que, bien que cette façon de faire ne lui permette pas d'atteindre la cohérence établie par le paragraphe 9 de la décision D-2014-031, elle lui permet :

*« [...] de prendre connaissance des nouveaux paramètres évalués lors de la réception du rapport d'évaluation [...], de les intégrer à son suivi interne de l'année en cours (ex : année financière 2017-2018) afin de pouvoir modifier, le cas échéant, ses stratégies de commercialisation pour atteindre les objectifs initialement prévus pour l'année 2017-2018 avec un délai suffisant (9 ou 10 mois) »<sup>73</sup>.*

[134] Énergir demande donc à la Régie de ne pas tenir compte des économies d'énergie révisées en fonction de l'intégration de nouveaux paramètres pour les programmes PE207 et PE211. Si elle devait tout de même le faire, la Régie devrait considérer les prévisions révisées qu'Énergir a mis en preuve afin d'avoir une base de comparaison cohérente entre les prévisions et les résultats<sup>74</sup>.

[135] Le GRAME et le ROEÉ recommandent à la Régie de tenir compte au présent dossier de l'impact énergétique des nouveaux paramètres résultant de l'évaluation sans considérer l'ajustement *a posteriori* des données prévisionnelles dans l'établissement de la bonification liée au PGEÉ.

[136] Le GRAME soumet que le calcul de l'incitatif à la performance relatif au PGEÉ fixé par la décision D-2014-201 ne prévoit pas de correction aux prévisions *a posteriori*. Il est d'avis que l'octroi de la bonification ne devrait pas influencer la décision de la Régie à l'égard de la mise à jour du PGEÉ.

---

<sup>72</sup> Pièce [B-0209](#), p. 4 et 5.

<sup>73</sup> Pièces [B-0209](#), p. 6, et [B-0175](#), p. 13.

<sup>74</sup> Pièce [B-0209](#), p. 8.

[137] Pour sa part, le ROEE indique qu'il serait contraire aux bonnes pratiques réglementaires et à l'intérêt public de ne prendre en compte les nouveaux paramètres des programmes que lorsque ces derniers sont à l'avantage du Distributeur et de les ignorer dans le cas contraire. À cet égard, le ROEE rappelle qu'Énergir a pris en compte, au rapport annuel 2016, les taux d'opportunité révisés des programmes PE218 et PE219, qui différaient des prévisions et qui ont contribué à l'atteinte de la cible en 2016<sup>75</sup>.

[138] Dans son argumentation<sup>76</sup>, l'intervenant soumet que la position d'Énergir équivaut à un appel déguisé de la décision D-2018-022, portant sur l'exercice des pouvoirs de la Régie et la pratique de la régulation, et non seulement sur une question de procédure ou une question interlocutoire. Selon lui, chaque formation a le droit et l'obligation d'ajuster sa pratique réglementaire afin d'éviter d'accueillir un rapport annuel qui s'éloigne de la réalité, permettant ainsi une bonification injustifiée.

[139] Le ROEE ajoute que les décisions auxquelles Énergir réfère n'ont pas la portée que le Distributeur leur attribue, notamment la portée rétroactive de la décision D-2018-022. Selon lui, cette décision donne plutôt un effet immédiat aux résultats de l'évaluation, évitant ainsi que la bonification ne soit allouée de manière injustifiée.

[140] De plus, eu égard aux économies nettes de gaz naturel révisées des programmes PE207 et PE211, l'intervenant, appuyé par le GRAME, recommande de demander au Distributeur de modifier les informations qu'il a déjà transmises au gouvernement concernant certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère.

[141] La Régie note que les résultats des programmes et activités en efficacité énergétique au présent dossier s'inscrivent dans un contexte de transition. Ce contexte est marqué par la fin, en 2017-2018, de la bonification de rendement actuelle liée à l'atteinte des cibles annuelles d'efficacité énergétique ainsi que par la première application du suivi de la décision D-2017-073. Elle est cependant d'avis que cette transition prendra son plein effet à compter du rapport annuel 2018.

**[142] Après examen de la preuve au dossier, la Régie juge que les résultats présentés par Énergir au soutien de la performance du PGE respectent les règles et principes**

---

<sup>75</sup> Pièce [C-ROEE-0015](#), p. 9.

<sup>76</sup> Pièce [C-ROEE-0019](#), p. 4 à 7.

**établis dans la décision D-2014-201<sup>77</sup> de manière à lui donner droit à une bonification de rendement.**

**[143] Conséquemment, la Régie prend acte des résultats du PGEÉ 2017 d'Énergir. Elle l'autorise à accéder à 100 % de l'incitatif à la performance relatif au PGEÉ, soit une bonification de rendement au montant de 1 M\$.**

[144] Cependant, la Régie constate que les économies nettes du PGEÉ 2016-2017 seraient de 36 679 566 m<sup>3</sup> en considérant les données les plus récentes disponibles des programmes PE207, PE211, PE111, PE202 et PE210.

[145] La Régie est d'avis qu'il serait pertinent de considérer les données les plus récentes disponibles aux fins de l'examen des programmes en efficacité énergétique d'Énergir. Elle note par ailleurs que l'examen du PGEÉ de la période 2019-2023 se fait dans le cadre du dossier R-4043-2018 déposé par Transition énergétique Québec (TEQ), et non dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019 tel que prévu initialement.

[146] À cet égard, la Régie souligne que dans le cadre du dossier R-4043-2018, elle demande au Distributeur, pour les programmes en efficacité énergétique existants et reconduits, de présenter les résultats des deux dernières années quant aux bénéfices énergétiques nets à et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) obtenus<sup>78</sup>.

**[147] Ainsi, afin d'avoir une vue d'ensemble des économies d'énergie, la Régie demande à Énergir de présenter, dans le cadre du dossier R-4043-2018, les économies nettes du PGEÉ 2016-2017, en tenant compte également des données révisées des programmes PE207, PE211, PE111, PE202 et PE210.**

### **3.2 PROGRAMMES PE103, PE202, PE210, PE215 ET PE226**

[148] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir dépose une mise à jour de la fiche du programme *Thermostat programmable* PE103, de façon à différencier les résultats par type de thermostat (intelligent ou programmable), tant dans les prévisions qu'au réel. De plus, elle présente, pour les programmes PE202, PE210 et *Infrarouge* PE215, le nombre

---

<sup>77</sup> [Page 79](#).

<sup>78</sup> Dossier R-4043-2018, pièce [A-0007](#), p. 2.

d'appareils installés ainsi que leur puissance moyenne, selon les catégories de puissance retenues par l'évaluateur lors des plus récentes évaluations ou selon les catégories utilisées par Énergir pour définir le montant d'aide financière<sup>79</sup>.

