D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2019-124	R-4079-2018	9 octobre 2019

PRÉSENTES :

Louise Rozon
Françoise Gagnon
Sylvie Durand
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

Décision sur le fond et sur les demandes de traitement confidentiel

Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2018

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.
représentée par Me Vincent Locas et Me Philip Thibodeau.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 6

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE 7

2.1 Base de tarification et additions 11
2.2 Frais généraux corporatifs 14
2.3 Résultats des indices de maintien de la qualité de service 19
2.4 Plan d'approvisionnement 20
2.5 Rentabilité du plan de développement 32
2.6 Programmes commerciaux 40

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 46

3.1 Établissement des frais reportés relatifs au pgeé 46
3.2 Rapport annuel des programmes et des activités en efficacité énergétique 46

4. SUIVIS 49

4.1 Suivis des projets de développement 49
4.2 Autres suivis annuels à la suite de décisions de la Régie 52
4.3 Utilisation du compte d'aide au soutien social 55
4.4 Rapport de suivi associé à l'activité gaz naturel liquéfié 56

5. RENCONTRE D'INFORMATION 75

5.1 Proposition du Distributeur de tenir une rencontre d'information après le dépôt du rapport annuel 75

6. CONFIDENTIALITÉ 77

6.1 Gestion des inventaires et ventes de GNL 77
6.2 Informations relatives aux projets d'investissement 77
6.3 États financiers et autres informations financières 79
6.4 Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission 80
6.5 Revenus, coûts d'approvisionnement et autres informations 81
6.6 Modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers 83
6.7 Réponses aux DDR 83

DISPOSITIF **85**

LISTE DES ACRONYMES **89**

1. INTRODUCTION

[1] Le 20 décembre 2018, 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*[1] (la Loi), une demande d'examen de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2018 (la Demande). Elle propose de tenir une séance d'information visant à présenter le rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2018 (Rapport annuel 2018) au personnel de la Régie et aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire R-3987-2017.

[2] Le 10 janvier 2019, la Régie informe Énergir et les intervenants du dossier tarifaire R-3987-2017 qu'elle entend procéder à l'examen de la Demande par voie de consultation. Elle avise les personnes intéressées, qui désirent intervenir au présent dossier, qu'elles doivent déposer une demande à cette fin au plus tard le 6 février 2019. Celles qui prévoient présenter une demande de paiement de frais devront également déposer un budget de participation.

[3] Le 30 janvier 2019, Énergir présente son Rapport annuel 2018 au personnel de la Régie et aux intervenants du dossier tarifaire R-3987-2017.

[4] Le 6 février 2019, SÉ-AQLPA dépose une demande d'intervention accompagnée de son budget de participation. Le 11 février 2019, le Distributeur dépose ses commentaires relatifs à cette demande ainsi que certaines pièces révisées.

[5] Le 22 février 2019, la Régie rend sa décision procédurale D-2019-021[2], par laquelle elle rejette la demande d'intervention de SÉ-AQLPA et ordonne au Distributeur de payer les frais pour la séance de travail du 30 janvier 2019.

[6] Le 5 avril 2019, le Distributeur dépose une demande amendée ainsi que ses réponses à la demande de renseignements (DDR) nº 1 de la Régie, dont certaines sous pli confidentiel.

---

1 RLRQ, c. R-6.01.

2 Décision D-2019-021, p. 6, par. 10.

[7] Le 14 mai 2019, Énergir dépose une demande réamendée ainsi que ses réponses aux DDR nos 2 et 3 de la Régie, dont certaines sous pli confidentiel.

[8] Le 6 juin 2019, Énergir dépose ses réponses à la DDR no 4 de la Régie.

[9] Le 11 juillet 2019, Énergir dépose ses réponses à la DDR no 5 de la Régie, dont certaines sous pli confidentiel.

[10] Le 18 septembre 2019, Énergir dépose ses réponses à la DDR no 6 de la Régie, sous pli confidentiel.

[11] La présente décision porte sur la troisième demande réamendée d'Énergir et sur les demandes de traitement confidentiel[3].

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[12] Pour l'année tarifaire 2018, Énergir établit le revenu net d'exploitation permissible à 134,0 M$, lequel découle du taux moyen du coût en capital autorisé de 6,33 % appliqué au montant réel de 2 117,5 M$ de la base de tarification[4]. Le revenu net d'exploitation réalisé étant de 169,4 M$ pour 2018, l'écart représente un trop-perçu global de 35,3 M$ après impôts, tel que présenté au tableau suivant.

---

3 Pièce B-0173.
4 Pièce B-0046.

TABLEAU 1
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2017

Résultats financiers *(en milliers de $)*	**2018**	**2017 final**
Revenu net d'exploitation réel	169 361	133 443
Revenu net d'exploitation permissible	134 036	131 437
	35 325	2 006
Impôts présumés sur le revenu	12 884	735
Trop-perçu (manque à gagner) avant impôts	**48 209**	**2 741**
Part des clients	35 681	(5 619)
Part d' Énergir	12 528	8 360

Tableau établi à partir de la pièce B-0046 et de la pièce B-0215, p. 10 du dossier R-4024-2017. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[13] Le service de distribution présente un trop-perçu de 37,5 M$, dont un montant de 0,3 M$ issu d'un manque à gagner au tarif de réception et attribué à la clientèle. Le solde restant du trop-perçu de 37,8 M$ est partagé entre la clientèle et Énergir, conformément à la décision D-2015-045[5].

[14] Les services de transport, de fourniture et du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) présentent respectivement un trop-perçu de 27,5 M$, 0,7 M$ et 0,03 M$. Le service d'équilibrage présente un manque à gagner de 17,5 M$[6]. 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[7] et D-2014-171[8].

[15] Après la prise en compte du partage du trop-perçu du service de distribution, de la bonification de 0,3 M$ liée aux transactions d'optimisation financières pour les services de

---

5 Dossier R-3879-2014 Phase 3, décision D-2015-045, p. 8, par. 23.
6 Pièce B-0046.
7 Dossier R-3809-2012 Phase 3, décision D-2013-054, p. 9, par. 19.
8 Dossier R-3879-2014 Phase 3, décision D-2014-171, p. 24, par. 114.

transport et d'équilibrage, Énergir établit le taux de rendement sur les capitaux propres et le taux moyen du coût en capital, respectivement à 9,94 % et 6,73 %[9].

[16] Énergir explique ci-après les résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections.

Distribution

[17] Le trop-perçu de 37,5 M$ du service de distribution découle principalement de la hausse de la consommation, plus particulièrement dans le marché des petits et moyens débits.

[18] À la suite d'une DDR de la Régie, le Distributeur explique que l'écart favorable de 41,9 M$ des revenus de distribution provient en majeure partie (34,5 M$) de la consommation au tarif D_1. Il attribue cette hausse à une conjoncture économique plus favorable qu'anticipée au moment de produire le rapport annuel ainsi qu'à une maturation des nouvelles ventes supérieures à la prévision budgétaire. Cependant, le Distributeur précise qu'il ne possède pas en ce moment la capacité de faire un rapprochement entre les données réelles et les données projetées sur la base des axes d'analyses demandés par la Régie en DDR[10].

[19] Par ailleurs, une analyse des données présentées par Énergir démontre, pour le tarif D_1, une augmentation des volumes de 6,26 % par rapport à une augmentation du nombre de clients de 1,63 %[11].

Transport

[20] Le trop-perçu de 27,5 M$, réalisé au service de transport, est occasionné par la hausse des volumes transportés jumelée à la baisse du coût moyen d'approvisionnement de ce service.

---

9 Pièces B-0020 et B-0041, p. 2.
10 Pièce B-0164, p. 3, réponse 2.1.
11 Variations calculées à partir de la pièce B-0051, p. 6, tableau 2.

Équilibrage

[21] Le manque à gagner de 17,5 M$, réalisé au service d'équilibrage, est principalement le résultat de la baisse des volumes de ventes d'outils de transport *Short Haul* (SH) par rapport à ce qui avait été prévu ainsi que par la hausse du coût d'équilibrage découlant de la fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel telle qu'approuvée dans la décision D-2015-177[12].

Dépenses d'exploitation

[22] L'augmentation de 2,4 M$ des dépenses d'exploitation s'explique principalement par les situations d'urgence dues aux grands froids de l'hiver, l'augmentation des demandes de localisation, la hausse des demandes de stationnaires en lien avec le grand nombre de chantiers de construction, ainsi que l'implantation de plusieurs règles relatives à la santé et à la sécurité au travail visant à assurer la sécurité des techniciens lors de leurs opérations sur le terrain. Ces éléments ont contribué à créer une pression à la hausse sur les dépenses de ce secteur.

Amortissement des frais reportés et des actifs intangibles

[23] La diminution de 2,6 M$ de la dépense d'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles s'explique principalement par le nouvel échéancier dans la mise en service du projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers. Ainsi, les investissements de ce projet n'ont pas commencé à être amortis au cours de l'exercice financier 2018 (-1,8 M$), et le solde d'ouverture réel est inférieur à celui prévu au dossier tarifaire 2018. De plus, des décalages dans les mises en service de divers projets ont créé un effet à la baisse sur la dépense d'amortissement (- 0,8 M$).

[24] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Énergir sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées au dossier tarifaire 2018;**

---

[12] Dossier 3879-2014 Phases 3 et 4, décision D-2015-177.

- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital.**

[25] **La Régie réserve sa décision sur l'attribution des trop-perçus et manques à gagner à la clientèle d'Énergir eu égard principalement aux conclusions des sections 2.4.2 et 4.4.**

[26] **La Régie demande à Énergir de déposer les pièces révisées portant sur les résultats financiers, notamment les pièces B-0020 et B-0046, eu égard aux conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision, au plus tard le 23 octobre 2019 à 12 h.**

2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS

[27] La base de tarification 2018 s'élève à 2 117,5 M$, soit une baisse globale de 0,6 M$ ou -0,03 % comparativement au montant prévu dans le cadre du dossier tarifaire.

TABLEAU 2
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2018 ET 2017

Base de tarification *Moyenne des 13 soldes (en millions de $)*	**2018 autorisé**	**2018 réel**	**2017 réel**	**réel 2018 vs autorisé**	**réel 2018 vs réel 2017**
Immobilisations corporelles nettes	1 818,5	1 824,5	1 758,7	5,9	65,8
Fonds de roulement					
Encaisse	38,4	28,1	30,8	(10,3)	(2,7)
Matériaux et inventaires de gaz	60,2	49,5	60,3	(10,7)	(10,8)
Développement des systèmes informatiques	46,8	51,1	48,3	4,3	2,9
Programmes commerciaux	90,8	90,3	93,4	(0,5)	(3,1)
Coûts non amortis	97,1	92,4	81,0	(4,8)	11,3
Passif au titre des prestations définies net	(32,6)	(18,0)	(18,2)	14,6	0,2
Provision pour auto-assurance	(1,3)	(0,5)	(0,8)	0,8	0,2
Total de la base de tarification	**2 118,1**	**2 117,5**	**2 053,7**	**(0,6)**	**63,8**

Tableau établi à partir de la pièce B-0034 et de la décision D-2018-096, p. 18 du dossier R-4024-2017. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[28] Pour l'année 2018, les additions à la base de tarification s'élèvent à 206,5 M$, soit une hausse de 11,5 M$ 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 184,1 M$, soit une hausse de 8,7 M$ comparativement au montant autorisé pour 2018.

TABLEAU 3
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2018

Additions à la base de tarification 2018	Total			projets au coût individuel < 1,5 M$		
En millions de dollars	prévu	réel	écart	autorisé	réel	écart
Immobilisations corporelles						
Développement du réseau	50,6	52,1	1,5	50,1	50,9	0,7
Amélioration du réseau & Mesurage	61,6	64,7	3,1	60,4	60,3	(0,1)
Autres (entreposage, installations générales, etc)	52,9	56,6	3,8	43,0	49,1	6,1
Immobilisations corporelles	165,0	173,5	8,4	153,6	160,2	6,7
Actifs intangibles	7,7	10,2	2,6	7,7	9,9	2,3
Programmes commerciaux	14,5	14,3	(0,2)	14,1	13,9	(0,3)
Intégration au solde d'ouverture de projets ≥ 1,5 M$	7,7	8,4	0,7			
Total de la base de tarification	**195,0**	**206,5**	**11,5**	**175,4**	**184,1**	**8,7**

Tableau établi à partir de la pièce B-0152. Les écarts sont expliqués aux p. 4 et 5. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[29] Énergir explique la plus grande partie de la hausse de 8,4 M$ des immobilisations corporelles comme suit[13] :

- augmentation des investissements en « Amélioration du réseau & Mesurage » imputable au report à l'année 2018 d'investissements relatifs au projet Malartic initialement prévus en 2017, jumelée au remboursement d'une partie de la compensation reçue de tiers (+3,2 M$);
- diminution découlant de coûts moindres que prévus pour le projet de compression La Tuque (-1,5 M$);
- divers besoins additionnels pour des projets d'outillages et d'équipements de travail en lien avec des besoins en santé et sécurité au travail (+2,1 M$);
- augmentation des coûts relatifs à des projets en structures de plus grandes ampleurs que prévues (+1,0 M$);

[13] Pièce B-0152, p. 4 et 5.

- augmentation de l'enveloppe globale des frais généraux liés à une augmentation du taux de capitalisation et un accroissement des dépenses du secteur de l'exploitation (+1,2 M$);
- augmentation des frais généraux alloués aux projets inférieurs à 1,5 M$ principalement due à une allocation de frais généraux moindre que prévue sur les projets hors base à la suite des changements de méthodologie liés à la décision D-2018-080[14] (+1,8 M$).

[30] Énergir explique l'augmentation de 2,6 M$ des actifs intangibles par des achats et des mises à niveau de logiciels dans le cadre du projet « Evergreen » plus nombreux que prévus. Elle précise que cette augmentation est liée au rattrapage technologique entamé au cours des derniers mois qui permettra, à terme, d'améliorer la sécurité et la fonctionnalité de ses applications.

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

[32] Considérant les dispositions prévues à la section 2.4.3 de la présente décision portant sur les achats de gaz naturel renouvelable (GNR), 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 23 octobre 2019, à 12 h, la base de tarification révisée en fonction de la présente décision, le cas échéant, aux fins de son approbation.**

[14] Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080.

2.2 FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS

[33] Les additions à la base de tarification comprennent, sous la rubrique des « Immobilisations », les « Frais généraux corporatifs » (FGC). Les FGC prévus au dossier tarifaire 2018 étaient de l'ordre de 14,8 M$[15] pour l'ensemble des projets supérieurs et inférieurs au seuil de 1,5 M$ inclus à la base de tarification. L'enveloppe globale des FGC au réel s'élève à 17,9 M$. Énergir présente, tel qu'il appert au tableau suivant, la répartition de l'enveloppe totale des FGC entre les projets inférieurs et ceux supérieurs ou égaux à 1,5 M$ (supérieurs à 1,5 M$) inclus à la base de tarification en 2018 et hors base[16].

TABLEAU 4
RÉPARTITION DES FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS POUR 2018
ENTRE LES PROJETS > ET < À 1,5 M$
(MILLIERS DE $)

	Prévu 2018	Réel 2018	écart 2018
Frais généraux corporatifs totaux pour 2018	17 497	18 652	1 156
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ hors base (1)	(2 708)	(715)	1 992(2)
Frais généraux corporatifs inclus dans la base de tarification en 2018	14 789	17 937(3)	3 148
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ dans la base	(451)	(605)	(154)(2)
Enveloppe résiduelle de frais généraux corporatifs alloués aux projets < à 1,5 M$ dans la base	14 338	17 332	2 994

(1) *Le détail des projets > à 1,5 M$ hors base a été présenté en réponse à la question 4.4.*

(2) *Voir réponse à la question 4.6.*

(3) *Référence (ii) de la question 3.*

Tableau établi à partir de la pièce B-0164.