**[149] Afin de faciliter le suivi des fiches des programmes PE103, PE202, PE210 et PE215, la Régie demande à Énergir, à compter du rapport annuel 2018 et dans les dossiers tarifaires, d'inclure le même niveau de détails que celui présenté dans les fiches de la pièce B-0195. La Régie demande également à Énergir de présenter cette information dans le cadre du dossier R-4043-2018.**

[150] Énergir dépose également une mise à jour de la fiche du programme *Recommissioning* PE226, afin de tenir compte exclusivement des bénéfices liés à la réduction de la consommation de gaz naturel et ceux liés aux économies d'électricité pouvant être applicables à partir du rapport annuel 2018. La Régie note que le TCTR ratio de ce programme est passée de 1,9 à 0,97<sup>80</sup>.

### 3.3 PROGRAMMES PE106, PE204 ET PE214

[151] Énergir présente les fiches des programmes de sensibilisation des clientèles résidentielle, CII et VGE, soit PE106, PE204 et PE214 respectivement<sup>81</sup>, ainsi que le statut des activités et des outils de communication<sup>82</sup>.

[152] Le ROEÉ note que parmi les activités de communication du PGEÉ, le premier outil présenté est la campagne publicitaire « *Prêt pour la suite?* ». Il remet en question l'utilisation de fonds de programmes de sensibilisation du PGEÉ dans des campagnes publicitaires dont l'objectif semble être d'améliorer l'image de marque d'Énergir, ciblant une population utilisant généralement l'électricité.

[153] De plus, l'intervenant note que, dans la décision relative au rapport annuel 2015, la Régie considérait que la proportion des sommes dépensées par Énergir pour les

---

<sup>79</sup> Pièce [B-0195](#), p. 51 et 53.

<sup>80</sup> Pièces [B-0158](#), p. 50, et [B-0195](#), p. 55 à 56.

<sup>81</sup> Pièce [B-0158](#), p. 13, 30 et 63.

<sup>82</sup> Pièce [B-0158](#), p. 69 à 78.

programmes de sensibilisation du PGEÉ par rapport au coût total de la campagne publicitaire, soit 5 %, est raisonnable.

[154] Le ROEÉ recommande à la Régie de fixer, lors du prochain dossier tarifaire, le pourcentage maximal des budgets de commercialisation qui pourrait être associé aux programmes de sensibilisation du PGEÉ. L'intervenant recommande également d'exiger qu'Énergir présente, dans la preuve du rapport annuel, les montants provenant des programmes PE106, PE204 et PE214 dépensés dans les campagnes publicitaires du Distributeur<sup>83</sup>.

[155] Dans sa réplique, Énergir indique que la fixation d'un pourcentage maximal n'est d'aucune utilité puisque la Régie devra se pencher sur les budgets proposés dans le cadre des dossiers tarifaires ainsi que sur les dépenses réelles dans le cadre des dossiers de rapports annuels.

[156] La Régie constate que les coûts de la campagne « *Prêt pour la suite?* » ne sont pas détaillés dans les résultats du PGEÉ au présent dossier, mais qu'ils ont été fournis en réponse à une DDR du ROEÉ. Dans un souci de transparence et d'allègement réglementaire, **la Régie retient la recommandation du ROEÉ quant à la présentation par Énergir, à chaque rapport annuel, des montants provenant des programmes PE106, PE204 et PE214 dépensés dans les campagnes publicitaires du Distributeur.**

[157] **La Régie demande donc au Distributeur de présenter, à partir du dossier du rapport annuel 2018, les montants provenant des programmes PE106, PE204 et PE214 dépensés dans ses campagnes publicitaires de sensibilisation.**

---

<sup>83</sup> Pièce [C-ROEÉ-0015](#), p. 4 à 6.

### 3.4 SUIVIS DE DÉCISIONS

#### 3.4.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2017-073 - PARAGRAPHES 120 ET 121

[158] En suivi des paragraphes 120 et 121 de la décision D-2017-073, Énergir inclut, dans les fiches des programmes du PGEÉ, une note de bas de page indiquant la référence de chacun des paramètres des programmes<sup>84</sup>.

[159] Pour les programmes PE208, PE218 et PE219, Énergir présente le taux d'implantation des mesures, les économies brutes des mesures installées ajustées en fonction de l'évaluation de ces programmes en 2016 ainsi que les subventions versées, selon différents niveaux de PRI avant aide financière<sup>85</sup>.

[160] En réponse à une DDR de la Régie<sup>86</sup>, Énergir précise que les économies brutes ajustées des mesures implantées par programme sont celles utilisées pour calculer les économies unitaires ajustées présentées aux fiches des pages 34, 65 et 67 de la pièce B-0158, notamment, lorsqu'elles sont divisées par le nombre de participants bruts.

[161] Énergir présente également une mise à jour du suivi en y incluant les économies des mesures installées, validées par le groupe DATECH, sans tenir compte d'un facteur d'ajustement. Elle précise que ces économies ne sont pas classées par catégorie de PRI après aides financières, compte tenu que l'information utile pour les calculer ne sont pas accessibles dans la base de données. Cette information est plutôt documentée dans les dossiers physiques des participants et ajustée lors de l'analyse du dossier par le groupe DATECH afin de respecter les critères du programme. Seules les aides financières finales au niveau du projet sont saisies dans les bases de données.

**[162] La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir quant aux paragraphes 120 et 121 de la décision D-2017-073, incluant les tableaux présentés à la page 43 de la pièce B-0195.**

---

<sup>84</sup> Pièce [B-0158](#), p. 5.

<sup>85</sup> Pièce [B-0158](#), p. 35, 66 et 68.

<sup>86</sup> Pièce [B-0195](#), p. 42 à 44.



### 3.4.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2013-106

[163] En suivi du paragraphe 445 de la décision D-2013-106, Énergir a analysé les résultats des quatre dernières années des montants engagés avant l'année financière et payés au cours de cette dernière et des montants engagés et payés au cours de l'année financière. Elle note que ces résultats sont stables et qu'en moyenne, la proportion des dossiers pour lesquels les montants payés durant l'année proviennent d'engagements pris avant l'année, est de 70 % pour la période 2012-2017.

[164] Considérant la constance des résultats obtenus au cours des quatre dernières années et dans un souci d'allègement réglementaire, Énergir demande à la Régie de mettre fin à ce suivi pour le rapport annuel.

[165] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente le tableau demandé par la décision D-2013-106<sup>87</sup>.

[166] Le GRAME et le ROEE recommandent à la Régie de ne pas mettre fin au suivi de la décision D-2013-106 pour des motifs de prudence et afin d'assurer une bonne gestion des sommes allouées.

[167] Le GRAME recommande de maintenir ce suivi pour la période du premier plan directeur de TEQ.

[168] Malgré la stabilité dans les résultats des quatre dernières années, la Régie est d'avis que les renseignements demandés au paragraphe 445 de la décision D-2013-106 permettent de faire un suivi de la gestion des aides financières par programme du PGEÉ et qu'ils ont une importance particulière lorsqu'un programme n'est pas reconduit.

**[169] La Régie rejette la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la décision D-2013-106. Elle lui demande de continuer à déposer la même information que celle présentée à la page 10 de la pièce B-0071 du dossier R-3992-2016, ainsi que celle déposée au présent dossier en réponse à une DDR de la Régie.**

---

<sup>87</sup> Pièce [B-0195](#), p. 37.

## 4. SUIVIS

### 4.1 SUIVIS DES PROJETS D'INVESTISSEMENT

[170] Énergir présente le suivi annuel des projets d'investissements suivants :

- projet d'extension du réseau jusqu'à la municipalité de La Corne;
- suivi de l'éventuelle desserte des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord;
- projet de relocalisation d'une conduite de transmission à Malartic;
- projet d'investissement visant l'extension du réseau dans la ville de Terrebonne;
- projet d'extension du réseau dans le parc industriel de Beauharnois;
- projet d'amélioration et de renforcement du réseau de transmission du Saguenay;
- projet d'extension du réseau dans la région de Bellechasse;
- projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers;
- projet d'extension du réseau dans la région d'Asbestos;
- projet visant l'aménagement du site extérieur de formation de l'École de technologie gazière de Boucherville;
- projet de raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection;
- projet de relocalisation de la conduite du pont Lamarche entre Candiac et Delson;
- projet d'extension du réseau à Huntingdon.

[171] Énergir présente également les suivis relatifs aux projets suivants et demande à la Régie d'y mettre fin :

- projet d'acquisition des conduites de Péтромont;
- projet d'extension du réseau à Drummondville.

[172] **La Régie prend acte des suivis de ces projets. De plus, considérant que les conditions établies dans la décision D-97-25 ont été satisfaites, elle autorise Énergir à**

**mettre fin aux suivis des projets d'acquisition des conduites de Pétromont et d'extension du réseau à Drummondville.**

[173] Pour les projets de relocalisation de la conduite du pont Lamarche et d'extension du réseau à Huntingdon, le Distributeur présente les coûts d'investissement révisés, lesquels excèdent dorénavant le seuil individuel de 1,5 M\$, et explique le contexte ayant mené au dépassement de coûts. Il souligne que les coûts initiaux de ces projets ont été inclus dans les budgets d'investissement autorisés par la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires<sup>88</sup>.

[174] Pour ces deux projets, Énergir soumet qu'une demande d'autorisation spécifique selon l'article 73 de la Loi n'est pas requise malgré le dépassement de coûts au-delà du seuil applicable de 1,5 M\$, en considérant les énoncés de la Régie dans sa décision D-2010-032<sup>89</sup>.

[175] La Régie est satisfaite des justifications présentées par Énergir quant au dépassement de coûts.

[176] **Toutefois, si des situations comparables devaient se reproduire, la Régie demande à Énergir de l'en informer en temps opportun et de fournir les justifications détaillées des écarts de coûts.** La Régie déterminera alors si des renseignements additionnels sont requis pour juger du caractère prudemment acquis et utile des actifs à inclure à la base de tarification.

## **4.2 RAPPORT DE SUIVI ASSOCIÉ À L'ACTIVITÉ GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ**

[177] En suivi de la décision D-2014-032<sup>90</sup>, Énergir dépose les rapports portant sur l'utilisation de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (usine LSR) et la répartition des coûts entre l'activité réglementée et le client GM GNL. Elle présente également l'évolution de la demande du client GM GNL et l'impact sur le coût de maintien de la fiabilité pour l'année 2017.

---

<sup>88</sup> Pièces [B-0147](#), p. 4, et [B-0149](#), p. 3.

<sup>89</sup> [Pages 81 et 82](#).

<sup>90</sup> [Page 22](#).

[178] Pour 2017, Énergir indique n'avoir contracté aucun outil de maintien de la fiabilité, puisque les besoins en approvisionnement ont été établis selon la demande continue pour la journée de pointe et que la capacité d'entreposage de l'usine LSR n'est pas entièrement requise selon l'évaluation des besoins d'hiver extrême, avec ou sans la réservation à l'usine LSR par le client GM GNL.

[179] Le client GM GNL a utilisé le liquéfacteur 1 afin d'y retirer un volume de 25 554 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> jusqu'en avril 2017. À cette date, un deuxième liquéfacteur est entré en fonction à l'usine LSR, suivant des tests effectués en février et mars de la même année<sup>91</sup>.

[180] Le Distributeur précise que la facturation de la partie variable, soit celle des coûts des services, s'applique seulement aux volumes de GNL provenant du liquéfacteur 1 retirés par le client GM GNL du 1<sup>er</sup> octobre 2016 au 23 avril 2017. La facturation de la partie fixe couvre la période du 1<sup>er</sup> octobre 2016 au 30 septembre 2017, puisque le client GM GNL a utilisé l'usine LSR toute l'année<sup>92</sup>. Énergir indique que les coûts associés à l'activité de vente GNL, en particulier les coûts de distribution et d'équilibrage associés à l'utilisation du liquéfacteur 1 par le client GM GNL jusqu'en avril 2017, ont été établis selon les méthodes autorisées, et ce, conformément aux décisions D-2010-144 et D-2014-032.

[181] Selon ces méthodes, les coûts unitaires moyens de distribution et d'équilibrage sont établis à partir du profil d'utilisation totale de l'usine LSR. Ainsi, Énergir indique avoir déterminé le palier tarifaire de distribution au moyen du volume réel de liquéfaction du liquéfacteur 1, qui s'élevait à 40 425 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2016 au 30 septembre 2017. Pour l'équilibrage, le prix a été déterminé au moyen du profil global de liquéfaction réel du liquéfacteur 1 pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2015 au 30 septembre 2016, soit 43 682 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

[182] Le montant total facturé au client GM GNL s'élève à 9 887 000 \$, soit 4 251 000 \$ pour l'utilisation de l'usine LSR et 5 635 000 \$ pour les services variables tels que le transport, l'équilibrage, la distribution, la fourniture et le SPEDE<sup>93</sup>.