[34] Énergir apporte la précision suivante : « [p]*our une année donnée, les projets hors base ne seront pas reflétés dans la pièce des additions à la base de tarification* […] *tel que demandé par la Régie dans la décision D-2009-156, paragraphes 23 et 24* »[17]. Cependant,

---

15 Pièce B-0175, p. 7, réponse 3.3. Après révision du montant des FGC à allouer aux projets supérieurs à 1,5 M$ hors base dans le dossier 2018, afin de considérer un calcul des FGC basé sur la même méthodologie que celle utilisée pour le calcul des FGC au réel, l'enveloppe des FGC pour les projets inférieurs et supérieurs à 1,5 M$ est réévaluée à 15,9 M$.

16 Pièce B-0164, p. 5, réponse 3.1.

17 Pièce B-0164 , p. 4, réponse 3.1.

les FGC qui y sont alloués le sont indirectement, puisqu'ils ont un impact sur le montant résiduel à allouer aux projets inférieurs à 1,5 M$[18].

[35] La Régie constate donc une hausse de 21,3 % des FGC au réel, soit une hausse de 3,2 M$[19]. Énergir justifie principalement cette hausse par les deux facteurs suivants :

- une hausse de 1,2 M$ de l'enveloppe globale en raison d'une augmentation des taux de capitalisation et d'un accroissement des dépenses liées au secteur de l'exploitation [Volet A];
- une augmentation de 1,8 M$[20] allouée aux projets inférieurs à 1,5 M$, principalement due à une allocation de frais généraux moindre que prévu sur les projets hors base, « *à la suite du changement de méthodologie (D-2018-080) qui a eu pour conséquence d'augmenter le niveau de frais généraux capitalisés résiduels alloués aux projets < à 1,5 M$ dans la base* »[21]. [Volet B].

[36] Considérant l'impact de l'allocation des FGC aux projets supérieurs à 1,5 M$ hors base sur la détermination des FGC du montant résiduel à allouer aux projets inférieurs à 1,5 M$, **la Régie demande à Énergir de présenter les données des deux tableaux déposés dans le présent dossier à la pièce B-0164 (réponse 3.1) dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier.**

Volet A

[37] En réponse à une DDR, Énergir fournit un tableau présentant, pour chacun des centres de coûts correspondant à différents secteurs d'opération de l'entreprise, les dépenses d'exploitation et les taux de capitalisation prévus au dossier tarifaire 2018 et réels ainsi que les écarts observés pour chacune des données. Elle précise que, au moment de préparer le dossier tarifaire 2018, ces données relatives aux dépenses d'exploitation des

---

18 Pièce B-0175 , p. 2, réponse 1.1.

19 Pièce B-0175, p. 7, réponse 3.3. Après révision du montant des FGC à allouer aux projets supérieurs à 1,5 M$ hors base dans le dossier tarifaire 2018 afin de considérer un calcul des FGC basé sur la même méthodologie que celle utilisée pour le calcul des FGC au réel, la hausse observée est plutôt de l'ordre de 13,8 %, ce qui correspond à un écart de 2,1 M$, dont 0,9 M$, au lieu de 1,8 M$, attribuable au « *changement de méthodologie* » invoqué par rapport à l'écart global observé.

20 *Ibid.*

21 Pièce B-0152, p. 5.

différents centres de coûts n'étaient pas connues[22]. Elle soumet les raisons suivantes ayant mené à l'augmentation des dépenses d'exploitation et des taux de capitalisation :

- le coût de différents montages a augmenté « *fortement* » en raison de la réception de pièces non conformes ainsi que la prise en compte d'une nouvelle dépense d'exploitation relative à la préfabrication des montages;
- la mise en application de nouvelles normes « *du groupe de l'Ingénierie* » découlant d'un balisage des pratiques d'autres distributeurs gaziers en matière d'entretien préventif des compresseurs et des installations connexes;
- la mise en application, de façon permanente à tous les projets et à toutes les activités de l'entreprise, de nouvelles règles en matière de santé et sécurité au travail chez Énergir relatives aux nouvelles exigences visant la signalisation, les travaux en hauteur et le temps de repos minimum[23].

[38] La Régie rappelle l'affirmation d'Énergir, dans le cadre de l'examen de la phase 3 (sujet B) du dossier R-3867-2013, à l'égard de la variation des FGC selon laquelle « *Les facteurs les faisant varier sont principalement l'inflation des salaires et d'autres dépenses ainsi que les coûts liés aux avantages sociaux* »[24].

[39] La Régie retient que l'écart observé pour les FGC au réel en 2018, en lien avec les dépenses d'exploitation et les taux de capitalisation, découle de l'application permanente de nouvelles règles en matière de santé et sécurité au travail et de nouvelles normes en matière d'entretien préventif, lesquelles n'ont pu être anticipées au moment de la préparation de dossier tarifaire 2018. La Régie est satisfaite des justifications fournies par Énergir.

[40] Cependant, afin de permettre un examen plus complet des variations futures des dépenses d'exploitation et des taux de capitalisation ayant un impact direct sur la détermination des FGC, **la Régie demande à Énergir de fournir les informations suivantes, dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier :**

---

22 Pièce B-0175, p. 5, réponse 2.3.
23 Pièces B-0164, p. 9, réponse 4.2, et B-0175, p. 4 et 5, réponse 2.2.
24 Dossier R-3867-2013 Phase 3, pièce B-0286, p. 5, réponse 2.3.

- **la justification, le cas échéant, des écarts significatifs des dépenses d'exploitation et des taux de capitalisation ayant un impact sur l'enveloppe globale des FGC au réel;**
- **pour chacun de ces écarts, fournir la répartition entre les montants correspondants aux principaux facteurs de variation des données.**

Volet B

[41] Énergir rappelle qu'un projet hors base n'a pas encore fait l'objet d'une autorisation par la Régie et fera, en général, l'objet d'une demande d'autorisation par la suite. Néanmoins, elle confirme « *que la part des FGC attribués aux projets supérieurs à 1,5 M$ incluse à la base ou étant hors base* [de tarification] *réduit ou augmente, selon le cas, d'autant les FGC réels attribués aux projets de < 1,5 M$* »[25].

[42] Énergir dépose, sous la forme d'un tableau, la liste de ces projets hors base auxquels des FGC ont été alloués en 2018[26]. Certains de ces projets n'étaient pas prévus au moment de l'évaluation des FGC à allouer aux projets inférieurs à 1,5 M$ à inclure à la base de tarification du dossier tarifaire 2018, alors que deux autres qui l'étaient, n'ont finalement pas été considérés au réel pour les raisons suivantes :

> « *Aucun investissement n'a été réalisé en 2018 pour le projet Transmission Ab/rec STH Drummondville, car le projet a été abandonné puisque le client potentiel a choisi de s'implanter sur un autre site. Pour le projet Transmission Ab/rec St-Maurice/Mékinac, aucun investissement n'a été réalisé en 2018 puisque Énergir est en attente de clarifications quant à la norme CSA Z662 relative aux réseaux de canalisation de pétrole et de gaz qui déterminera la nécessité de réaliser ou non le projet* ».

[43] La Régie retient que la détermination du montant alloué aux FGC des projets hors base a un impact direct sur le montant résiduel des FGC alloués aux projets inférieurs à 1,5 M$. Dans ce contexte, elle constate qu'il est possible que le montant des FGC alloués aux projets inférieurs à 1,5 M$ fluctue à la hausse ou à la baisse entre les données du dossier tarifaire et celles du dossier d'examen du rapport annuel. Ainsi, une sous-estimation des FGC a pour conséquence de sous-estimer les coûts de l'ensemble des projets inférieurs

---

25 Pièce B-0175, p. 2, réponse 1.1.
26 Pièce B-0164, p. 10, réponse 4.4.

à 1,5 M$ dans l'évaluation de la rentabilité globale de ces projets, tel que la Régie l'a déjà exprimé dans sa décision D-2018-080[27] :

> « *[40]* […] *À l'inverse, une sous-estimation des coûts ou une surestimation des revenus pris en compte dans l'évaluation de la rentabilité des projets peut favoriser le raccordement de nouveaux clients non rentables, ce qui entraîne une pression à la hausse sur les tarifs pour l'ensemble de la clientèle du réseau* ».

[44] La Régie comprend qu'il est aussi possible qu'un projet hors base, pour lequel Énergir prévoyait le dépôt d'une demande d'autorisation à la Régie, soit abandonné pour des raisons indépendantes de sa volonté. Cependant, la Régie s'attend à ce que la réalisation de projets identifiés « hors base » aux fins de la détermination des FGC qui y sont alloués, soit plus probable qu'improbable, afin que l'évaluation des FGC résiduels alloués aux projets inférieurs au seuil soit la plus juste possible.

[45] **Dans cette perspective, la Régie demande à Énergir de fournir, dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier, les données suivantes sur les projets hors base :**

- **le tableau de la réponse 4.4 à la pièce B-0164[28];**
- **la justification des écarts des FGC au réel pour les projets hors base non réalisés dans l'année courante, contrairement à ce qui a été prévu dans le dossier tarifaire.**

[46] Par ailleurs, à la demande de la Régie, Énergir réévalue la prévision des FGC des projets hors base afin d'utiliser la même méthodologie de calcul que celle utilisée au réel, soit celle qu'elle utilise depuis janvier 2017[29]. Le tableau suivant présente donc les données réévaluées pour la cause tarifaire 2018 (CT).

---

27 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080, p. 17.
28 Pièce B-0164, p. 10, réponse 4.4.
29 Pièce B-0175, p. 7, réponse 3.3.

TABLEAU 5
RÉPARTITION DES FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS POUR 2018
ENTRE LES PROJETS > ET < À 1,5 M$
(MILLIERS DE $)

	CT 2018 déposée	CT 2018 réévaluée (1)	Réel 2018	écart réel vs CT déposée	écart réel vs CT révéaluée
Frais généraux corporatifs totaux pour 2018	17 497	17 497	18 652	1 156	1 156
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ hors base	(2 708)	(1 598)	(715)	1 992	883
Frais généraux corporatifs inclus dans la base de tarification en 2018	14 789	15 898	17 937	3 148	2 039
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ dans la base	(451)	(451)	(605)	(154)	(154)
Enveloppe résiduelle de frais généraux corporatifs alloués aux projets < à 1,5 M$ dans la base	14 338	15 447	17 332	2 994	1 885

(1) Réévaluation des frais généraux capitalisés pour le projet Saint-Marc-des-Carrières (R-4021-2017) et le projet MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan (R-4020-2017) en fonction de la méthodologie de calcul en vigueur depuis janvier 2017 correspondant à appliquer un taux de 14,53 % aux premiers 1,5 M$ du projet et un taux uniforme de 2 % s'appliquant sur le montant excédentaire à 1,5 M$.

Source : Pièce B-0175.

[47] La Régie s'attend donc à ce que tout écart entre les FGC des projets supérieurs à 1,5 M$ prévus et réels soit calculé selon la même méthodologie, afin de pouvoir être examiné adéquatement. Si une nouvelle méthodologie devait être utilisée par Énergir, la Régie rappelle qu'elle devra l'examiner et l'approuver au préalable[30].

2.3 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE

[48] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2018, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le Distributeur est de 100 %. Ce 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[31].

30 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080, p. 45, par. 158.
31 Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 85, par. 390.

TABLEAU 6
INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE POUR 2018

Indices de qualité de service	Pondération (%)	Résultat individuel (%)	Pourcentage de réalisation (%)
Entretien préventif	10	100,0	100,0
Rapidité de réponse aux urgences	20	93,4	100,0
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10	93,1	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	94,6	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D4 et D5	5	97,0	100,0
Procédure de recouvrement et interruption de service	10	100,0	100,0
Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation			**100,0**

Source : Pièce B-0031, p. 3.

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

2.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

2.4.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[50] Dans sa décision D-2017-094[32], la Régie prenait acte d'un excédent d'outils d'approvisionnement de 2 286 10^3m^3/jour (86 600 GJ/jour) identifié au plan d'approvisionnement du Distributeur pour l'année 2017-2018. Selon la stratégie d'approvisionnement retenue, Énergir avait prévu une vente de capacités de transport de 2 286 10^3m^3/jour entre Parkway et GMIT EDA associée à une vente de capacités de

[32] Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision D-2017-094, p. 55, par. 157.

transport entre Dawn et Parkway de 2 315 10^3m^3/jour, pour la période du 1er novembre 2017 au 31 mars 2018[33].

[51] Énergir mentionne qu'au cours de l'année 2017-2018, en fonction de la révision budgétaire 0/12 et d'une réévaluation de la demande continue en journée de pointe, elle a procédé à des ventes *a priori* de 884 10^3m^3/jour (33 500 GJ/jour) en capacités de transport *Firm Transportation Short Haul* (FTSH) Parkway ainsi que des ventes de capacités de transport M12 associées entre Dawn et Parkway de 897 10^3m^3/jour (34 000 GJ/jour)[34].

TABLEAU 7
VENTES *A PRIORI* EN CAPACITÉS DE TRANSPORT POUR L'ANNÉE 2017-2018

Type d'approvisionnement	**Période**		**Quantité**	
	Début	**Fin**	**GJ/jour**	**10^3m^3/jour**
Transport FTSH				
Parkway - EDA	2017-11-01	2018-03-31	20 000	528
Parkway - EDA	2017-11-01	2018-03-31	7 910	209
Parkway - EDA	2017-11-01	2018-09-30	2 950	78
Parkway - EDA	2017-11-01	2018-09-30	2 640	70
Transport Union M12				
Dawn – Parkway	2017-11-01	2018-03-31	34 000	897
Volumes ventes réels 2017-2018 (10^3m^3)			**295 986**	
Prix unitaire moyen (¢/m^3)			**2,964**	
Revenus ventes (000 $)			**8 772**	

Source : Pièce B-0069, p. 2 et p. 4, tableau 1 et annexe 1, p. 3. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[52] Énergir explique que la baisse de capacité excédentaire constatée lors de la révision budgétaire 0/12, comparativement à celle identifiée au dossier tarifaire, est causée par une augmentation de la prévision de consommation d'un client majeur dans l'industrie de la

33 Dossier R-3987-2016 Phase 2, pièce B-0195, p. 85.
34 Pièce B-0069, p. 2.

métallurgie et une augmentation de la prévision de consommation des clients à petit et moyen débits.

[53] Le Distributeur mentionne que la différence observée de 2,964 ¢/m^3 dans le prix unitaire moyen découlant des ventes *a priori* de transport FTSH Parkway/M12, par rapport au prix unitaire moyen prévu de 5,759 ¢/m^3, s'explique par le fait que des capacités de transport estivales ont également été vendues et que leur valeur est significativement inférieure aux capacités hivernales considérées au dossier tarifaire[35].

[54] Le Distributeur présente également les explications relatives aux écarts des coûts en transport et en équilibrage prévus et réalisés pour l'année 2017-2018[36].

Coûts relatifs à la marge excédentaire en capacité de transport

[55] Énergir indique que les coûts relatifs à la marge excédentaire de transport sont moindres que ceux prévus à la suite de la réévaluation des capacités excédentaires, en tenant compte de l'effet du « *pass-on* » de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). À cet égard, elle dépose le calcul détaillé permettant d'établir les montants en « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* » pour l'année 2018 et en considération de l'ordonnance TGI-003-2017[37].

[56] Selon Énergir, la hausse de la demande, lors de la révision budgétaire 0/12, a eu un effet sur l'ajustement des coûts associés à la marge excédentaire en capacités de transport. Elle explique que, lors du dossier tarifaire, les capacités excédentaires de 2 286 10^3m^3/jour identifiées au plan d'approvisionnement étaient supérieures à la marge excédentaire de 1 565 10^3m^3/jour, soit 10 % des livraisons annuelles prévues. Selon ce scénario, Énergir prévoyait allouer 68,48 %[38] des coûts échoués du service d'équilibrage au service de transport[39].

[57] Au cours de l'année 2018, puisque les capacités excédentaires de transport de 884 10^3m^3/jour se retrouvent en dessous du seuil de la marge excédentaire de

---

35 Pièce B-0069, p. 4, tableau 1.
36 Pièce B-0049, p. 7 et 8.
37 Pièce B-0164, p. 55, réponse 21.1.
38 La proportion de 68,48 % est établie selon le ratio 1,565 10^3m^3/jour / 2 286 10^3m^3/jour.
39 Dossier R-3987-2016, pièce B-0195, p. 69.

1 565 $10^3 m^3$/jour, Énergir mentionne avoir alloué la totalité des coûts échoués réels de 126 000 $ associés à la marge excédentaire au service de transport.

[58] **La Régie prend acte de la stratégie d'approvisionnement d'Énergir et des explications relatives à la demande réelle et aux sources d'approvisionnements gaziers ainsi qu'au traitement de la marge excédentaire appliqué pour l'année 2017-2018.**

[59] **Pour des fins de présentation de l'information requise à l'examen du plan d'approvisionnement, la Régie demande à Énergir de déposer, en versions pdf et Excel, dans le cadre des futurs dossiers du rapport annuel, le tableau des contrats des capacités de transport, selon le format et les informations présentés à la pièce B-0168[40].**

[60] **La Régie demande également à Énergir, dans le cadre des futurs dossiers du rapport annuel, de présenter au tableau de la demande et des sources d'approvisionnement gazier, les volumes associés à l'usage de la compagnie ainsi que les volumes en gaz de compression à Pointe-du-Lac et St-Flavien pour usage d'Énergir, selon le format présenté à la pièce B-0164, annexe Q23.1[41].**

2.4.2 TRANSACTION D'OPTIMISATION FINANCIÈRE POUR BONIFICATION

[61] Conformément à la décision D-2013-054[42], les transactions d'optimisation financières sont possibles lorsqu'une opportunité de marché est présente et dont le motif est financier. Elles ne peuvent se faire que si le Distributeur n'est pas opérationnellement contraint par ces transactions.

[62] Dans sa décision D-2014-077[43], 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.

---

40 Pièce B-0168.
41 Pièce B-0164, annexe Q23.1.
42 Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision D-2013-054, p. 8 et 9.
43 Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, p. 113.

[63] Dans sa décision D-2017-094[44], 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 2017-2018.

[64] Au cours de l'année 2017-2018, Énergir a réalisé 172 transactions de cessions d'optimisation, d'échanges, d'achats et de vente de fourniture ainsi que de prêts d'espace en entreposage, sujettes à bonification, pour des revenus et des économies totalisant 2 829 819 $.

[65] Le tableau suivant présente les transactions ainsi que les revenus et les économies réalisées pour lesquels Énergir demande une bonification.

TABLEAU 8
REVENUS ET ÉCONOMIES RÉALISÉES
POUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES DE L'ANNÉE 2017-2018

	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux ($)	Revenus Transport ($)	Revenus Équilibrage ($)
REVENUS				
Cession d'optimisation de transport				
Cession FTSH avec droit de rappel	3	854 500	693 512	160 988
Cession FTSH avec compensation financière	1	174 825	141 888	32 937
Échange				
Échange Dawn-East Hereford	143	380 171	308 546	71 624
Échange Dawn-Iroquois	11	60 252	48 900	11 351
Échange Dawn-Union EDA	3	545	443	103
Échange Dawn-SSMDA	1	138	138	0
Prêts d'espace d'entreposage	3	65 715	0	65 715
Achats / vente de molécule				
Vente de fourniture à EDA	1	105 068	85 273	19 795

[44] Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision D-2017-094.

	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux ($)	Revenus Transport ($)	Revenus Équilibrage ($)
Total Revenus	166	1 641 214	1 278 701	362 513
Économies réalisées				
Achats / vente de molécule				
Achats de fourniture à Dawn	5	303 189	-	-
Échange				
Échange Dawn / EDA	1	885 417	-	-
Total Économies réalisées	6	1 188 806	-	-
TOTAL	**172**	**2 829 819**	**1 278 701**	**362 513**

Source : Pièce B-0069, p. 6, tableau 2. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[66] En suivi de la décision D-2016-111[45], Énergir présente les explications et les détails pour chaque type de transaction financière effectuée et considérée aux fins de la bonification[46].

[67] Pour ce qui est de la transaction d'échange de gaz naturel « *Échange Dawn-EDA* », Énergir mentionne avoir convenu, en avril 2015, auprès d'une tierce partie, une entente d'une durée de cinq ans qui consiste en un échange entre Dawn et EDA pour une capacité de 711 $10^3 m^3$/jour (26 952 GJ/jour) à compter du 1er novembre 2017. Elle indique avoir décontracté une capacité équivalente de transport FTSH entre Dawn et EDA, simultanément à la transaction « *Échange Dawn-EDA* ».

[68] Selon le Distributeur, la transaction « *Échange Dawn-EDA* » a permis d'économiser, pour la période du 1er novembre 2017 au 30 septembre 2018, un montant de 405 028 $ en gaz de compression. Énergir évalue également des économies de transport de 480 389 $, pour cette même période, découlant des tarifs de transport M12 entre Dawn et Parkway et du transport FTSH entre Parkway et EDA[47].

[69] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir reconnaît que la transaction « *Échange Dawn-EDA* » ne rencontre pas tous les critères approuvés en tant que transaction financière

---

45 Dossier R-3951-2015, décision D-2016-111, p. 26.
46 Pièces B-0069 et B-0070 (sous pli confidentiel), p. 7 à 11 et annexes 2 et 3, p. 16 à 19.
47 Pièce B-0069, annexe 3, p. 19.

d'optimisation éligible à la bonification, eu égard à la décision D-2014-077[48]. Elle est d'avis que cette transaction respecte le principe qui sous-tend les décisions rendues, en vue d'accorder une bonification sur une transaction générant de la valeur pour la clientèle.

[70] Quant aux transactions « *Achats de fourniture à Dawn* », Énergir explique avoir convenu d'une entente avec une tierce partie afin de combler, au cours de l'hiver 2018, une partie des achats de gaz naturel de l'ordre de 1 056 $10^6 m^3$ sur le marché « *spot* » à un prix fixe inférieur au prix du marché, selon l'indice quotidien à Dawn[49]. Elle explique également que ces transactions ont été réalisées par les capacités disponibles d'injection ferme de ses contrats d'entreposage et en tenant compte des conditions du marché. Elle mentionne avoir généré des économies de 303 189 $ pour les cinq transactions d'achat de fourniture effectuées.

[71] Énergir soumet également avoir réalisé, par sa vigie du marché du gaz naturel, une transaction « *Vente de fourniture à EDA* » à un moment où les options disponibles dans le marché étaient limitées. Elle souligne que la transaction « *Vente de fourniture à EDA* » a permis de générer des revenus de 105 068 $, tout en maintenant la clientèle financièrement et opérationnellement indemne[50].

[72] Questionnée à savoir si les « *Vente de fourniture à EDA* » et « *Achats de fourniture à Dawn* » rencontrent l'ensemble des critères et des définitions approuvés dans les décisions D-2013-054[51] et D-2007-47[52] en tant que transactions financières d'optimisation éligibles à la bonification[53], Énergir confirme que ces transactions résultent de la vente ou de l'achat de fourniture, bien qu'elles soient à la base le fruit de l'optimisation des capacités de transport et d'entreposage à Dawn. Elle présente également des explications relatives aux critères associés aux transactions financières d'optimisation éligibles à la bonification, en référence aux décisions précitées[54].

[73] La Régie note d'abord que la transaction « *Échange Dawn-EDA* » convenue au cours de l'année 2015, pour une durée de cinq ans à compter du 1er novembre 2017, ne rencontre

---

48 Pièce B-0181, réponse 1.1.
49 L'indice de référence est « *ICE NGX Union Dawn Day Ahead Index* » tel que reporté par Enerdata, CGPR.
50 Pièce B-0069, p. 10.
51 Dossier R-3809-2012 Phase 3, décision D-2013-054.
52 Dossier R-3599-2006, décision D-2007-47.
53 Pièce B-0181, réponse 1.2.
54 Pièce B-0181, réponse 1.2.

pas l'ensemble des critères approuvés relatifs aux transactions financières éligibles à la bonification.

[74] En effet, par sa décision D-2014-077[55], la Régie avait circonscrit la bonification aux transactions financières sur une durée d'au plus de 12 mois ou jusqu'au 30 septembre d'une année déterminée :

> « *[480] Dans le cas des transactions de plus de 12 mois ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée, ces conditions peuvent ne pas être satisfaites puisque le Distributeur met à jour l'ensemble de son plan d'approvisionnement et que des outils qui n'étaient pas requis jusqu'alors peuvent le devenir.*
>
> *[481] La Régie juge qu'il serait fastidieux et potentiellement coûteux d'analyser chacune de ces transactions a posteriori.*
>
> *[482] Par conséquent, la Régie considère 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 financières d'optimisation* ».

[75] **En conséquence, la transaction « *Échange Dawn-EDA* » étant d'une durée de plus de 12 mois, la Régie n'autorise pas la bonification demandée de 10 %, soit 885 417 $.**

[76] En ce qui a trait aux transactions « *Achats de fourniture à Dawn* » et de « *Vente de fourniture à EDA* », la Régie considère que ces transactions portent essentiellement sur l'optimisation d'achat ou de vente de gaz naturel découlant d'opportunités de prix dans le marché du gaz naturel, en fonction des prix selon l'indice « *ICE NGX Union Dawn Day Ahead Index* ».

[77] Bien que la Régie reconnaisse que les transactions effectuées permettent d'optimiser les coûts de l'approvisionnement en cours d'année, elle est d'avis que les transactions d'achat ou de vente de fourniture ne sont pas visées par la définition des transactions

---

[55] Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, p. 113.

d'optimisation financières, que l'on retrouve à l'annexe de la décision D-2007-47[56] à laquelle réfère la décision D-2013-054[57]:

> « *Des transactions financières, qui sont des transactions sur des outils de transport et d'équilibrage n'ayant pas d'effet net sur la quantité totale des outils de transport et d'équilibrage disponibles sur une base annuelle (par exemple des prêts d'espace d'entreposage ayant pour objectif d'optimiser l'utilisation des outils d'entreposage)* ».

[78] **Pour ces motifs, la Régie n'autorise pas les bonifications demandées de 10 %, soit 303 189 $ et de 10 %, soit 105 068 $ associées respectivement aux transactions « *Achats de fourniture à Dawn* » et « *Vente de fourniture à EDA* ».**

[79] **Conséquemment, la Régie demande à Énergir de mettre à jour les pièces du rapport annuel ainsi que sa demande, au plus tard le 23 octobre 2019, à 12 h.**

2.4.3 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

[80] Conformément à la décision D-2017-041 et en ce qui a trait à la *Procédure d'approbation des contrats d'optimisation et d'approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées*[58], Énergir dépose au présent dossier les suivis relatifs aux transactions effectuées au cours de l'année 2017-2018 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[59].

---

56 Dossier R-3599-2006, annexe de la décision D-2007-47, p. 19.
57 Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision D-2013-054, p. 9, par. 19.
58 Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision D-2017-041, p. 23.
59 Pièces B-0079, p. 2, et B-0080, p. 2 et annexes 1 à 5 (sous pli confidentiel).

[81] Pour l'année 2017-2018, Énergir mentionne avoir conclu des transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an auprès de deux sociétés apparentées. Elle présente les détails de ces transactions aux annexes 1 à 5 de la pièce B-0080[60].

[82] Le Distributeur mentionne également avoir conclu une transaction d'achat de capacité d'entreposage à compter du 1er avril 2018 auprès d'Union Gas dont les caractéristiques ont été approuvées par la décision D-2017-094[61]. La Régie prenait d'ailleurs acte, dans sa décision D-2018-158[62], du fait que cette transaction était la plus avantageuse.

[83] Énergir indique n'avoir effectué aucun achat ni aucune optimisation de capacités de transport auprès de sociétés apparentées au cours de l'année 2017-2018.

[84] En référence aux annexes 1 et 2 de la pièce B-0080, la Régie constate que les transactions d'achat de gaz naturel de moins d'un an, selon un prix fixe et à indice, effectuées avec la société apparentée Tidal Energy Marketing ont été avantageuses ou comparables aux prix offerts par d'autres fournisseurs potentiels[63].

[85] En référence à l'annexe 3 de la pièce B-0080, la Régie note qu'il s'agit de transactions d'achats de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) effectuées avec la société apparentée Tidal Energy Marketing. Elle constate que ces transactions ont été avantageuses en comparaison aux prix offerts par d'autres fournisseurs potentiels ou en l'absence d'offres de la part d'autres fournisseurs au cours de la période recherchée[64].

[86] En référence à l'annexe 5 de la pièce B-0080, la Régie constate qu'il s'agit d'une transaction d'achat de GNR produit par la Ville de Hamilton auprès de la société apparentée Tidal Energy Marketing[65].

[87] Considérant que le dossier R-4008-2017 est présentement en cours d'examen, Énergir propose un traitement particulier pour l'année 2017-2018 qui consiste à facturer

---

60 Pièce B-0080, annexes 1 et 2 (sous pli confidentiel).
61 Pièce B-0079, p. 2, et dossier R-3987-2016 Phase 2, décision D-2017-094, p. 64.
62 Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 38.
63 Pièce B-0080, annexe 1, p. 12, et annexe 2, p. 13 (sous pli confidentiel).
64 Pièce B-0080, annexe 3, p. 14 (sous pli confidentiel).
65 Pièce B-0080, annexe 1, p. 12 et annexe 2, p. 13 (sous pli confidentiel).

l'ensemble des coûts associés à l'acquisition du GNR aux clients spécifiques, selon la méthode du coût évité, tel qu'approuvé par la décision D-2015-107[66].

[88] Le Distributeur explique également que les écarts entre le coût réel d'acquisition, soit l'équivalent du coût final facturé aux clients spécifiques qui consomment du GNR, et le coût évité sont comptabilisés dans un compte de frais reportés (CFR) maintenu hors base de tarification.

[89] Dans les faits, Énergir demande à la Régie d'approuver, dans le cadre du rapport annuel, les transactions d'achats de GNR auprès de Tidal Energy Marketing, sur la base du coût évité pour l'année financière 2017-2018. Elle soumet que l'entente de principe avec Tidal Energy Marketing ainsi que le traitement du CFR seront examinés par la formation saisie du dossier R-4008-2017.

[90] À la suite de l'examen de l'annexe 5 de la pièce B-0080, la Régie note que le prix du GNR [redacted] découle d'une entente-cadre qu'Énergir a conclu de gré à gré avec la société apparentée, déposée pour approbation au dossier R-4008-2017[67]. Elle note également qu'aucune offre de la part d'autres fournisseurs n'a été présentée à titre comparatif[68].

[91] La Régie est d'avis qu'il appartient à la formation saisie du dossier R-4008-2017 d'examiner et d'approuver les mesures relatives à l'achat et la vente de GNR et, notamment, l'entente-cadre conclue auprès de Tidal Energy Marketing et le tarif de GNR pour les transactions d'achats en provenance de la ville de Hamilton, dont il est question à l'annexe 5 de la pièce B-0080, incluant les transactions effectuées pour l'année 2017-2018.

[92] **Cependant, pour les fins du dossier du rapport annuel, tenant compte de la décision D-2019-107[69], la Régie reconnaît, pour les volumes de GNR en m^3 contractés au cours de l'année 2017-2018 auprès de Tidal Energy Marketing, d'une part, le coût réel déboursé par Énergir pour l'acquisition de GNR et, d'autre part, les revenus qui auraient été générés par la vente de ce GNR s'il avait été vendu au tarif du gaz de réseau.**

---

66 Pièce B-0175, p. 22 et 23, réponses 7.6 et 7.7.
67 Dossier R-4008-2017, pièce B-0022, p. 36.
68 Pièce B-0080, annexe 5, p. 16 (sous pli confidentiel).
69 Dossier R-4008-2017, décision D-2019-107, p. 13, par. 43.

[93] **Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de porter au CFR crée dans le cadre de la décision D-2019-107, l'écart entre les revenus perçus pour la vente de GNR et les revenus qui auraient été générés tenant compte du tarif du gaz de réseau.**

[94] La Régie est également d'avis que la présente décision n'engage en rien la formation du dossier R-4008-2017 quant à la décision à rendre sur les transactions d'achat et de vente en GNR réalisées au cours de l'année 2017-2018.