[183] Les coûts de l'utilisation de l'usine LSR et ceux des services associés aux volumes provenant du liquéfacteur 1 sont présentés en réduction du revenu requis pour les services

---

<sup>91</sup> Pièces [B-0184](#), p. 6, et [B-0185](#), p. 9.

<sup>92</sup> Pièce [B-0195](#), p. 81.

<sup>93</sup> Pièce [B-0054](#), p. 1.

de distribution, du transport et de l'équilibrage. Pour le liquéfacteur 2, le client GM GNL étant facturé conformément aux modalités des *Conditions de service et Tarif*<sup>94</sup>, les revenus associés aux volumes de vente sont intégrés à même les revenus des différents services et ne sont donc pas présentés en réduction du revenu requis<sup>95</sup>.

[184] Pour le service de distribution, Énergir indique que le client GM GNL a été assujéti au tarif D1 pendant la période de rodage (février et mars), le tarif D4 pendant le mois d'avril, et les tarifs D4 et D5 à compter du mois de mai 2017. Énergir a extrapolé le prix d'équilibrage basé sur le profil d'utilisation du liquéfacteur 1 par le client GM GNL pour la période allant d'octobre 2016 à avril 2017 et sur le profil d'utilisation projeté du liquéfacteur 2 pour la période d'avril à septembre 2017.

**[185] La Régie prend acte des différents suivis déposés par Énergir dans le cadre du présent dossier et s'en déclare satisfaite. Elle prend également acte des pièces déposées en suivi quant aux activités de vente de GNL.**

### 4.3 UTILISATION DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

[186] En suivi de la décision D-2014-077, Énergir présente un bilan détaillé des trois années du programme-pilote du Compte d'aide au soutien social (CASS). Ce bilan présente l'information relative aux ententes de paiement finalisées, les sommes payées ou engagées, ainsi que l'évolution du solde réel du CFR-CASS<sup>96</sup>.

[187] Pour l'an 1 du programme, 66 clients ayant pris une entente en 2014-2015, sur 203 clients intéressés, ont respecté leur entente. Les montants cumulatifs déboursés pour le règlement de ces ententes et les montants versés en tant que frais de gestion d'Option consommateurs (OC), sont respectivement de 58 388 \$ et 95 743 \$ au 30 septembre 2017.

[188] Énergir ne prévoit aucune somme à verser après le 30 septembre 2017 pour le règlement d'ententes de l'an 1 du programme. Ainsi, le montant total payé au 30 septembre 2017 pour l'année 1 du programme est de 154 131 \$.

---

<sup>94</sup> [En vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2017.](#)

<sup>95</sup> Pièce [B-0195](#), p. 81.

<sup>96</sup> Pièces [B-0093](#), p. 2, 6 et 9, et [B-0195](#), p. 17.

[189] Pour l'an 2 du programme, 38 clients ayant pris une entente en 2015-2016, sur 189 clients intéressés, ont respecté leur entente. Le montant cumulatif total déboursé pour le règlement de ces ententes est de 63 956 \$ au 30 septembre 2017, dont 63 367 \$ en 2017. Le montant versé en tant que frais de gestion d'OC est de 72 198 \$ au 30 septembre 2017.

[190] Énergir prévoit un montant de 4 131 \$ pour le règlement, après le 30 septembre 2017, des ententes de paiement en cours de sept clients. Ainsi, le montant total payé ou engagé au 30 septembre 2017 pour l'an 2 du programme est de 140 285 \$.

[191] Pour l'an 3 du programme, 152 clients ont manifesté leur intérêt et aucune des ententes prises en 2016-2017 n'est finalisée au 30 septembre 2017. Les frais de gestion versés à OC s'élèvent à 52 881 \$. Énergir prévoit un montant de 73 065 \$ pour le règlement, après le 30 septembre 2017, des 53 ententes qui sont en cours de paiement.

[192] Ainsi, le montant total payé ou engagé au 30 septembre 2017 pour l'an 3 du programme est de 125 946 \$.

[193] Énergir présente également l'évolution du solde réel du CFR-CASS entre le 30 septembre 2016 et le 30 septembre 2017. Elle précise que, pour les ententes de paiement, les montants imputés au CFR sont basés sur la date de déboursé des ententes<sup>97</sup>. De plus, le solde réel du CFR au 30 septembre 2017 relatif aux règlements d'ententes inclut un montant de 8 920 \$, présenté à titre d'ajustements à effectuer à l'an 4<sup>98</sup>.

**[194] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2014-077 relié au programme-pilote CASS et s'en déclare satisfaite.**

**[195] Afin de faciliter le suivi des montants déboursés et engagés ainsi que la conciliation du solde réel du CFR-CASS, la Régie demande à Énergir, à compter du rapport annuel 2018, d'ajouter des colonnes aux tableaux des pages 2, 6 et 9 de la pièce B-0093, afin de présenter distinctement les montants engagés et ceux payés.**

**[196] De plus, pour les montants engagés au 30 septembre de l'année visée par le rapport annuel et qui seront payés subséquemment, la Régie demande à Énergir de présenter distinctement les règlements d'ententes et les frais de gestion d'OC.**

---

<sup>97</sup> Pièce [B-0195](#), p. 17.

<sup>98</sup> Pièce [B-0195](#), p. 15.

#### 4.4 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

[197] Énergir présente les suivis annuels suivants, à la suite de décisions de la Régie :

- flexibilité tarifaire : biénergie et mazout;
- rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint (concurrence et saisonnier);
- transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise;
- défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers;
- niveau de saturation du réseau par région;
- transaction d'échange de 82 000 GJ/jour;
- diversification des indices d'achats de fourniture;
- stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage d'Union Gas;
- gestion des préavis de sortie du service de transport du Distributeur ;
- rapports relatifs au SPEDE et évolution du CFR.

[198] **La Régie prend acte de ces suivis.**

#### 5. COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES DE LONG TERME

[199] Dans la décision D-2017-092<sup>99</sup>, la Régie fixait l'ensemble des coûts marginaux de prestation de services de long terme (CMPSLT) qu'elle retenait à compter de la date de cette décision, pour les extensions de réseau et les ajouts de charge. Elle indiquait également que des mises à jour périodiques de la valeur des paramètres pourraient être proposées par Énergir dans le cadre des dossiers de rapport annuel.

---

<sup>99</sup> [Page 38](#), par. 157.

[200] Au présent dossier, le Distributeur juge pertinent de mettre à jour les CMPSLT en vigueur considérant qu'ils sont, pour la plupart, basés sur les données de l'année financière 2013.