[95] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 présenté aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0080 pour les transactions conclues avec une société apparentée au cours de l'année 2017-2018 et les approuve en vertu de l'article 81 de la Loi, sous réserve de ce qui est énoncé précédemment relativement au GNR. Elle approuve également la transaction d'achat ou d'optimisation de capacités d'entreposage conclue auprès de Union Gas au cours de l'année 2018, considérant les dispositions de la décision D-2018-158 à l'effet qu'elle est la plus avantageuse.**

Rapports semestriels sur les transactions conclues avec des sociétés apparentées

[96] Par sa décision D-2017-041[70], la Régie a approuvé la procédure d'approbation des contrats d'optimisation et d'approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées. Elle a également édicté les règles d'approbation, au rapport annuel, pour tout type de transactions conclues avec une société apparentée en vertu de l'article 81 de la Loi. La procédure prévoyait également le maintien du dépôt administratif de rapports semestriels, tel que requis dans la décision D-95-79.

[97] Énergir soumet que, depuis cette décision, quatre rapports semestriels ont été déposés à la Régie et que cette information se trouve également au rapport annuel. Elle est d'avis que puisque la Régie n'approuve que les éléments déposés au rapport annuel, le rapport semestriel n'a aucune valeur ajoutée. Pour cette raison et dans un souci de saine administration des ressources et d'allègement réglementaire, Énergir propose de mettre fin au dépôt des rapports semestriels.

---

[70] Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision D-2017-041, p. 22, par. 88.

[98] **Pour les motifs énoncés par le Distributeur, la Régie l'autorise à mettre fin au dépôt administratif des rapports semestriels sur les transactions conclues avec des sociétés apparentées.**

2.5 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

2.5.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2018

[99] Énergir présente la comparaison entre le plan de développement du dossier tarifaire 2018 et les résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2018 pour les ventes aux nouveaux clients, les ajouts de charge et les ventes totales[71]. Pour les secteurs Résidentiel et Affaires, le plan de développement présente une rentabilité légèrement supérieure à celle prévue initialement. Au global, pour ces deux marchés, le taux de rendement interne (TRI) s'élève à 16,17 %, comparativement à 15,34 % prévu initialement, en légère hausse par rapport au TRI 2017 réel de 15,90 % pour ces deux marchés[72].

[100] Pour le marché Résidentiel, la Régie constate que, malgré une tendance à la hausse de 56,5 % au niveau des volumes totaux, pour une baisse de 3,7 % du nombre de clients et une tendance à la hausse de 42,5 % des investissements, le TRI est demeuré presque équivalent à celui prévu, avoisinant les 9 %. La Régie observe tout de même que le point mort tarifaire est d'environ 12 ans.

[101] Pour le marché Affaires, la Régie note, pour les investissements totaux, une tendance à la baisse de 19,3 %, avec, cependant, une tendance à la hausse des volumes de 13 %, pour une baisse de 9,1 % du nombre de clients. Il en résulte une hausse de 3,1 % du TRI pour le marché Affaires, avec un point mort tarifaire demeurant à un an.

[102] Pour la clientèle Grand débit, pour laquelle Énergir prévoyait un TRI de 102,2 % dans le dossier tarifaire 2018, la Régie constate qu'aucun des projets prévus visant trois clients n'a été réalisé en 2018. Énergir explique que deux de ces projets ont été reportés en 2019 pour des raisons de financement. Quant au raccordement du troisième client, elle

---

71 Pièce B-0089.
72 Dossier R-4024-2017, pièce B-0089.

explique que, pour des raisons hors de son contrôle, ce client potentiel a décidé de s'installer aux États-Unis[73].

[103] La Régie retient que, pour des raisons hors du contrôle d'Énergir, aucun raccordement des trois clients Grand débit n'a été réalisé, bien qu'initialement prévu dans le plan de développement 2018. Elle note toutefois que les justifications fournies par Énergir sont liées à des facteurs, tels le financement du projet et le site d'implantation du client, qui sont, en principe, des données de base intervenant en amont de la définition d'un projet de raccordement. Cependant, vu le faible nombre de clients impliqués, la Régie conclut que l'effet du non-raccordement de ces trois clients sur la variation du TRI global est marginal.

[104] Ainsi globalement, tous marchés confondus, le TRI global au réel est en légère baisse, à 16,17 % au lieu de 16,40 % initialement prévu, pour un point mort tarifaire d'un an.

[105] **La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a priori* du plan de développement 2018 et s'en déclare satisfaite.**

2.5.2 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2015 *A POSTERIORI* APRÈS TROIS ANS

[106] Énergir présente, pour les marchés Résidentiel et Affaires, une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2015 ainsi qu'une explication des écarts significatifs entre les résultats *a priori* et *a posteriori*, soit après trois ans[74].

[107] Selon la grille tarifaire d'origine de 2015, le TRI *a posteriori* du marché Résidentiel, au global, affiche une baisse de 2 %. Énergir justifie cette baisse principalement par une hausse des investissements de 14 %, attribuable au segment des Nouveaux clients, pour les coûts de branchements plus élevés que prévus pour des clients raccordés au réseau gazier dans le marché de la conversion et dans le marché de la nouvelle construction[75].

---

73 Pièce B-0164 , p. 13, réponse 5.1.
74 Pièce B-0090.
75 Pièce B-0090, p. 5.

[108] Dans le marché de la nouvelle construction, Énergir précise que certains travaux de branchement au réseau ont été plus complexes que prévus[76]. Elle explique qu'il s'agit de projets qui, à la suite de délais de construction, ont nécessité des coûts pour un branchement de chauffage temporaire ou, encore, des changements qui ne pouvaient être prévus *a priori*, tels qu'une modification de l'emplacement ou de la longueur du branchement pour des raisons d'accès, de contraintes municipales, de sécurité ou liés à la présence d'obstacles[77].

[109] Le TRI du marché Affaires est en baisse de 2,77 %, qu'Énergir justifie essentiellement par une baisse des volumes de 9 % et une hausse des coûts des immobilisations de 10 %.

[110] La baisse des volumes s'explique en grande partie par une baisse des volumes de 10 % dans le segment Nouveaux clients attribuable à un petit groupe de 25 projets pour diverses raisons : le client n'a pas atteint le niveau de production prévu, le client a arrêté sa production, le client a changé de vocation, le projet n'a pas atteint le nombre de clients prévu ou, encore, un changement de configuration dans la bâtisse est survenu[78].

[111] Quant à la hausse des immobilisations de 11 % pour ce même segment, Énergir explique qu'elle est attribuable aux coûts de conduites et de branchements (groupe de 31 projets)[79]. Elle précise avoir analysé la cause de ces coûts et en a déduit qu'elle s'explique par des travaux plus complexes que prévus et des branchements plus longs qu'anticipés[80].

[112] Énergir ajoute qu'il ressort de ses analyses que les dépassements de coûts observés auraient difficilement pu être anticipés au moment de l'estimation initiale, puisque le niveau de complexité des travaux était imprévisible[81].

[113] De plus, questionnée sur l'estimation des coûts de projets *a priori*, Énergir indique que les coûts de construction sont en hausse ces dernières années en raison d'une multitude de facteurs, dont « *le resserrement des normes de sécurité, une hausse des exigences municipales, de même que de nouvelles activités exigées par les normes de construction (ex. : signalisation,*

---

76 Pièce B-0090, p. 5.
77 Pièce B-0164, p. 14, réponse 6.1.
78 Pièce B-0090, p. 7.
79 Pièce B-0090, p. 7.
80 Pièce B-0090, p. 7.
81 Pièce B-0164, p. 17, réponse 7.1.

levage, coupe-type, cages de protection, etc.) ». Elle confirme que la hausse des coûts de construction constatée depuis les dernières années est intégrée aux bases de données de coûts réels de branchement qui servent à établir les estimations de coûts *a priori*[82].

[114] La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2015 pour les marchés Résidentiel et Affaires et s'en déclare satisfaite. **Cependant, bien qu'elle reconnaisse l'imprévisibilité de certains facteurs justifiant le dépassement des coûts *a posteriori*, la Régie demande à Énergir de continuer d'optimiser l'utilisation de ses bases de données de coûts réels afin qu'elles puissent considérer ces cas de figure de dépassement de coûts dans l'estimation des coûts de projets *a priori* et ce, dans l'objectif de les prévenir.**

2.5.3 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT - SUIVI A POSTERIORI APRÈS SIX ANS

[115] Énergir demande à la Régie de l'autoriser à mettre fin au suivi *a posteriori* des plans de développement inférieurs au seuil de 1,5 M$, six ans après la présentation du plan *a priori* demandé dans la décision D-2018-080[83] et de déclarer que le premier suivi *a posteriori* après six ans des cas d'exception devra être déposé au rapport annuel 2022[84].

[116] Énergir indique ne pas être en mesure d'effectuer le suivi *a posteriori* après six ans du plan de développement des investissements inférieurs à 1,5 M$, pour les raisons suivantes[85] :

- ce suivi ne faisait pas partie des propositions d'Énergir ni d'aucun expert ou intervenant au dossier; elle n'est donc pas préparée à la réalisation d'une telle tâche dès le présent rapport annuel;
- la décision finale D-2018-080R du 31 juillet 2018 n'allouait pas assez de temps pour la préparation des tâches correspondantes, en plus du suivi *a posteriori* trois ans du Rapport annuel 2018 et des autres dossiers réglementaires.

---

82 Pièce B-0164, p. 15, réponses 6.3 et 7.3.
83 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080, p. 99, par. 420.
84 Pièce B-0160, p. 7.
85 Pièce B-0090, p. 9 et 10.

[117] De plus, Énergir fait valoir que, dans le cadre de l'examen du rapport annuel 2014[86], elle avait porté à l'attention de la Régie que l'effort requis pour produire deux suivis *a posteriori* d'un plan de développement au même rapport annuel était significatif et qu'elle estimait qu'un deuxième suivi *a posteriori* d'un même plan de développement après six ans avait peu de valeur ajoutée. La Régie a alors accepté de mettre fin au suivi *a posteriori* après six ans et a dispensé Énergir de produire et déposer ce suivi[87].

[118] Dans le présent dossier, Énergir indique avoir compilé les pourcentages de données réelles observées dans les analyses *a posteriori* après trois ans des nouveaux clients des plans de développement 2009 à 2015[88]. Dans le marché Résidentiel, le pourcentage moyen de données réelles *a posteriori* est de 80 % pour le nombre de clients, les volumes et les investissements et, dans le marché Affaires, égal ou supérieur à 95 %. Énergir en déduit que, considérant le pourcentage de données réelles suffisamment élevé dans le suivi *a posteriori* après trois ans, la rentabilité constatée dans un suivi *a posteriori* après six ans n'est pas significativement différente. Ainsi, à son avis, un deuxième suivi *a posteriori*, pour un même plan de développement, a peu de valeur ajoutée.

[119] De plus, Énergir fait valoir que les suivis *a posteriori* après trois ans et six ans du plan de développement 2012 démontrent, pour les nouveaux clients des deux marchés, que, comparativement à la rentabilité qui serait obtenue après trois ans, « *celle qui serait obtenue après six ans serait supérieure* »[89].

[120] Par ailleurs, Énergir explique que l'effort requis pour réaliser le suivi *a posteriori* après six ans est de plus de 100 jours (140 jours pour le suivi *a posteriori* après trois ans), ce qui mobilise d'importantes ressources pour la production de deux suivis *a posteriori*. Cependant, l'effort important à déployer pour produire les suivis devrait tendre à être réduit par les améliorations en continu de ses méthodes de travail[90]. À cet effet, Énergir présente un tableau récapitulatif des différentes tâches prévues pour la réalisation des suivis *a posteriori* pour l'ensemble des marchés (nouveaux clients Résidentiel et Affaires, ajouts de charge Résidentiel et Affaires)[91]. Elle précise qu'elle a réduit l'effort total requis d'approximativement 20 % principalement au niveau de la tâche n° 2 présentée dans ce tableau.

---

86 Dossier R-3916-2014, pièce B-0056, p. 8 à 10.
87 Dossier R-3916-2014, décision D-2015-125, p. 39, par. 121.
88 Pièce B-0090, p. 11 et 12, tableaux 1 et 2.
89 Pièce B-0090, p. 14.
90 Pièce B-0090, p. 12.
91 Pièce B-0164, p. 20, réponse 8.1.

[121] Énergir explique que l'amélioration des méthodes de travail consiste en une réduction du nombre de manipulations dans les fichiers de travail, à la mise en place et à l'utilisation de gabarits (fichiers modèles) et en une optimisation des liens entre les nombreux fichiers de travail et bases de données source. Par ailleurs, bien que l'effort requis pour produire un suivi *a posteriori* après six ans ait diminué approximativement de 20 %, Énergir estime que cet effort demeure significatif[92].

[122] Questionnée par la Régie, Énergir estime que, pour réduire davantage l'effort afin de produire un suivi *a posteriori* après trois ans, voire après six ans, elle doit développer ses systèmes informatiques. Elle étudie actuellement la possibilité de remplacer certains de ses systèmes. À ce stade-ci, Énergir est difficilement en mesure de statuer sur l'horizon de temps envisagé. Elle conclut que « *du développement informatique est nécessaire afin de réduire significativement l'effort requis pour le suivi a posteriori d'un plan de développement, que ce soit après trois ans ou six ans* »[93].

[123] Par ailleurs, dans sa décision D-2018-080[94] relative à la Méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau, la Régie a établi les différents paramètres caractérisant la nouvelle méthodologie (Nouvelle méthodologie) applicable à partir du plan de développement 2019-2020. Dans ce contexte, Énergir est d'avis que, en dépit des différences entre les paramètres de l'ancienne et de la Nouvelle méthodologie, les constats qu'elle fait dans le suivi *a posteriori* du plan de développement 2012, appliquant l'ancienne méthodologie, peuvent être extrapolés aux suivis a *posteriori* des plans de développement 2019-2020 et suivants appliquant la Nouvelle méthodologie[95] :

> « *Les changements de paramètres de coûts, de volumes prévus ou de calculs de rentabilité entre l'ancienne méthodologie et la nouvelle méthodologie n'affecteront pas la matérialisation des résultats dans le temps. Énergir est d'avis que le constat relatif au pourcentage de données réelles relativement élevé qu'elle a observé après trois ans n'est peu ou pas influencé par le changement de méthodologie indiqué au tableau de la référence (ii) et sinon qu'il sera amélioré. En effet, une expectative était parfois considérée avec l'ancienne méthodologie. La nouvelle méthodologie limite les revenus prévus à ceux engagés contractuellement seulement. Le seul écart de résultats entre le suivi 3 ans et 6 ans qu'Énergir anticipe s'applique donc aux*

---

92 Pièce B-0164, p. 20, réponse 8.2.
93 Pièce B-0164, p. 21, réponses 8.3 et 8.4.
94 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080, p. 100, par. 422 et 423.
95 Pièce B-0175, p. 10 et 11, réponse 4.2.

projets ayant une expectative de résultats, soit les quelques projets de parcs industriels et de repavage ».

[124] Dans la décision D-2018-080[96], la Régie s'est dite d'avis que le plan de développement 2018-2019 est le dernier plan de développement appliquant l'ancienne méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau inférieurs à 1,5 M$, avec un suivi a *posteriori* après trois ans en 2022. Le plan de développement 2019-2020 serait donc le premier plan de développement à appliquer la Nouvelle méthodologie, avec un suivi *a posteriori* après trois ans en 2023.

[125] Dans ce contexte, la Régie considère que le motif invoqué par Énergir afin de mettre fin au suivi *a posteriori* après six ans, selon lequel la proportion importante des données réelles présentées pour les plans de développement de 2009 à 2015 démontre le peu de valeur ajoutée de ce suivi, ne peut être valable que pour les plans de développement dont la rentabilité a été évaluée avec l'ancienne méthodologie.

[126] En effet, la Régie est d'avis que les changements de paramètres relatifs tant aux coûts, aux volumes et aux revenus à considérer en appliquant la Nouvelle méthodologie[97], sont de nature à avoir un impact sur l'évaluation de la rentabilité d'un projet et, par le fait même, sur la réalisation ou pas, de certains projets. Par conséquent, elle estime qu'il est prématuré de conclure que les constats présentés par Énergir pour les suivis *a posteriori* des plans de développement de 2009 à 2015 puissent être extrapolés à ceux à venir appliquant la Nouvelle méthodologie.

[127] **Considérant ce qui précède, la Régie rejette la demande d'Énergir de la soustraire à l'obligation de produire et de déposer le suivi *a posteriori* des plans de développement des projets inférieurs à 1,5 M$, après six ans, et refuse conséquemment d'y mettre fin. Cependant, elle suspend Énergir de l'obligation de produire et de déposer le suivi *a posteriori* après six ans, jusqu'en 2022 inclusivement, des plans de développement des projets inférieurs à 4,0 M$[98] appliquant l'ancienne méthodologie, soit, d'ici la**

---

96 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080, p. 100, par. 422 et 423, rectifiée par la décision D-2018-080R, p. 5, par. 7.

97 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080.

98 En vertu du nouveau *Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie* (le Règlement modifié), approuvé par le gouvernement le 8 juillet 2019, et publié dans la Gazette officielle du Québec du 15 juillet 2019. Il entrera en vigueur le 15e jour suivant sa publication. Le seuil de 1,5 M$ applicable à Énergir est remplacé par un seuil de 4,0 M$.

présentation, en 2023, des données réelles du suivi *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2019-2020, appliquant la Nouvelle méthodologie.

[128] **Par ailleurs, dans la perspective de l'amélioration des méthodes de travail d'Énergir afin de réduire les efforts relatifs à la production des suivis *a posteriori*, la Régie lui demande de déposer, dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier, les informations relatives à la progression de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori*, en lien avec le remplacement éventuel de systèmes informatiques.**

[129] En ce qui a trait au suivi *a posteriori* après six ans des cas d'exception, Énergir indique que le premier suivi de cette nature ne sera possible qu'en 2022 puisqu'elle ne fait un suivi distinct de ce type de projets que depuis 2016[99]. Par ailleurs, questionnée par la Régie, Énergir indique ne pas être en mesure de déposer les suivis *a posteriori* des années 2016, 2017 et 2018, compte tenu de l'importance de l'effort requis dans les délais prescrits[100].

[130] Néanmoins, Énergir présente, pour ces trois années, sous la forme de tableaux, les données *a priori* et *a posteriori* relatives aux projets de cas d'exception répartis entre les repavages municipaux et les parcs industriels[101]. Bien qu'aucune donnée relative aux projections anticipées ne soit fournie, la Régie est d'avis que les données présentées sont satisfaisantes dans les circonstances et note, néanmoins, que seulement trois projets de cas d'exception sont prévus pour le début du mois d'avril 2019.

[131] **Dans ce contexte, la Régie convient que le premier suivi *a posteriori* après six ans des projets de cas d'exception sera déposé dans le cadre du rapport annuel 2022.** Elle rappelle d'ailleurs à Énergir le suivi qu'elle a demandé au paragraphe 393 de sa décision D-2018-080[102] pour les projets de cas d'exception auxquels Énergir doit se conformer, en y incluant, dans la mesure du possible, les données relatives aux projections qu'elle anticipe (coûts, nombre de clients, volumes) :

---

99 Pièce B-0090, p. 9.
100 Pièce B-0164, p. 24, réponse 9.1.
101 Pièce B-0164, p. 26 et 27, réponse 9.1.
102 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2018-080, p. 93, par. 393.

> « *[393] Enfin, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre des dossiers de rapport annuel, un suivi agrégé spécifique pour les projets de cas d'exception réalisés* ».

2.6 PROGRAMMES COMMERCIAUX

2.6.1 RAPPORT DÉTAILLÉ DES PROGRAMMES PRC ET PRRC

[132] En suivi de la décision D-2017-073[103], 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 2017-2018, soit 9,8 M$ de PRC et 4,6 M$ de PRRC, ont permis d'ajouter 3 595 nouveaux clients ou d'effectuer des ajouts de charge grâce au PRC ainsi que de maintenir 5 378 clients actuels grâce au PRRC. Le détail des clients ajoutés et maintenus est présenté à l'annexe 1 de la pièce B-0091[104].

[133] L'écart total pour le PRC et le PRRC entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel est de moins de 1 %. Pour le marché Affaires, les PRC signés ont dépassé le budget de 1,3 M$ dû à des volumes moyens de 23 % plus élevés qu'anticipés pour les nouvelles ventes. Pour le marché Résidentiel, les PRC signés ont dépassé le budget de 3,6 M$, notamment en raison de l'effort de vente ciblé sur le marché de la nouvelle construction des immeubles multi-locatifs, ainsi que de la hausse des mises en chantier des immeubles de type condos de 50 logements et plus et des unifamiliaux. Pour les PRRC, Énergir n'a versé que 2 363 $ de plus que prévu[105].

[134] Afin de présenter l'ensemble des éléments permettant d'apprécier la détermination des montants d'aides et le respect des balises établies par la Régie, Énergir présente 20 cas de nouveaux clients (PRC) ou de clients maintenus (PRRC). L'échantillon est scindé en deux groupes. Une fois ces regroupements réalisés, des numéros de clients ont été sélectionnés de

---

103 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073.
104 Pièce B-0091, p. 8 et annexe 1, p. 1 à 150..
105 Pièce B-0091, p. 11.

manière aléatoire. Certains cas jugés similaires ont été retirés et une autre sélection de cas aléatoires s'en est suivie.

[135] **La Régie prend acte du suivi relatif au rapport détaillé des programmes PRC et PRRC et de l'explication des écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel en suivi de la décision D-2018-096 et s'en déclare satisfaite.**

2.6.2 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2018-096

[136] Dans sa décision D-2018-096[106], la Régie précisait :

> « *[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 « Rabais (¢/m³) », « D à l'OMA (¢/m³) » et « Rabais (%) », soit incluse dans le rapport détaillé qui sera déposé au rapport annuel 2018.*
>
> […]
>
> *[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*;
> - *les critères de rentabilité appliqués à l'approche au cas par cas* ».

---

[106] Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38 à 41.

[137] Dans un premier temps, relativement aux informations additionnelles à inclure dans le rapport détaillé des programmes PRC et PRRC, Énergir présente les colonnes « Rabais (¢/m³) », « D à l'OMA (¢/m³) » et « Rabais (%) » apparaissent dans les cas-types du PRC dans l'annexe 2 de la pièce B-0091[107].

[138] De plus, Énergir remplace les grilles d'aide financière utilisées pour calculer les montants d'aide financière selon l'approche de masse par des cas-type, pour démontrer l'établissement des grilles financières. Les cas-type représentent les grilles actives durant l'année financière 2017-2018 et ils sont présentés dans l'annexe 2 du rapport sur les programmes commerciaux. Énergir précise qu'en février 2018, la grille 5 a été abolie et la grille 6 a été modifiée pour tenir compte de la mise à jour des surcoûts des appareils chauffe-eau et *make up air*[108].

[139] En réponse à une DDR, Énergir précise qu'elle ne dispose plus de grilles d'aide financière en format papier puisqu'elle a développé et mis en ligne un calculateur d'aide financière pour gérer l'approche de masse auprès de la force de vente externe. Elle utilise des cas-type pour illustrer la mécanique de détermination des montants d'aides financières disponibles pour différents contextes. De plus, elle souligne que la date d'entrée en vigueur aurait dû se lire le 2 février 2018. Elle ajoute que l'aide financière de la grille 6 a été établie en fonction des nouveaux surcoûts évalués par le rapport d'Éconoler produit dans le dossier tarifaire R-4018-2017[109].

[140] La Régie constate que les cas-type présentés pour les grilles 2 à 4, 6 et 7 incluent un niveau d'information pertinent pour obtenir un portrait général satisfaisant sur l'établissement des grilles financières pour l'approche de masse[110].

[141] Enfin, une séance de travail sur les programmes PRC et PRRC a eu lieu le 11 octobre 2018. Lors de cette séance, la Régie a également demandé une mise en contexte des programmes commerciaux afin d'en faciliter la compréhension. Énergir indique que la séance de travail lui a permis d'exposer comment elle envisageait présenter les informations suivantes :

---

107 Pièce B-0091, annexe 2, p. 1.
108 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 40, par. 121, et pièces B-0091, annexe 2, p. 1, et B-0091, p. 15.
109 Pièce B-0164, p. 53 et 54, réponses 19.1 et 19.2.
110 Pièce B-0091, annexe 2, p. 1.

«

- *le rapport détaillé des PRC & PRRC et les écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel;*
- *les mises à jour des tableaux demandés des pièces B-0208 et B-0195 du dossier sur le Rapport annuel 2017;*
- *les cas-types et l'information qu'Énergir entend fournir pour démontrer l'établissement des grilles financières;*
- *des audits aléatoires de cas de versement de PRC & PRRC et la démonstration de l'évaluation du montant attribué* »[111].

[142] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2018-096 et s'en déclare satisfaite[112].**

[143] Par ailleurs, dans sa décision D-2018-096, la Régie indiquait ce qui suit :

> « *[111] La Régie constate que le tableau déposé en réponse à la question 3.3 de la pièce B-0208 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 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]. [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

[144] En suivi de cette demande de la Régie, Énergir met à jour le tableau à la page 14 de la pièce B-0091, en présentant le tableau intitulé « Statistique sur les participants aux PGEÉ ayant reçu des aides financières »[114].

---

111 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 40, par. 122, et pièce B-0091, p. 3.
112 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38 à 40, par. 112, 114, 121 et 122.
113 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38.
114 Pièce B-0091, p. 14.

[145] Énergir précise que les montants versés pour l'année 2017-2018 aux participants du PRC ou du PRRC ayant également bénéficié du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et du Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante (CASEP) représentent des aides financières correspondant au total des montants selon les deux approches, soit l'approche de masse et l'approche au cas par cas[115].

[146] Ce suivi prévoit la mise à jour de deux tableaux déposés dans le cadre du dossier R-4024-2017, soit les pièces B-0208[116] et B-0195[117] qui présentent respectivement les montants PRC signés et versés et les montants versés aux participants du PRC ou du PRRC ayant également bénéficié du PGEÉ et du CASEP. La mise à jour du tableau des montants PRC signés et versés inclut les PRC signés selon les plans de développement de l'année en cours et des années antérieures[118].

[147] Quant à la mise à jour du tableau à la page 7 de la pièce B-0208[119], Énergir présente les montants signés réels et prévus de l'an 1 et les montants versés selon les plans de développement de l'année 2017-2018 et des années antérieures, mais exclut les ventes signées de l'année en cours et des années antérieures[120].

[148] En réponse à une DDR, Énergir indique que :

> « *La présentation du tableau de suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC a été modifiée pour présenter l'aide financière versée en suivi de la décision D-2017-073. Ainsi la Régie énonçait aux paragraphes 101 et 102 :*
>
> *« [101] Considérant que les programmes commerciaux et ceux en efficacité énergétique sont complémentaires[40], la Régie est d'avis que le suivi des programmes commerciaux devrait porter sur les montants réellement versés pendant l'année financière, comme c'est le cas du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés, et non pas sur les montants engagés pour des appareils définis a priori.*

---

115 Pièce B-0164, p. 54.
116 Pièce B-0208, p. 7.
117 Pièce B-0195, p. 35.
118 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38, par. 112, et pièces B-0208, p. 7, et B-0195, p. 35.
119 Dossier R-4024-2017, pièce B-0208, p. 7.
120 Pièce B-0091, p. 13.

> *[102] La Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2017, que le rapport détaillé des programmes PRC et PRRC porte sur les montants versés dans l'année financière, notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés. De plus, elle lui demande d'expliquer les écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel ».*
>
> *Conséquemment Énergir a mis fin au rapport détaillé du PRC signé pour le remplacer par le rapport détaillé du PRC versé, et ce, suite à plusieurs développements informatiques. Tel que précisé dans la pièce sur le Rapport détaillé des programmes PRC et PRRC du Rapport annuel 2017[12], Énergir avait, pour le Rapport annuel 2017 seulement, présenté l'information selon l'ancienne méthode afin de pallier l'information manquante du rapport détaillé du PRC versé alors en développement. Comme le rapport détaillé du PRC signé n'est plus produit, il n'est pas possible de compiler l'information des deux colonnes sur le PRC signé du rapport détaillé* »[121].

[149] La Régie constate que lorsqu'Énergir a effectué plusieurs développements informatiques, elle a choisi de ne pas tenir compte des paragraphes 111 et 112 de la décision D-2018-096 qui prévoit qu'elle doit produire les PRC signés du rapport détaillé.

[150] La Régie veut continuer de comparer les montants signés aux montants versés tel que prévu au paragraphe 112 de sa décision D-2018-096 qui prévoit une information supplémentaire à celles prévues au paragraphe 102 de sa décision D-2017-073, soit les PRC signés de l'année en cours et des années antérieures. Par conséquent, la Régie réitère sa demande contenue dans sa décision D-2018-096 :

> « *[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* ».

[151] **La Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier de rapport annuel, le suivi complet demandé dans cette décision ainsi qu'une description des efforts requis pour inclure les montants signés en même temps que les montants versés par son**

---

[121] Pièce B-0164, p. 52, dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, p. 34, par. 101 et 102, et dossier R-4024-2017, pièce B-0159, p. 3 et 4.

système informatique et, si requis, de présenter un échéancier afin d'y intégrer des ventes signées de l'année en cours et des années antérieures[122].

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ

[152] Énergir présente le suivi de l'établissement des frais reportés relatifs au PGEÉ[123].

[153] L'écart de 357 153 $ entre le budget et les dépenses d'exploitation réelles relatives au PGEÉ a été transféré à un compte de frais reportés (CFR-PGEÉ). Ceci a pour effet de ramener le niveau de la dépense réelle en charges d'exploitation à celui projeté au budget, soit 3 652 010 $. Le CFR-PGEÉ ainsi créé constitue un montant à verser et il sera intégré dans les tarifs de l'année 2019-2020.

[154] **La Régie prend acte du suivi de l'établissement des frais reportés relatifs au PGEÉ et s'en déclare satisfaite.**

3.2 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[155] Énergir indique avoir atteint des économies annuelles nettes de 40,1 Mm³, ce qui représente 102 % de celles prévues au dossier tarifaire 2017-2018, avec un nombre de participants inférieur de 4 % à ce qui était prévu[124].

[156] Le PGEÉ a nécessité des ressources financières de 18,4 M$, soit 82 % des 22,4 M$ autorisés par la Régie. Les aides financières versées représentent 82 % des dépenses réelles totales du PGEÉ. Les frais d'exploitation ont été légèrement inférieurs à la prévision, soit 90 %

---

122 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38, par. 112, et pièce B-0208, p. 7.
123 Pièce B-0084.
124 Pièce B-0085, p. 2.

des budgets autorisés. Quant aux sommes non dépensées en frais d'exploitation, totalisant 357 153 $, elles ont été transférées à un CFR, conformément à la décision D-2017-094[125].

[157] Énergir présente les résultats et les explications des écarts de la section portant sur les faits saillants selon la nouvelle nomenclature, qui regroupe, en huit programmes englobants, différents volets ayant des similitudes. Les volets ont des modalités distinctes. Énergir indique qu'à compter du rapport annuel 2018-2019, l'annexe G, présentant les résultats détaillés des volets des programmes en efficacité énergétique, ne sera plus produite afin de se conformer au format de présentation du plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 de Transition énergétique Québec (TEQ)[126].

[158] Énergir présente à l'annexe A de la pièce B-0085 les informations pour les huit programmes du PGEÉ qu'elle entend présenter à TEQ annuellement[127].

[159] Énergir présente dans son rapport des programmes et des activités en efficacité énergétique (PAEÉ), une synthèse des programmes 2017-2018 (annexe B), la liste de projets d'innovation en cours (annexe C), les activités et outils de communication (annexe D) et les activités de recherche de l'année financière 2017-2018 (annexe E)[128].

[160] Énergir présente des suivis demandés par la Régie au rapport annuel des PAEÉ :

- en conformité avec la décision D-2012-116[129], paragraphe 24, elle présente des informations spécifiques aux volets PE126 et PE236 du programme Soutien MFR[130];
- en suivi de la décision D-2012-116[131], paragraphe 50, elle indique avoir subventionné 15 simulations énergétiques en 2017-2018 pour le volet Nouvelle Construction;

---

125 Pièce B-0085, p. 3 et 4.
126 Pièce B-0085, p. 10 et 11.
127 Pièce B-0085, annexe A, p. 1 et 2.
128 Pièce B-0085, annexe B, annexe C, p. 1 à 4, annexe D, p. 1 à 10, et annexe E, p. 1 à 3.
129 Dossier R-3790-2012, décision D-2012-116, p. 9.
130 Pièce B-0085, annexe F, p. 3 à 5.
131 Dossier R-3790-2012, décision D-2012-116, p. 14.