[201] Énergir demande donc à la Régie de mettre à jour et de fixer les CMPSLT afin de permettre leur application à compter de l'année financière 2018-2019. Le Distributeur mentionne, à l'appui de sa demande, que la mise à jour qu'il propose s'applique uniquement à la valeur des paramètres et ne modifie en rien la méthodologie de détermination des CMPSLT.

[202] La Régie constate que la valeur des paramètres des CMPSLT est mise à jour en fonction des données disponibles au moment du dépôt du présent dossier. Elle constate également que pour les rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs », le Distributeur ajoute un facteur de pondération au calcul de la valeur de ces deux rubriques.

[203] La Régie considère que l'ajout d'un facteur de pondération représente un changement dans la méthodologie utilisée pour la détermination des CMPSLT et ne consiste pas en une simple mise à jour de la valeur des paramètres. Or, dans sa décision D-2017-092<sup>100</sup>, la Régie indiquait qu'un dossier tarifaire ou un dossier spécifique étaient le bon forum pour proposer un changement à cette méthodologie.

[204] La Régie note qu'il n'y a aucun élément au présent dossier permettant de justifier l'examen d'un changement à la méthodologie de détermination des CMPSLT. **De ce fait, la Régie refuse la mise à jour demandée par Énergir pour les rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs » et maintient les montants fixés dans sa décision D-2017-092.**

[205] **Conformément à sa décision D-2017-092, la Régie renvoie au dossier R-4018-2017 Phase 2 l'examen du changement de méthodologie pour la détermination des CMPSLT pour les rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs ». Elle ordonne à Énergir d'y déposer les éléments requis à cette fin.**

---

<sup>100</sup> [Page 38](#), par. 157.



[206] Dans ce contexte, la Régie fixe comme suit les CMPSLT pour les extensions du réseau et les ajouts de charge :

**TABLEAU 7**  
**COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES DE LONG TERME**  
**EXTENSION DE RÉSEAU**

	Résidentielle		CII		VGE	
	Année 1	Année 2 et +	Année 1	Année 2 et +	Année 1	Année 2 et +
<b>RUBRIQUE</b>						
Envoi de la lettre de confirmation d'abonnement	0,92 \$	0,09 \$	0,92 \$	0,09 \$	0,92 \$	- \$
Enquête de crédit faite à l'interne	- \$	- \$	23,42 \$	2,34 \$	23,42 \$	- \$
Saisie d'un nouveau contrat	26,68 \$	2,67 \$	30,64 \$	3,06 \$	39,69 \$	- \$
Saisie d'un nouveau contrat - comptes majeurs	- \$	- \$	56,25 \$	- \$	- \$	- \$
Ouverture d'un dossier de facturation	6,64 \$	0,66 \$	6,64 \$	0,66 \$	6,64 \$	- \$
Envoi d'une facture	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$
Encaissement d'un paiement	0,83 \$	0,83 \$	1,47 \$	1,47 \$	1,02 \$	1,02 \$
Traitement d'un appel client standard	13,48 \$	13,48 \$	13,48 \$	13,48 \$	- \$	- \$
Relève de compteur	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$
Mauvaises créances	2,83 \$	2,83 \$	13,75 \$	13,75 \$	289,43 \$	289,43 \$
Recouvrement et perception	5,08 \$	5,08 \$	24,14 \$	24,14 \$	- \$	- \$
Entretien préventif - branchement	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$
Entretien correctif - branchement	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$
Traitement de la demande PRC	20,10 \$	- \$	21,92 \$	- \$	- \$	- \$
Total Compteurs, Mesurage et Télémétrie	3,76 \$	3,76 \$	14,61 \$	14,61 \$	476,00 \$	476,00 \$
Maintien de la clientèle - comptes majeurs	- \$	- \$	39,05 \$	39,05 \$	- \$	- \$
Maintien de la clientèle - VGE	- \$	- \$	- \$	- \$	1 687,55 \$	1 687,55 \$
Gestion des contrats d'approvisionnement	1,73 \$	1,73 \$	28,92 \$	28,92 \$	90,99 \$	90,99 \$
<b>TOTAL</b>	<b>127,50 \$</b>	<b>76,58 \$</b>	<b>320,66 \$</b>	<b>187,02 \$</b>	<b>2 661,11 \$</b>	<b>2 590,44 \$</b>
Entretien préventif - Conduites	0,25 \$/m		0,25 \$/m		0,25 \$/m	
Entretien correctif - Consuites	0,41 \$/m		0,41 \$/m		0,41 \$/m	
<b>Total</b>	<b>0,66 \$/m</b>		<b>0,66 \$/m</b>		<b>0,66 \$/m</b>	

Tableau établi à partir de la pièce [B-0029](#) annexe 1, p. 1 à 3.

**TABLEAU 8**  
**COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES DE LONG TERME**  
**AJOUTS DE CHARGE**

	Année 1	Année 2 et subséquentes
<b>Résidentielle</b>	<b>46,78 \$</b>	-
- saisie d'un nouveau contrat	26,68 \$	-
- traitement d'une demande de PRC	20,10 \$	-
<b>CII</b>	<b>75,98 \$</b>	-
- saisie d'un nouveau contrat	30,64 \$	-
- traitement d'une demande de PRC	21,92 \$	-
- enquête de crédit fait à l'interne	23,42 \$	-
<b>VGE</b>	<b>68,30 \$</b>	<b>5,19 \$</b>
- saisie d'un nouveau contrat	39,69 \$	-
- traitement d'une demande de PRC	23,42 \$	-
- ajout de ligne cellulaire pour passage à la téléométrie	5,19 \$	5,19 \$

Tableau établi à partir de la pièce [B-0029](#) annexe 2.

[207] Sous réserve d'une décision à venir dans le dossier R-4018-2017 Phase 2 quant aux changements de méthodologie pour la détermination des CMPSLT pour les rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs », la Régie ordonne à Énergir d'utiliser, à compter de l'année financière 2018-2019, les coûts marginaux de prestations de service de long terme apparaissant au tableau 7, pour toute analyse de rentabilité d'un projet d'extension de réseau, d'un projet de raccordement de client, ainsi que pour l'analyse de rentabilité globale de son plan de développement.

[208] La Régie ordonne également à Énergir d'utiliser, à compter de l'année financière 2018-2019, les coûts marginaux de prestations de service de long terme apparaissant au tableau 8, pour toute analyse de rentabilité d'un projet d'ajout de charge chez un client existant.

## 6. DÉTAILS COMPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS FINANCIERS NON CONSOLIDÉS

[209] Énergir demande le retrait, à compter du rapport annuel 2018, des pages de la pièce « Détails complémentaires sur les états financiers non consolidés en date du 30 septembre 20XX » pour lesquelles les informations sont présentées dans d'autres sections du dossier du rapport annuel.