- en suivi de la décision D-2013-106132, paragraphe 445, et de la décision D-2018-096133, paragraphe 169, elle présente le détail des montants engagés et payés des volets des programmes en efficacité énergétique134;
- en conformité avec la décision D-2017-073135, paragraphe 120, elle ajoute adéquatement les notes de bas de page aux fiches des programmes à l'annexe G136;
- en suivi de la décision D-2017-073137, paragraphe 121, elle présente un tableau du taux des mesures implantées, économies brutes et aides financières versées selon la période de recouvrement de l'investissement pour les cinq volets suivants : PE207, PE208, PE211, PE218 et PE219138;
- en conformité avec la décision D-2017-073139, paragraphe 133, les résultats réels du PGEÉ tiennent compte de la mise à jour des paramètres révisés des volets pour lesquels des rapports d'évaluation ont été déposés à la Régie en décembre 2017, dans le cadre du suivi administratif140;
- en suivi de la décision D-2018-096141, paragraphe 149, elle présente la ventilation des données prévisionnelles et réelles des volets PE103, PE202, PE210 et PE202142;
- en suivi de la décision D-2018-096143, paragraphe 157, elle indique qu'un montant de 72 230 $, soit 12 % du programme Sensibilisation Efficace (volets PE106 et PE204), a été utilisé pour appuyer des campagnes publicitaires d'Énergir144;
- en suivi de la décision D-2018-110145, paragraphe 20, qui autorise un dépassement maximum de 300 000 $ pour les volets du marché résidentiel, elle indique qu'au terme de l'année 2017-2018, les dépenses réelles ont dépassé le

---

132 Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 100.
133 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 49.
134 Pièce B-0085, annexe F, p. 6.
135 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, p. 37.
136 Pièce B-0085, annexe G, p. 1 à 30.
137 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, p. 38.
138 Pièce B-0085, annexe F, p. 7.
139 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, p. 40.
140 Pièce B-0085, p. 6.
141 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 46.
142 Pièce B-0085, annexe F, p. 8 et 9.
143 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 47.
144 Pièce B-0085, annexe F, p. 9 et 10.
145 Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-110, p. 7.

budget total de ce marché de 152 809 $[146], soit un montant inférieur au dépassement maximum permis.

[161] Énergir présente à l'annexe G de la pièce B-0085 chaque fiche des volets des programmes en efficacité énergétique ayant des modalités distinctes. En réponse à une DDR, elle présente l'analyse des principaux écarts des volets[147].

[162] **La Régie prend acte des résultats du PGEÉ 2017-2018 présentés dans le rapport annuel des PAEÉ et aux pages 35 à 39 de la pièce B-0164.**

4. SUIVIS

4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

[163] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants :

- projet d'extension du réseau jusqu'à la municipalité de La Corne[148];
- suivi de l'éventuelle desserte des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord[149];
- projet d'extension du réseau dans le parc industriel de Beauharnois[150];
- projet d'amélioration et de renforcement du réseau de transmission du Saguenay[151];
- projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers[152];

146 Pièce B-0085, annexe F, p. 10 et 11.
147 Pièces B-0085, annexe G, p. 1 à 30, et B-0164, p. 35 à 39.
148 Pièce B-0101.
149 Pièce B-0102.
150 Pièce B-0106.
151 Pièce B-0108.
152 Pièce B-0112.

- projet visant l'aménagement du site extérieur de formation de l'École de technologie gazière de Boucherville[153];
- projet de reconstruction de la conduite du pont Trudel[154];
- projet d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan[155];
- projet d'extension de réseau à Saint-Marc-des-Carrières[156];
- projet d'extension de réseau pour une station de gaz naturel à Laval[157];
- projet de la solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle[158];
- projet d'extension de réseau – Plessisville[159].

[164] **La Régie prend acte des suivis de ces projets.**

[165] En ce qui a trait au projet d'extension de réseau à Plessisville, le Distributeur présente le coût d'investissement révisé à la hausse, qui excède maintenant le seuil individuel de 1,5 M$. Énergir explique le contexte ayant mené au dépassement de coûts dont, notamment, un nouveau contrat général avec un nouveau contracteur qui se traduit par une hausse des coûts unitaires et une compensation à l'entrepreneur sous forme de prime d'éloignement en pourcentage lorsque les travaux ont lieu à l'extérieur d'un territoire défini par le volume de travail principal et, enfin, des coûts additionnels liés à l'excavation. Il est à noter que l'estimé du projet en 2015 a été fait avec les prix unitaires de l'ancien contrat général.

[166] **La Régie prend acte du dépassement de coûts du projet d'extension de réseau à Plessisville et demande à Énergir de poursuivre ce suivi jusqu'à ce que le projet soit finalisé.**

---

153 Pièce B-0115.
154 Pièce B-0119.
155 Pièce B-0120.
156 Pièce B-0122.
157 Pièce B-0124.
158 Pièce B-0126.
159 Pièce B-0128.

[167] **Cependant, la Régie réitère sa demande énoncée dans sa décision D-2018-096 à l'égard des projets qui, à la suite de dépassement des coûts prévus, sont au-delà du seuil de 1,5 M$:**

> « *[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* »[160].

[168] **Ainsi, la Régie demande à Énergir de déposer, à partir du prochain dossier de rapport annuel, les éventuels dépassements de coûts des projets inférieurs au seuil, mais excédant le seuil lors de la mise à jour des coûts.**

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

- projet de relocalisation d'une conduite de transmission à Malartic[161];
- projet d'investissement visant l'extension du réseau dans la ville de Terrebonne[162];
- projet d'amélioration et de renforcement du réseau de transmission du Saguenay[163];
- projet d'extension du réseau dans la région d'Asbestos[164];
- projet d'extension du réseau dans la région de Bellechasse[165];
- projet de raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection[166].

[170] **La Régie prend acte de ces suivis et autorise Énergir à y mettre fin, considérant que les conditions établies dans sa décision D-97-25[167] ont été satisfaites.**

[171] **À l'égard du projet de raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection, la Régie demande au Distributeur, qu'advenant que la Ville de**

---

160 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 51.
161 Pièce B-0103.
162 Pièce B-0105.
163 Pièce B-0108.
164 Pièce B-0114.
165 Pièce B-0110.
166 Pièce B-0117.
167 Dossier R-3371-97, décision D-97-25.

Saint-Hyacinthe décide de procéder au remboursement en un seul versement plutôt que sur une période de 20 ans par le tarif de réception pour le GNR injecté, le Distributeur devra fournir à la Régie les détails relatifs à cette demande ainsi que la mise à jour des tarifs de réception qui en découleraient.

4.2 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

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

- suivis des montants versés au CFR relatif au processus de consultation réglementaire;
- suivis relatifs à l'explication des écarts et au développement d'outils informatiques;
- rapport relatif aux contrats d'approvisionnement en transport;
- suivi relatif aux transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise;
- suivi relatif au défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers;
- rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint (concurrence et saisonnier);
- suivi relatif à la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour avec un tiers;
- suivis relatifs à la diversification des indices d'achats de fourniture et à l'historique des achats réels de fourniture à Dawn;
- suivi relatif à la stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage de Union Gas;
- suivi relatif à la gestion des cas de préavis de sortie du service de transport d'Énergir;
- suivi relatif aux bénéfices réels du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn;
- suivis relatifs au niveau de saturation du réseau par région et à l'état d'avancement des discussions avec TCPL pour la région de l'Estrie;
- suivi relatif à l'approvisionnment en GNR d'Énergir à la Ville de Saint-Hyacinthe;
- rapport relatif à la flexibilité tarifaire biénergie et mazout;

- rapports relatifs au SPEDE et évolution du CFR;
- projets subventionnés par le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP).

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

4.2.1 SUIVI DE LA FORMATION À UNE CLIENTÈLE EXTERNE PAR L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE GAZIÈRE

[174] Dans le cadre du dossier R-4002-2017, Énergir demandait à la Régie l'autorisation de réaliser un projet d'aménagement du site extérieur de l'École de technologie gazière (ÉTG) (le Projet). Parmi les objectifs visés par le Projet, Énergir indiquait la diversification des formations pratiques pouvant être réalisées à l'ÉTG.

[175] Dans le cadre de sa décision D-2017-096, la Régie indiquait ses attentes :

> « *[54] Également, la Régie s'attend à ce que la facturation associée à la formation par l'ÉTG auprès de la clientèle externe, apparentée ou autre activité, soit appliquée de façon équitable et sans interfinancement, en tout ou en partie, par les clients de l'activité réglementée du Distributeur.*
>
> *[55] À cet égard, la Régie demande au Distributeur de déposer dans le cadre des prochains rapports annuels un suivi présentant les revenus, les dépenses, les bases d'établissement et l'impact tarifaire associés à la formation à une clientèle externe, apparentée ou autre activité, par l'ÉTG afin de démontrer l'absence d'interfinancement par la clientèle réglementée* »[168].

[176] Le Distributeur, au soutien de sa demande dans le présent dossier de mettre fin au suivi ainsi demandé, indique que les explications relatives aux bases d'établissement des revenus démontrent que les activités de formation externe de l'ÉTG ne sont pas interfinancées par la clientèle réglementée. Tous les clients de l'ÉTG, incluant les entités apparentées à Énergir, paient un tarif équitable qui permet de couvrir les dépenses

---

[168] Dossier R-4002-2017, décision D-2017-096, p. 15.

d'opération liées à la diffusion de la formation externe. Il s'agit donc d'une activité qui est profitable pour la clientèle, puisqu'elle génère une baisse tarifaire.

[177] En réponse à une DDR de la Régie[169], le Distributeur précise que les formations entre les entités apparentées représentent seulement 13 k$ en moyenne au cours des cinq dernières années et qu'elles devraient se maintenir à ce niveau au cours des prochaines années. Énergir mentionne également que le *Code de conduite du distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe corporatif* (le Code de conduite)[170] établit que les transactions entre apparentées ne doivent pas conférer un privilège ou un avantage concurrentiel indu. Le Distributeur précise que la section « *7. Application du Code de conduite et suivi* » du Code de conduite présente aussi les mesures qu'Énergir a mises en place pour en assurer le respect.

[178] Par ailleurs, Énergir mentionne également que la faible variation, année après année, des activités de l'ÉTG est un élément supplémentaire qui milite en faveur de sa demande afin de mettre fin au suivi.

Opinion de la Régie

[179] Énergir présente un tableau relatif à l'avancement du projet d'aménagement du site extérieur de l'ÉTG[171]. La Régie constate que la première cohorte de formation était prévue pour le mois d'avril 2019, soit près de 16 mois plus tard que l'échéancier initialement prévu.

[180] Bien que le suivi déposé au présent dossier démontre la rentabilité des formations externes délivrées par l'ÉTG, la Régie peut difficilement conclure, compte tenu de la date de fin de formation de la première cohorte et de la mise en service finale du Projet, que les résultats présentés au tableau 1, en date du 30 septembre 2018, incluent des formations en lien avec ce projet pour lequel la Régie a demandé un suivi dans sa décision D-2017-096[172].

[181] Les données présentées en lien avec les informations requises au paragraphe 55 de la décision D-2017-096 ne permettent pas à la Régie de conclure sur les préoccupations

---

169 Pièce B-0164, p. 1 et 2, réponses 1.1 et 1.2.
170 Pièces B-0162, réponse 31.4 (sous pli confidentiel), et dossier R-3970-2016, pièce B-0277.
171 Pièce B-0115, p. 1.
172 Dossier R-4002-2017, décision D-2017-096.

soulevées lors de l'approbation du Projet, d'autant plus que la mise en service finale, initialement prévue pour janvier 2018, a été retardée au mois de mai 2019. De plus, la Régie considère que deux années de suivi ne représentent pas un nombre suffisant de données afin de conclure sur les éléments faisant l'objet du suivi.

[182] **En conséquence, la Régie rejette la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la formation donnée à une clientèle externe par l'École de technologie gazière (suivi de la décision D-2017-096).**

4.3 UTILISATION DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

[183] En suivi de la décision D-2014-077[173], Énergir présente un bilan détaillé des trois dernières années 2 à 4 (2015-2016 à 2017-2018) du programme-pilote du Compte d'aide au soutien social (CASS). Ce bilan présente le portrait global relatif aux ententes de paiement finalisées et en cours. Pour chacune des trois années présentées, Énergir disposait d'un budget de 250 000 $, plus la balance du compte de frais reporté CASS (CFR-CASS). Le suivi de l'année 1 (2014-2015) du CASS a été retiré puisque son portrait complet avait été présenté au rapport annuel 2017 et qu'aucune modification n'y a été apportée depuis[174].

[184] La Régie note que le solde du CFR-CASS, en date du 30 septembre 2018, est de 347 048,80 $[175].

[185] En réponse à une DDR, Énergir présente quelques statistiques pour les quatre années du CASS (2014-2015 à 2017-2018) :

- 18,4 % des clients n'ont pas été en mesure de respecter leur entente;
- 9,8 % des clients intéressés ne se sont pas qualifiés;
- 42,9 % des clients n'ont pas suivi ou ont abandonné le CASS[176].

---

173 Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, p. 87, par. 344.
174 Pièce B-0169.
175 Pièce B-0169, p. 11.
176 Pièce B-0164, p. 48 et 49.

[186] En suivi de la décision D-2018-096[177], paragraphes 195 et 196, Énergir présente une colonne supplémentaire intitulée « montant engagé » au tableau consolidé des sommes payées pour les années 2 à 4, dans le but de faciliter les suivis des montants déboursés et engagés et la conciliation du solde réel du CFR-CASS. De plus, elle présente les sommes déboursées et les frais de gestion d'OC de manière distincte[178].

[187] **La Régie prend acte du rapport relatif au programme-pilote du Compte d'aide au soutien social en suivi des décisions D-2014-077 et D-2018-096 et s'en déclare satisfaite.**

4.4 RAPPORT DE SUIVI ASSOCIÉ À L'ACTIVITÉ GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

[188] En suivi de la décision D-2014-032[179], Énergir dépose les rapports portant sur l'utilisation de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (l'usine LSR) et la répartition des coûts entre l'activité réglementée et le client GM GNL, une activité non réglementée. Le Distributeur présente également l'évolution de la demande du client GM GNL ainsi que l'impact sur le coût de maintien de la fiabilité pour l'année 2018[180].

[189] [redacted] :

[redacted]

[190] En suivi de la décision D-2018-096[181], le Distributeur présente les explications [redacted] ont été conclues de

---

177 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 54.
178 Pièce B-0169, p. 4, 7 et 10, tableaux 1.4, 2.4 et 3.4.
179 Dossier R-3837-2013 Phase 2, décision D-2014-032, p. 22, et pièces B-0052 et B-0143 (sous pli confidentiel).
180 Pièces B-0053 et B-0054.
181 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 35, par. 92.

façon avantageuse et dans l'intérêt de la clientèle, aux fins de leur approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi[182].

[191] [redacted][183]. [redacted].

4.4.1 SERVICE DE LIQUÉFACTION

[192] [redacted].

[193] [redacted].

[194] [redacted][184].

[195] [redacted]

182 Pièce B-0080, p. 3 à 10 (sous pli confidentiel).
183 Pièce B-0162, réponses 31.3 et 32.6, et annexes Q-31.3/Q-32.6 (sous pli confidentiel).
184 Pièce B-0080, p. 5 (sous pli confidentiel).

[redacted].

[196] [redacted][185]. [redacted][186].

[197] [redacted].

[198] Le Distributeur précise qu'il n'existe aucune disposition législative ou réglementaire spécifique quant à la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR lorsque le service de liquéfaction est effectué par GM GNL. Cependant, il fait valoir que la répartition qu'il applique respecte les dispositions du Code de conduite[187].

Établissement des coûts du service de liquéfaction

[199] [redacted][188].

---

185 Pièces B-0080, p. 4, et B-0162, réponse 30.1 (sous pli confidentiel).
186 Pièce B-0178, réponse 2.2, p. 13 (sous pli confidentiel).
187 Pièce B-0162, réponse 31.4 (sous pli confidentiel), et dossier R-3970-2016, pièce B-0277.
188 Pièce B-0080, p. 5 (sous pli confidentiel).

[200] [redacted][189].

[201] [redacted][190].

[202] [redacted][191].

[203] [redacted].

[204] [redacted][192], [redacted].

189 Pièce B-0080, p. 4, tableau 1 (sous pli confidentiel).
190 Pièce B-0080, p. 6 (sous pli confidentiel).
191 Pièce B-0080, p. 6 (sous pli confidentiel).
192 Pièce B-0162, réponse 31.1 (sous pli confidentiel).

[redacted].

[206] [redacted][193].

[207] [redacted][194].

[208] [redacted][195].

[209] [redacted][196].

Impact sur la répartition du coût d'utilisation de l'usine LSR

[210] [redacted]

---

193 Pièce B-0178, réponses 3.1 et 3.3, faisant référence à la pièce B-0162, réponse 31.1 (sous pli confidentiel).
194 Pièce B-0178, réponse 3.3 (sous pli confidentiel).
195 Pièce B-0178, réponse 3.4 (sous pli confidentiel).
196 Pièce B-0178, réponse 3.4 (sous pli confidentiel).

[redacted].

[211] [redacted][197]. [redacted][198].

[212] En vertu du Code de conduite, le Distributeur soumet que les transactions impliquant des services reçus par ses entités apparentées doivent être réalisées au coût complet, mais également en évitant l'interfinancement et en tenant compte de l'intérêt de la clientèle de son activité réglementée[199]. [redacted][200].

[213] [redacted][201].

[214] [redacted][202].

[215] [redacted]

197 Pièces B-0052, tableau 3, colonne 5, ligne 2, et B-0080, p. 7 (sous pli confidentiel).
198 Pièce B-0080, p. 7 (sous pli confidentiel).
199 Articles 4.1, 2.2, 2.3 et 3.1 du Code de conduite.
200 Pièce B-0191, réponse 1.1 (sous pli confidentiel).
201 Pièce B-0191, réponse 1.1 (sous pli confidentiel).
202 Pièces B-0178, réponse 2.1, et B-0191, réponse 1.1 (sous pli confidentiel).

[redacted][203].

[216] Questionnée au sujet des risques de coûts échoués et des risques opérationnels associés à la non-utilisation du liquéfacteur nº 1 à l'usine LSR au cours de l'année 2018, pouvant également se reproduire pour d'autres années, Énergir mentionne avoir révisé son plan d'entretien préventif afin de prendre en compte les périodes d'arrêts plus longues entre les périodes d'utilisation[204]. Énergir indique que ce plan permettra d'assurer le maintien de l'intégrité des équipements ainsi que des nouvelles fréquences d'utilisation.

[217] Le Distributeur soumet qu'une évaluation technique n'est pas nécessaire puisque les modifications apportées au plan d'entretien du liquéfacteur nº 1 assurent l'intégrité des équipements et leurs disponibilités au moment d'un démarrage[205].

4.4.2 OPTION D'ACHAT DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

[218] [redacted][206].

[219] [redacted][207]. [redacted][208].

---

203 Pièce B-0178, réponse 2.1 (sous pli confidentiel).
204 Pièce B-0178, réponse 2.3 (sous pli confidentiel).
205 Pièce B-0178, réponse 2.3 (sous pli confidentiel).
206 Pièces B-0080, p. 7, et B-0162, réponse 26.1 (sous pli confidentiel).
207 Pièce B-0080, p. 8 (sous pli confidentiel).
208 Pièce B-0080, p. 8, 9 et 17 à 19, annexe 6 (sous pli confidentiel).

[220] [redacted][209].

[221] [redacted].

[222] [redacted][210].

Impact sur la répartition du coût d'utilisation de l'usine LSR

[223] [redacted].

[224] [redacted][211].

[225] [redacted][212], [redacted]

---

209 Pièce B-0080, p. 8 (sous pli confidentiel).
210 Pièce B-0080, p. 9 (sous pli confidentiel).
211 Pièces B-0052, tableau 3, colonne 8, ligne 2, et B-0080, p. 9 (sous pli confidentiel).
212 Pièce B-0162, réponse 32.1 (sous pli confidentiel).

[redacted][213].

[226] [redacted][214], [redacted][215].

[227] [redacted][216].

[228] [redacted][217]. [redacted][218].

Outil de maintien de la fiabilité et sécurité d'approvisionnement

[229] Dans sa décision D-2015-012[219], la Régie approuvait une méthodologie de calcul modifiée de l'outil de maintien de la fiabilité. Cette méthode permet de compenser la

---

213 Pièce B-0162, réponse 32.1 (sous pli confidentiel).
214 Pièces B-0056, colonne 17, et B-0143 (sous pli confidentiel).
215 Pièce B-0052, tableau 1, colonne (a), ligne 3.
216 Pièce B-0162, réponse 32.2 (sous pli confidentiel). La proportion est établie selon le ratio 14 224 $10^3 m^3$/56 600 $10^3 m^3$.
217 Pièce B-0080, p. 6 (sous pli confidentiel).
218 Pièce B-0162, réponse 32.3 (sous pli confidentiel).
219 Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision D-2015-012, p. 11, par. 26.

clientèle d'Énergir pour l'utilisation de la capacité d'entreposage de l'usine LSR par le client GM GNL.

[230] Au dossier tarifaire 2017-2018, Énergir avait prévu la réservation d'une capacité d'entreposage à l'usine LSR de 1 300 10^3m^3 par le client GM GNL[220]. Au 28 novembre 2017, le Distributeur indiquait que le client GM GNL avait majoré sa demande de réservation en capacités d'entreposage à 10 000 10^3m^3.

[231] Selon la méthodologie de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité, Énergir avait évalué, en fonction des niveaux de réservation de 1 300 10^3m^3 et de 10 000 10^3m^3, qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'était requis. En effet, tenant compte de la demande prévue des clients en service continu pour la journée de pointe, la capacité d'entreposage de l'usine LSR n'était pas entièrement requise pour satisfaire les besoins d'un scénario d'hiver extrême, avec ou sans la réservation à l'usine LSR par le client GM GNL[221].

[232] Questionnée par la Régie, Énergir précise qu'elle n'a pas évalué le besoin d'un outil de maintien de la fiabilité, en début janvier 2018, lors de la période très froide constatée[222]. Elle mentionne à cet égard que, selon la méthode approuvée, le calcul du besoin d'un outil de maintien s'effectue lors de dossier tarifaire et à la révision budgétaire 0/12.

[233] Énergir est d'avis que dans la situation où GM GNL fait une demande de réservation à la hausse de sa capacité d'entreposage, une évaluation est réalisée afin de déterminer si un outil de maintien de la fiabilité est requis ou non, au plus tard au 1er décembre de l'année tarifaire. Énergir est d'avis que ce sont les besoins de sa clientèle qui ont fluctué en cours d'année. De fait, elle considère qu'il ne serait pas équitable que ce soit le client GM GNL qui assume les coûts d'un outil de maintien dans les cas où les besoins en outils d'approvisionnement s'avèrent plus élevés qu'anticipés en raison d'une fluctuation dans la demande de sa clientèle.

---

220 Dossier R-3987-2016, pièce B-0195, p. 81.
221 Dossier R-3987-2016, pièces B-0195, p. 81, et B-0053, p. 2.
222 Pièce B-0162, réponse 26.6 (sous pli confidentiel).

4.4.3 ACHAT DU GAZ NATUREL ÉVAPORÉ PRODUIT PAR LE LIQUÉFACTEUR N^{O} 2

[234] [redacted][223].

[235] [redacted].

[236] [redacted][224].

4.4.4 OPINION DE LA RÉGIE

Principes établis pour le prêt de l'usine LSR au client GM GNL

[237] La Régie rappelle les grands principes, émis dans sa décision D-2010-057, qui sous-tendent la vente de GNL à un affilié non réglementé.

> « *[28] La vente de GNL étant une activité non réglementée, la Régie ne peut fixer de tarif pour cette activité et le client GNL ne peut être assujetti à un tarif. Toutefois, la vente de GNL par Gaz Métro à sa filiale devra se faire sans interfinancement de la part ou envers les clients des services réglementés.*
>
> […]
>
> *[30] Par ailleurs, la Régie partage l'avis de certains intéressés, selon lequel elle a compétence pour surveiller les opérations de Gaz Métro afin de s'assurer que les clients des services règlementés aient des approvisionnements suffisants. De plus, en vertu de son pouvoir de tarification des activités réglementées et de son pouvoir*

---

223 Pièce B-0080, annexe 4 (sous pli confidentiel).

224 Dossier R-4024-2017, pièce B-0192, annexe 2 (sous pli confidentiel).

de surveiller les opérations de Gaz Métro afin de s'assurer que les clients des services réglementés paient selon un juste tarif, la Régie a compétence pour déterminer les coûts devant être déduits du revenu requis de Gaz Métro, car se rapportant à l'activité non réglementée de vente de GNL.

[31] La Régie considère que le dossier tarifaire et le dossier d'examen du rapport annuel constituent le cadre approprié pour exercer son pouvoir de surveillance et de tarification des activités réglementées.

[32] Ainsi, dans le dossier tarifaire, Gaz Métro devra déposer sa prévision de vente de GNL pour l'année témoin projetée et établir une prévision de coûts pour cette activité qui devra être déduite de son revenu requis. Ces coûts devraient notamment comprendre :

- *les coûts de fourniture, transport, gaz de compression et équilibrage;*
- *le coût d'utilisation du réseau de distribution pour amener le gaz à l'usine LSR;*
- *le coût d'utilisation de l'usine LSR;*
- *le coût relié à l'utilisation du site pour les installations de transfert de GNL;*
- *les taxes et contributions applicables, le cas échéant;*
- *tout autre coût que l'activité de vente de GNL pourrait générer par l'utilisation d'actifs réglementés.*

[33] De plus, Gaz Métro devra expliquer comment les activités de vente de GNL affecteront son plan d'approvisionnement, détailler les actions qu'elle devra mettre en œuvre pour maintenir la fiabilité d'approvisionnement de sa clientèle régulière lors des journées de pointe et de l'hiver extrême et établir une prévision de coûts pour ces actions. Ces coûts devront également être déduits du revenu requis.

[34] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, Gaz Métro devra produire un rapport détaillant les volumes et coûts réels reliés à la vente de GNL et traiter des écarts »[225].

[nous soulignons] [notes de bas de page omises]

---

[225] Dossier R-3727-2010, décision D-2010-057, p. 8 à 10.

[238] Par ailleurs, dans la décision D-2010-144, la Régie précise la notion de coût d'outil de maintien de la fiabilité en ces termes :

> « *[211] En audience, le distributeur indique que le fait de céder une portion de la capacité de l'usine LSR au client GNL l'amènera à modifier sa structure d'approvisionnement et à contracter du transport supplémentaire pour compenser la perte de cet outil traditionnel* [note de bas de page omise].
>
> *[212]La Régie considère qu'il y a clairement un lien de cause à effet entre la présence du client GNL et les coûts de transport supplémentaire encourus par le distributeur. Elle juge que les revenus obtenus du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR servent à compenser spécifiquement cette utilisation et que le coût pour contracter du transport supplémentaire doit être assumé entièrement par le client GNL, en plus des coûts d'utilisation de l'usine. La Régie demande au distributeur d'évaluer, à chaque dossier tarifaire, le coût des mesures qu'il devra mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle, compte tenu de la présence du client GNL. Elle lui demande également d'allouer la totalité de ce coût à l'activité de vente de GNL* »[226].
>
> [nous soulignons]

Approbation des transactions réalisées avec GM GNL

[239] La Régie note la mise en fonction effective depuis avril 2017 à l'usine LSR du liquéfacteur nº 2, une activité non réglementée appartenant à GM GNL, une société apparentée. La Régie note également que le Distributeur a réalisé trois types de transactions avec GM GNL.

[240] Ces transactions découlent de deux contrats cadres convenus avec GM GNL, soit du contrat cadre de réservation de GNL, d'achat et de vente de GNL et du contrat cadre d'achat et de vente d'un service de liquéfaction. La Régie note que ces deux contrats cadres n'ont pas été déposés pour approbation et se questionne quant à la nécessité de le faire. **La Régie demande au Distributeur de déposer ces contrats cadres pour examen dans le cadre de la phase 3 du dossier tarifaire R-4076-2018.**

---

[226] Dossier R-3720-2010 Phase 2, décision D-2010-144, p. 49.

4.4.4.1 Service de liquéfaction

[241] [redacted] hypothèses retenues pour établir le prix payé par Énergir correspondent [redacted]. À ce prix, s'ajoutent des coûts d'utilisation établis en fonction de la répartition des coûts à l'usine LSR [redacted]

[242] Considérant que les coûts complets [redacted], la Régie doit examiner le coût complet estimé du [redacted] en tenant compte des justifications retenues, en vertu de l'article 4.1 du Code de conduite. Également, la Régie doit s'assurer que les transactions réalisées ont été conclues en évitant un interfinancement et dans l'intérêt de la clientèle de l'activité réglementée d'Énergir, en vertu des articles 2.2, 2.3 et 3.1 du Code de Conduite.

[243] La Régie constate que de la proposition du Distributeur que l'établissement du prix de la contrepartie ne reflète ni l'utilisation réelle ni le départage des coûts réels de l'usine, [redacted]. La Régie constate que le prix du [redacted].

[244] [redacted].

[245] [redacted]

[redacted].

[246] Considérant ce qui précède et le manque d'information découlant de l'indisponibilité des coûts moyens [redacted], la Régie n'est pas en mesure d'évaluer [redacted] ont été réalisées en évitant un interfinancement et en tenant compte de l'intérêt de la clientèle, en vertu des articles 2.2, 2.3 et 3.1 du Code de conduite.

[247] **Conséquemment, la Régie approuve, de façon exceptionnelle, les transactions de service de liquéfaction conclues avec GM GNL au cours de l'année 2018 en vertu de l'article 81 de la Loi, en tenant compte des éléments décisionnels énoncés dans la présente section.**

Utilisation du liquéfacteur nº 2

[248] La Régie note également que le Distributeur a révisé son plan d'entretien préventif afin de prendre en compte des périodes d'arrêts plus longues entre les périodes d'utilisation en ce qui a trait au liquéfacteur nº 1, afin d'assurer le maintien de son intégrité.

[249] Outre la décision rendue précédemment dans le cadre du présent dossier, la Régie est préoccupée par certains enjeux reliés [redacted] plutôt que du liquéfacteur nº 1 pour liquéfier le gaz de l'activité réglementée. Elle considère que cet enjeu doit faire l'objet d'un débat dans le cadre de la phase 3 du dossier tarifaire R-4076-2018.

[250] À cet égard, la Régie émet plusieurs préocuppations relatives à la complexité de l'évaluation de l'ensemble des hypothèses et aux méthodes de calcul associées à la proposition du Distributeur sur les coûts d'utilisation du liquéfacteur nº 2. Les méthodes de répartition et les coûts unitaires reposent sur des hypothèses complexes et difficilement vérifiables.

[251] Dans le cas de transactions effectuées avec une société apparentée, la Régie considère que les transactions proposées doivent être transparentes, simples d'application et facilement vérifiables afin de s'assurer que les coûts imputés à l'activité réglementée lui permettent de fixer des tarifs justes et raisonnables.

[252] La Régie rappelle, comme mentionné dans sa décision D-2010-057, qu'elle a compétence pour surveiller les opérations du Distributeur mais qu'elle n'a aucun pouvoir de surveillance quant aux activités non réglementées.

[253] Par ailleurs, dans la mesure où le liquéfacteur nº 1 fait partie intégrante de l'ensemble des installations à l'usine LSR permettant au Distributeur d'assurer les besoins en pointe et la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, la Régie est d'avis que les risques, tant au niveau technique qu'au niveau économique, associés à la non-utilisation du liquéfacteur nº 1 doivent être examinés.