[210] **Considérant qu'Énergir continuera à présenter ces informations ailleurs dans le dossier du rapport annuel, la Régie accueille la demande du Distributeur.**

[211] **La Régie prend acte du retrait, à compter du rapport annuel 2018, des pages de la pièce « Détails complémentaires sur les états financiers non consolidés en date du 30 septembre 20XX » pour lesquelles les informations sont présentées dans d'autres sections du dossier du rapport annuel, tout en conservant la portion de cette pièce portant sur le détail des transactions entre apparentées et sur les comptes à recevoir (comptes à payer) de sociétés apparentées.**

## 7. CONFIDENTIALITÉ

[212] Énergir demande à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel de certains renseignements. Les demandes de traitement confidentiel sont accompagnées de déclarations sous serment.

[213] Aucun intervenant ne s'oppose à ces demandes d'ordonnances de traitement confidentiel.

[214] L'article 30 de la Loi prévoit ce qui suit :

*« La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert ».*

[215] Cet article prévoit une exception à la règle générale selon laquelle les audiences ont un caractère public. Il incombe à celui qui demande une ordonnance de traitement confidentiel de démontrer que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

[216] Aux fins du présent dossier, la Régie prend en considération la nature des renseignements visés par la demande et le préjudice auquel Énergir serait exposée, selon les déclarations sous serment déposées au dossier<sup>101</sup>.

## **7.1 GESTION DES INVENTAIRES ET VENTES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ**

### ***Informations caviardées de la pièce B-0058<sup>102</sup> (révisée B-0185)***

[217] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés présentés à la pièce B-0058 (révisée B-0185) pour une durée de dix ans, à l'issue de laquelle les informations commerciales faisant l'objet de la demande d'ordonnance de traitement confidentielle seront obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel.

[218] En ce qui a trait aux renseignements caviardés de la pièce B-0058, qui portent sur la gestion des inventaires ainsi que sur les ventes de GNL effectuées par GM GNL à partir du train de liquéfaction numéro 2 de l'usine LSR, monsieur Martin Imbleau indique, dans sa déclaration sous serment, qu'ils sont de nature commerciale et stratégique, ce qui, s'ils étaient divulgués au public, porterait atteinte aux négociations contractuelles de GM GNL et à sa position concurrentielle et lui causerait un préjudice commercial.

**[219] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Imbleau, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0058 (révisée B-0185). Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée de 10 ans.**

---

<sup>101</sup> Les déclarations sous serment sont déposées comme pièces B-0005 à B-0011, B-0147 et B-0149.

<sup>102</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0057 (révisée B-0186).

## 7.2 REVENUS, COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ET AUTRES INFORMATIONS

*Informations caviardées de la pièce B-0060<sup>103</sup> (révisée B-0154 et B-0187), B-0069<sup>104</sup> (révisée B-0156 et B-0189), pièce B-0071, informations caviardées des pièces B-0079<sup>105</sup> (révisée B-0191) et B-0074<sup>106</sup>*

[220] Énergir soumet que les renseignements caviardés de la pièce B-0060 (révisée B-0154 et B-0187) contiennent les prix ou les informations permettant de les déduire, consentis par des tiers pour des transactions d'échange entre des points géographiques ou des achats de capacités de transport. Elle affirme que ces informations caviardées sont de nature commerciale et leur divulgation pourrait porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[221] En ce qui a trait aux renseignements caviardés de l'annexe 1 de la pièce B-0069 (révisée B-0189), le Distributeur indique que ces informations présentent le détail de chaque transaction d'optimisation financière sujette à bonification, dont le détail des revenus générés par ces transactions. Or, ces informations étant également de nature commerciale, leur divulgation pourrait porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[222] Quant à la pièce B-0071, elle énumère les transactions de gaz d'appoint effectuées au cours du dernier exercice. Cette pièce comporte des renseignements qui sont de nature à permettre d'identifier les clients visés par ces transactions. Dans ce contexte, le Distributeur soumet que le caractère privé de ces renseignements milite en faveur de leur traitement confidentiel.

[223] En ce qui a trait aux informations caviardées de la pièce B-0079 (révisée B-0191), Énergir indique qu'elles contiennent les caractéristiques de transactions d'achats de gaz naturel entre Énergir et des entités apparentées, dont, entre autre, les prix consentis par ces dernières. Ces informations sont de nature commerciale et si elles étaient divulguées,

---

<sup>103</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0059 (révisée B-0155 et B-0188).

<sup>104</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0070 (révisée B-0157 et B-0190).

<sup>105</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0080 (révisée B-0192).

<sup>106</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0075.

elles pourraient porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[224] Finalement, en ce qui a trait aux informations caviardées de la pièce B-0074, Énergir soumet y avoir eu accès, mais qu'elles sont protégées par des ententes de confidentialité exigées par leur fournisseur. Ainsi, la divulgation de ces informations caviardées contreviendrait à ces ententes de confidentialité et, notamment, nuirait aux relations futures qu'Énergir devra entretenir avec les fournisseurs de ces informations.

**[225] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Regnault, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0060 (révisée B-0154 et B-0187) et B-0069 (révisée B-0156 et B-0189), ainsi que de la pièce B-0071 et des informations caviardées de la pièce B-0079<sup>107</sup> (révisée B-0191). Elle en interdit par ailleurs la divulgation, la publication et la diffusion pour une période de 10 ans.**

**[226] La Régie accueille également la demande d'Énergir relative au traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0074 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.**

### **7.3 INFORMATIONS RELATIVES AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT**

[227] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements suivants relatifs aux coûts de projets d'investissement faisant l'objet de suivis, soit :

- le tableau de la page 3 et l'information caviardée de la page 4 de la pièce B-0103<sup>108</sup>;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0106<sup>109</sup>;
- les tableaux des pages 2 à 4 de la pièce B-0108<sup>110</sup>;

---

<sup>107</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0080 (révisée B-0192).

<sup>108</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0104.

<sup>109</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0107.

<sup>110</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0109.

- le tableau de la page 3 de la pièce B-0110<sup>111</sup>;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0114<sup>112</sup>;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0117<sup>113</sup>;
- le tableau et les informations caviardées de la page 3 de la pièce B-0119<sup>114</sup>.

[228] Au soutien de sa demande de traitement confidentiel, Énergir dépose une déclaration sous serment de monsieur Dave Rhéaume dans laquelle il indique que le Distributeur a demandé, dans les dossiers requérant l'autorisation de la Régie, afin de procéder aux investissements dont font état ces pièces, que ces renseignements et tableaux soient traités de façon confidentielle, puisqu'il devait s'engager dans un processus d'appel de propositions.

[229] Monsieur Rhéaume soumet que dans chacun des dossiers visés, la Régie s'est dite satisfaite des explications fournies au soutien des demandes de traitement confidentiel et a interdit la divulgation, la publication et la diffusion de ces renseignements et tableaux jusqu'à ce que le projet d'investissement soit complété. Il ajoute qu'en date du 20 décembre 2017, aucun des projets d'investissement faisant l'objet des suivis contenus aux pièces énumérées précédemment n'est complété. Ainsi, le traitement confidentiel des renseignements énumérés vise à éviter que les entrepreneurs concernés n'ajustent leurs coûts en fonction de ces informations.

**[230] Pour ce motif, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des informations énumérées au paragraphe 227. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à ce que chacun des projets visés par ces pièces soit complété.**

---

<sup>111</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0111.

<sup>112</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0115.

<sup>113</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0118.

<sup>114</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0120.

#### **7.4 MODERNISATION DE LA SOLUTION INFORMATIQUE UTILISÉE POUR LA GESTION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS**

[231] Énergir demande à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel des informations caviardées, ainsi que le tableau relatif aux coûts du projet de modernisation, de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers à la pièce B-0112<sup>115</sup> (révisée B-0193). Elle demande également d'ordonner le traitement confidentiel des informations caviardées de la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy, déposée au soutien de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel comme pièce B-0008<sup>116</sup>.

[232] En réponse à la question 1 de la DDR n° 4 de la Régie<sup>117</sup>, Énergir précise les motifs pour lesquels les informations caviardées de la pièce B-0008 devraient être traitées de façon confidentielle.

**[233] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Roy, ainsi que ceux invoqués en réponse à la question 1 de la DDR n° 4 de la Régie, cette dernière accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés et du tableau relatif aux coûts du projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers à la pièce B-0112, ainsi que des informations caviardées de la pièce B-0008 et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une période d'une durée indéterminée.**

#### **7.5 SUIVIS ADMINISTRATIFS PORTANT SUR DES PROJETS D'INVESTISSEMENT**

[234] Le 31 janvier 2018, Énergir dépose deux pièces ayant préalablement été déposées à la Régie en suivi administratif en septembre et octobre 2017. Elle demande le traitement confidentiel des informations caviardées présentées à ces pièces, soit B-0147<sup>118</sup> (projet de relocalisation de la conduite du pont Lamarche entre Candiac et Delson) et B-0149<sup>119</sup>

---

<sup>115</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0113 (révisée B-0194).

<sup>116</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0007.

<sup>117</sup> Pièce [B-0206](#), dont une version confidentielle est déposée comme pièce B-0207.

<sup>118</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0146.

<sup>119</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0148.



(projet d'extension de réseau à Huntingdon). Au soutien de sa demande, elle invoque les motifs énoncés aux déclarations sous serment qui les accompagne.

[235] En ce qui a trait à la pièce B-0147, monsieur David D'Amboise indique, dans sa déclaration sous serment que, considérant les montants liés au projet d'investissement visé, Énergir a lancé un appel de propositions afin d'obtenir le meilleur prix possible et a retenu un des soumissionnaires pour agir comme entrepreneur sur le projet. Or, un tel exercice serait dépourvu de toute valeur si le soumissionnaire retenu connaissait la ventilation des coûts qu'en a faite Énergir, plus particulièrement les sommes prévues au niveau de la contingence. La divulgation de ces informations permettrait au soumissionnaire sélectionné d'ajuster ses travaux de manière à revoir les coûts à la hausse.

[236] Quant à la pièce B-0149, monsieur Stéphane Santerre affirme, dans sa déclaration sous serment, qu'en septembre 2017, Énergir et l'entrepreneur ayant effectué les travaux relatifs au projet ont convenu d'une entente de règlement à la suite d'un désaccord les opposant quant à une portion des coûts du projet. Cette entente contient une clause de confidentialité qui empêche les parties de divulguer le montant du règlement.

**[237] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur D'Amboise, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0147 et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion, jusqu'à ce que le projet soit complété.**

**[238] De même, pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Santerre, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0149 et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une période d'une durée indéterminée.**

## **7.6 ÉTATS FINANCIERS ET AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES**

[239] Énergir dépose, sous pli confidentiel, les états financiers et autres informations financières des pièces suivantes :

- informations caviardées de la pièce B-0017<sup>120</sup>;
- informations caviardées de la pièce B-0121<sup>121</sup>;
- pièces B-0123 à B-0132.

[240] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0017 et B-0121, ainsi que le traitement confidentiel des pièces B-0123 à B-0132, au motif que la communication des informations visées entraînerait la divulgation au public d'informations financières qui doivent demeurer confidentielles. Dans sa déclaration sous serment au soutien de cette demande, madame Chantal Vermette affirme que ces renseignements ne sont pas connus du public et que leur divulgation risquerait de causer un préjudice commercial à Énergir et ses filiales.

[241] Selon la déclaration sous serment, le traitement confidentiel devrait être ordonné pour une durée de dix ans, soit jusqu'à ce que les données de nature financière deviennent obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel.

**[242] Pour les motifs exposés à la déclaration sous serment de madame Vermette, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0017 et B-0121 ainsi que des pièces B-0123 à B-0132, et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une durée de dix ans.**

## **7.7 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE**

[243] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0094<sup>122</sup> (révisée B-0160) ainsi que de la pièce B-0096. Ces pièces contiennent respectivement les indices de suivi relatifs au SPEDE pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2016 au 30 septembre 2017, ainsi que le suivi de l'évolution du CFR lié au SPEDE.

[244] Énergir indique que ces informations doivent être traitées de façon confidentielle car il s'agit de renseignements de nature stratégique portant sur les unités d'émission et

---

<sup>120</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0018.

<sup>121</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0122.

<sup>122</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0095 (révisée B-0161).

les crédits compensatoires achetés dans le cadre des ventes aux enchères ou en vertu des transactions de gré à gré, ainsi que le détail des transactions effectuées (prix et quantité) entre le 1<sup>er</sup> octobre 2016 et le 30 septembre 2017.

[245] Le Distributeur dépose à cet effet une déclaration sous serment de monsieur Vincent Pouliot<sup>123</sup>, dans laquelle il affirme que la divulgation des renseignements des pièces visées par la présente section pourrait porter gravement atteinte aux futures négociations d'Énergir ou aux actions posées par cette dernière, en permettant à d'autres acteurs susceptibles d'intervenir dans le cadre du SPEDE d'ajuster leur positionnement en conséquence, et donc, de lui causer un préjudice commercial, et ce, au détriment de la clientèle.

[246] Le Distributeur soutient que la divulgation de ces renseignements serait contraire aux exigences prévues au premier paragraphe de l'article 51 du *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*<sup>124</sup>, lequel ne précise pas de délai à l'échéance duquel la divulgation serait permise.

**[247] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Pouliot, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0094 (révisée B-0160) ainsi que de la pièce B-0096. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une période d'une durée indéterminée.**

## 7.8 RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS

[248] Les 5 et 13 avril 2018, Énergir dépose, sous pli confidentiel, certaines réponses à la DDR n° 1 de la Régie<sup>125</sup> ainsi que ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie<sup>126</sup> et demande leur traitement confidentiel, aux motifs invoqués aux déclarations sous serment préalablement déposées au dossier :

---

<sup>123</sup> Pièce [B-0006](#).

<sup>124</sup> [RLRQ c. Q-2, r. 46.1](#).

<sup>125</sup> Pièce [B-0171](#) (révisée B-0195). Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0172 (révisée B-0196).

<sup>126</sup> Pièce B-0197 (pièce confidentielle).

- le tableau des coûts contenu à la réponse à la question 5.2 de la DDR n° 1, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Rhéaume<sup>127</sup> et ce, pour la même durée;
- les informations caviardées contenues à la réponse à la question 26.3 de la DDR n° 1, pour les motifs invoqués aux paragraphes 3 à 8 et 17 et 18 de la déclaration sous serment de monsieur Regnault<sup>128</sup> et ce, pour la même durée;
- les informations caviardées contenues aux réponses aux questions 29.2, 30.2, 31.1 et 31.3 de la DDR n° 1, pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Imbleau<sup>129</sup> et ce, pour la même période de temps que celle mentionnée à ladite déclaration sous serment;
- la pièce B-0197 présentant les réponses aux questions de la DDR n° 2, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Roy<sup>130</sup> et ce, pour la même durée que celle indiquée à ladite déclaration.

[249] Le 5 mai 2018, Énergir dépose également certaines réponses à la DDR n° 4 de la Régie à la pièce B-0206<sup>131</sup> sous pli confidentiel et lui demande de rendre une ordonnance de traitement confidentiel à leur égard et ce, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Roy<sup>132</sup>, pour la même durée qu'énoncée à cette déclaration.

**[250] Considérant les ordonnances de traitement confidentiel rendues relativement aux renseignements et aux pièces énoncés à la section 7 de la présente décision, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0171 (révisée B-0195), ainsi que de la pièce B-0197, et les informations caviardées de la pièce B-0206. La Régie en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées suivantes :**

- **le tableau des coûts contenu à la réponse à la question 5.2, jusqu'à ce que le projet soit complété;**
- **les informations caviardées contenues à la réponse à la question 26.3, pour une période de 10 ans;**

---

<sup>127</sup> [Pièce B-0010.](#)

<sup>128</sup> [Pièce B-0005.](#)

<sup>129</sup> [Pièce B-0009.](#)

<sup>130</sup> [Pièce B-0007.](#)

<sup>131</sup> Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0207.

<sup>132</sup> Pièce [B-0007.](#)

- **les informations caviardées contenues aux réponses aux questions 29.2, 30.2, 31.1 et 31.3, pour une durée de 10 ans;**
- **la pièce B-0197, pour une période d'une durée indéterminée;**
- **les informations caviardées de la pièce B-0206, pour une période d'une durée indéterminée.**

[251] **Vu ce qui précède;**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE**, en partie, la présente demande;

**PREND ACTE** du fait que, conformément à la décision D-2015-045 :

- un trop-perçu de 21 001 000 \$, relié au service de distribution, sera partagé entre les associés et la clientèle d'Énergir;
- un trop-perçu de 288 000 \$, relié aux activités de GNL, devra être remboursé à la clientèle;
- un trop-perçu de 409 000 \$, relié à l'erreur de catégorisation des véhicules fourgonnettes, devra être remboursé à la clientèle;

**RÉSERVE** sa décision sur les montants d'un trop-perçu reliés au service de transport, d'un trop-perçu relié au service de fourniture et d'un manque à gagner relié au service d'équilibrage;

**ORDONNE** à Énergir de déposer l'ensemble des pièces révisées, tel que prévu dans la présente décision, au plus tard le **10 août 2018 à 12 h**;

**PREND ACTE** d'un trop-perçu de 44 000 \$ relié au service du SPEDE ainsi que son attribution à la clientèle;

**PREND ACTE** de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;

**PREND ACTE** du fait qu'Énergir a été en mesure de réaliser l'incitatif à la performance du Plan global en efficacité énergétique de manière à lui donner droit à une bonification de rendement de 1 M\$;

**APPROUVE** une bonification de 25 433 \$, reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation du plan d'approvisionnement d'Énergir;

**FIXE** les coûts marginaux de prestation de services long terme tels que présentés à la section 5 de la présente décision et **PERMET** leur application à compter de l'année financière 2018-2019;

**AUTORISE** Énergir à mettre fin aux suivis suivants :

- projet visant l'acquisition de conduites de Pétrumont et leur raccordement au réseau d'Énergir (suivi de la décision D-2016-101);
- projet d'extension de réseau à Drummondville (secteur Saint-Nicéphore) (suivi de la décision D-2017-040);
- présentation au rapport annuel des montants engagés dans les années précédentes et payés au cours de l'année tarifaire visée par le rapport annuel et des montants engagés et payés au cours de l'année tarifaire visée par le rapport annuel (suivi de la décision D-2013-106).

**APPROUVE** les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues par Énergir avec des sociétés apparentées, telles que présentées à la section 2.3.4 de la présente décision;

**PREND ACTE** du retrait, à compter du rapport annuel 2018, des pages de la pièce « Détails complémentaires sur les états financiers non consolidés en date du 30 septembre 20XX » pour lesquelles les informations sont présentées ailleurs dans le dossier du rapport annuel, tout en conservant la portion de cette pièce portant sur le détail des transactions entre apparentées et sur les comptes à recevoir (comptes à payer) de sociétés apparentées;

**PREND ACTE** des différents suivis déposés par Énergir dans le cadre du présent dossier et s'en déclare satisfaite;

**ACCUEILLE** les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des pièces indiquées à la section 7 de la présente décision et **INTERDIT** leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées spécifiées à ladite section;

**RÉITÈRE** les autres conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Simon Turmel  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

Louise Pelletier  
Régisseur

**Représentants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;**

**Énergir, s.e.c. représentée par M<sup>e</sup> Marie Lemay Lachance et M<sup>e</sup> Vincent Locas;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler.**