[254] **Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de la phase 3 du dossier tarifaire R-4076-2018, une preuve présentant les avantages et les inconvénients d'utiliser [redacted] plutôt que le liquéfacteur nº 1 à l'égard des éléments suivants :**

- **avantages économiques pour la clientèle réglementée;**
- **simplicité et transparence des méthodes de répartition des coûts;**
- **implications techniques et économiques associées aux périodes d'arrêts plus longues entre les périodes d'utilisation pour le liquéfacteur nº 1;**
- **risques techniques, opérationnels et économiques associés à la non-utilisation du liquéfacteur nº 1 à court et à long termes, ainsi que les moyens à sa disposition pour assurer son intégrité et mitiger les risques identifiés.**

4.4.4.2 Option d'achat de gaz naturel liquéfié et achat du gaz naturel évaporé produit par le liquéfacteur nº 2

[255] La Régie note le contexte particulier de l'année 2018, pendant laquelle le Distributeur a constaté un effritement significatif du volume de GNL disponible à l'usine LSR à la suite d'une période très froide survenue à la fin décembre 2017 et au début janvier 2018.

[256] À la lumière des informations fournies en DDR, la Régie observe que le Distributeur a pu assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle sans avoir à contracter du transport additionnel sur le marché, [redacted].

[257] La Régie note également que la transaction [redacted] porte sur [redacted] et a comme objectif d'assurer un niveau d'inventaire sécuritaire pour faire face à un risque d'hiver extrême.

[258] La Régie est d'avis que la matérialisation de l'hiver extrême est peu probable après la date du 28 février. Dans la mesure où le Distributeur a constaté au début janvier un risque quant au niveau sécuritaire de l'inventaire de l'usine LSR, la Régie considère qu'une procédure doit être mise en place au moment où le risque d'atteindre le niveau minimal est identifié afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle d'Énergir.

[259] Par ailleurs, la Régie note également que le Distributeur a appliqué la méthode d'identification des outils de maintien de la fiabilité, conformément à la décision D-2015-012.

[260] **Pour ces considérations exceptionnelles, la Régie approuve, pour l'année tarifaire 2018,** [redacted] **en vertu de l'article 81 de la Loi.**

[261] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve** [redacted] **en vertu de l'article 81 de la Loi.**

[262] Cependant, la Régie constate que la méthode d'évaluation des outils de maintien de la fiabilité mise en place ne permet pas d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle d'Énergir, en cours d'hiver, lorsque des situations exceptionnelles se présentent, comme ce fut le cas en 2018.

[263] La Régie comprend que la méthode actuelle repose sur la comparaison des prévisions des besoins de la journée de pointe par rapport à ceux de l'hiver extrême, la règle étant que lorsque les besoins de la journée de pointe sont supérieurs à ceux de l'hiver extrême, aucun outil de maintien n'est requis.

[264] La Régie constate que si Énergir n'avait pas procédé à un prêt d'espace à GM GNL de 10 000 $10^3 m^3$, le niveau sécuritaire d'inventaire de l'usine LSR n'aurait pas été atteint.

[265] Dans ce contexte, la Régie considère qu'il y a lieu de revoir la méthodologie de calcul des outils de maintien de la fiabilité de l'usine LSR pour tenir compte de l'activité de GM GNL, de manière à s'assurer que, tant en mode planification qu'en cours d'année, la clientèle d'Énergir sera tenue indemne de la présence de GM GNL tant au niveau de la sécurité d'approvisionnement qu'au niveau des coûts associés au maintien de cette sécurité.

[266] La Régie considère qu'un scénario de référence doit être défini pour évaluer le coût du GNL pour la clientèle d'Énergir, sans la présence du client GM GNL.

[267] De plus, la Régie demande que soit examinée, dans les options permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle d'Énergir, une procédure de cyclage comme celle mise en place dans le cadre de la décision D-2012-171.

[268] **Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de revoir, dans le cadre de la phase 3 du dossier tarifaire R-4076-2018, la méthode et les règles relatives au calcul de l'outil de maintien de la fiabilité, considérant l'évolution, en cours d'année, des besoins en capacité d'entreposage du Distributeur ainsi que des niveaux sécuritaires d'inventaire. La Régie demande également au Distributeur d'examiner la mise en place d'une procédure de cyclage de l'espace réservé à GM GNL pour faire face en temps réel à un hiver extrême.**

[269] **Le cas échéant, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dans le cadre du dossier tarifaire R-4076-2018 phase 3, les transactions de services rendus par GM GNL à prévoir au cours de l'année, les hypothèses d'établissement des coûts et de la recharge, ainsi que les impacts sur l'usine LSR et sur le plan d'approvisionnement.**

[270] **La Régie ordonne également au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier du rapport annuel, pour les transactions réalisées au cours de l'année avec GM GNL, les hypothèses d'établissement des coûts et de la recharge ainsi que les impacts sur l'usine LSR et sur le plan d'approvisionnement.**

[271] **La Régie demande également à Énergir, à partir du prochain dossier de rapport annuel, pour toute transaction effectuée avec GM GNL de démontrer l'évitement d'un interfinancement entre l'activité réglementée et GM GNL. Au soutien de cette démonstration, la Régie demande de présenter l'ensemble des hypothèses sous-jacentes et leurs justifications, les calculs détaillés et enfin les explications nécessaires.**

[272] **La Régie demande à Énergir de déposer les pièces révisées portant sur les activités du gaz naturel liquéfié, eu égard aux conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente section, au plus tard le 23 octobre 2019 à 12 h.**

4.4.5 COÛTS ET VOLUMES ASSOCIÉS À L'ACTIVITÉ DE VENTE GNL

[273] Depuis la mise en fonction du liquéfacteur n° 2 de l'usine LSR en avril 2017, Énergir mentionne que le client GM GNL est assujetti à l'ensemble des *Conditions de service et Tarif d'Énergir* (CST). De fait, Énergir explique que les grilles tarifaires applicables ont été utilisées afin de facturer GM GNL, au même titre qu'un autre client.

[274] Au cours de l'année 2017-2018, Énergir mentionne que les volumes facturés au client GM GNL correspondent aux taux en vigueur au service de distribution D4 et D5, en combinaison tarifaire.

[275] Afin d'établir les coûts d'équilibrage du client GM GNL, Énergir soumet que l'article 13.1.2.5 des CST a été appliqué. Selon cet article, un coût d'équilibrage est facturé au client en considérant son profil réel de consommation de la dernière année. Le Distributeur mentionne que le client est assujetti à un prix d'équilibrage toute l'année, mais un règlement est calculé en fin d'année afin de lui facturer ou de lui créditer le montant qu'il a payé en trop ou en moins selon son profil réel. Un règlement financier a donc été calculé au 30 septembre 2018 afin de tenir compte du profil réel du client pour la période d'octobre 2017 à septembre 2018.

[276] Considérant que GM GNL est dorénavant assujettie aux CST, Énergir est d'avis qu'il n'est plus pertinent de déposer la pièce au soutien de ce suivi lors des prochains dossiers de rapports annuels.

[277] **Pour les motifs énoncés, la Régie autorise Énergir à mettre fin au dépôt de la pièce relative aux coûts et aux volumes associés à l'activité de vente de GNL lors des prochains rapports annuels.**

5. RENCONTRE D'INFORMATION

5.1 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR DE TENIR UNE RENCONTRE D'INFORMATION APRÈS LE DÉPÔT DU RAPPORT ANNUEL

[278] Dans sa demande réamendée[227], le Distributeur demande à la Régie d'accueillir sa proposition à l'effet que toute rencontre d'information portant sur les documents constituant le dossier du rapport annuel se tienne après son dépôt.

[279] Conformément à la décision D-2000-183[228], l'entente négociée du mécanisme incitatif prévoyait que le rapport annuel soit présenté au groupe de travail au début du mois de décembre.

[280] Le Distributeur indique que de 2001 à 2012, à l'exception du rapport annuel 2012[229], la rencontre d'information s'est tenue avant le dépôt officiel à la Régie. Pour la période de 2013 à 2017[230], la rencontre d'information s'est tenue après le dépôt du dossier, à l'exception du rapport annuel de 2016.

[281] En raison de l'évolution de l'ampleur de ses rapports annuels, Énergir indique ne plus être en mesure de produire son rapport annuel avant la troisième semaine de décembre[231].

[282] Le Distributeur explique que les documents devaient être transmis généralement une dizaine de jours avant la tenue de la rencontre d'information. Après la rencontre, l'ensemble de ces documents devait être mis à jour afin de les adapter pour leur dépôt électronique à la Régie. Selon lui, la double manipulation des documents et la tenue d'une rencontre d'information entre les deux transmissions, dans un court laps de temps, rendent la conformité encore plus difficile à réaliser.

---

227 Pièce B-0189.

228 Dossier R-3425-1999, décision D-2000-183.

229 Les rapports annuels étaient préparés sous un mécanisme incitatif pour les années 2001 à 2012.

230 Pendant cette période, les rapports annuels étaient préparés alors qu'Énergir était réglementée en coût de service.

231 Conformément au Guide de dépôt, à la page 4, le Distributeur doit déposer son rapport annuel avant la fin du mois de décembre, soit trois mois après la fin de son année financière (au 30 septembre).

[283] Le Distributeur ajoute que, depuis plusieurs années, les audiences portant sur l'examen de la demande tarifaire d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité sont tenues durant les trois premières semaines de décembre. Plusieurs intervenants à ce dossier tarifaire participent également au dossier portant sur le rapport annuel d'Énergir. La concurrence des événements fait en sorte qu'une rencontre préalable s'intègre difficilement aux agendas des intervenants en décembre.

Opinion de la Régie

[284] Les rencontres d'information visant à présenter le rapport annuel du Distributeur avant son dépôt à la Régie, à des fins réglementaires, proviennent de la décision de la Régie D-2000-183 entérinant le Processus d'entente négocié (PEN) ayant conduit au mécanisme incitatif de réglementation du Distributeur. Or, depuis l'année 2013, ce mécanisme incitatif n'est plus en place.

[285] La tenue d'une rencontre d'information à la suite du dépôt du rapport annuel du Distributeur, une pratique établie depuis 2013 après la fin du PEN, permet aux intervenants et à la Régie de prendre connaissance et d'échanger sur le contenu du rapport annuel.

[286] Dans une perspective d'allègement réglementaire, cette demande est cohérente avec les autres demandes formulées par le Distributeur dans le dossier tarifaire présentement examiné par la Régie[232].

[287] Par ailleurs, la Régie est satisfaite des motifs et explications fournis par le Distributeur en ce qui a trait à la tenue des rencontres d'information après le dépôt de son rapport annuel.

[288] La Régie considère que la présentation du rapport annuel, après son dépôt, à son personnel ainsi qu'aux intervenants permet un allègement réglementaire et permet aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire correspondant de prendre part au processus d'examen du rapport annuel du Distributeur.

---

[232] Dans le cadre du dossier R-4076-2018, relatif à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *CST* d'Énergir à compter du 1er octobre 2019, le Distributeur présente une proposition pour un mode réglementaire allégé (pièce B-0006).

[289] **Pour ces motifs, la Régie accueille la proposition du Distributeur selon laquelle toute rencontre d'information portant sur les documents constituant le dossier du rapport annuel se tienne après son dépôt.**

6. CONFIDENTIALITÉ

6.1 GESTION DES INVENTAIRES ET VENTES DE GNL

[290] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés présentés à la pièce B-0055, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0056, pour une durée de 10 ans, au terme de laquelle les informations commerciales faisant l'objet de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel seront obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel.

[291] Dans sa déclaration sous serment, monsieur Étienne Champagne indique que les informations caviardées de la pièce B-0055 portent sur la gestion des inventaires ainsi que sur les ventes de gaz naturel liquéfié (GNL) effectuées par GM GNL à partir de l'usine LSR pour la période comprise entre le 1er octobre 2017 et le 30 septembre 2018. Il indique que ces informations sont de nature commerciale et stratégique qui, si elles sont divulguées au public, pourraient porter atteinte aux négociations contractuelles futures de GM GNL et à sa position concurrentielle et ainsi lui causer un préjudice commercial.

[292] **Pour les motifs invoqués dans la déclaration sous serment de monsieur Étienne Champagne, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0055, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0056. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée de 10 ans.**

6.2 INFORMATIONS RELATIVES AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT

[293] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements relatifs aux coûts de projets d'investissement faisant l'objet de suivis, soit les tableaux et informations caviardés

contenus aux pièces B-0103, B-0106, B-0108, B-0110, B-0115, B-0118, B-0120, B-0122, B-0124 et B-0126, lesquelles pièces ont été respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0104, B-0107, B-0109, B-0111, B-0116, B-0119, B-0121, B-0123, B-0125 et B-0127 ainsi que les renseignements contenus à la pièce B-0145.

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

[295] Madame Dallaire 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. Elle ajoute qu'en date du 20 décembre 2018, aucun des projets d'investissement faisant l'objet des suivis contenus aux pièces énumérées précédemment n'est complété. Ainsi, le traitement confidentiel des renseignements aux pièces énumérées vise à éviter que les entrepreneurs visés n'ajustent leurs coûts en fonction de ces informations.

[296] **Pour ces motifs invoqués par Madame Dallaire, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des tableaux et informations caviardés contenus aux pièces B-0103, B-0106, B-0108, B-0110, B-0115, B-0118, B-0120, B-0122, B-0124 et B-0126, lesquelles ont été respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0104, B-0107, B-0109, B-0111, B-0116, B-0119, B-0121, B-0123, B-0125 et B-0127 ainsi que les renseignements contenus à la pièce B-0145. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à ce que chacun des projets visés par ces pièces soit complété.**

[297] Énergir demande également le traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0128, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0129, lesquelles ont trait aux coûts du projet d'extension de réseau à Plessisville.

[298] Au soutien de cette demande de traitement confidentiel, Énergir dépose une déclaration sous serment de monsieur Philippe Santerre dans laquelle ce dernier indique que les informations contiennent, notamment, le détail des coûts projetés du projet, en date de juillet 2018, incluant les coûts prévus à la catégorie « Entrepreneur » ainsi que le

montant prévu à titre de contingence. Il indique également qu'afin d'éviter que l'entrepreneur visé n'ajuste les coûts en fonction de ces informations, Énergir est justifiée de demander à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel de ces informations jusqu'à la finalisation du projet.

[299] **Pour les motifs invoqués à cette déclaration sous serment, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0128, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0129. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à ce que le projet visé par ces pièces soit complété.**

6.3 ÉTATS FINANCIERS ET AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

[300] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements relatifs aux états financiers et autres informations financières, soit les informations caviardées de la pièce B-0018 déposée comme pièce confidentielle B-0017 ainsi que les informations contenues aux pièces B-0130, B-0131, B-0132, B-0133, B-0134, B-0135, B-0136, B-0137, B-0138, B-0139, B-0140 et B-0146, déposées sous pli confidentiel.

[301] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés à ces pièces, 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.

[302] Selon sa déclaration sous serment, le traitement confidentiel devrait être ordonné pour une durée de 10 ans, soit jusqu'à ce que les données de nature financière deviennent obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel.

[303] **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 de la pièce B-0018, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0017 ainsi que des pièces B-0130, B-0131, B-0132, B-0133, B-0134, B-0135,**

B-0136, B-0137, B-0138, B-0139, B-0140 et B-0146 et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une durée de 10 ans.

6.4 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

[304] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0093, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0094 ainsi que de la pièce B-0095. Ces pièces contiennent respectivement les indices de suivi relatifs au SPEDE pour la période comprise entre le 1er octobre 2017 et le 30 septembre 2018, ainsi que l'évolution du CFR lié au SPEDE.

[305] Énergir indique que ces informations doivent être traitées de façon confidentielle, car il s'agit de renseignements de nature stratégique et confidentielle, portant sur les unités d'émission et 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 quantités) entre le 1er octobre 2017 et le 30 septembre 2018.

[306] Le Distributeur dépose à cet effet une déclaration sous serment de monsieur Vincent Pouliot, dans laquelle ce dernier 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, au détriment de la clientèle.

[307] 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*[233], lequel ne précise pas de délai à l'échéance duquel la divulgation serait permise.

[308] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Pouliot, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0093, également déposée sous pli confidentiel**

---

233 RLRQ, c. Q-2, r. 46.1.

comme pièce B-0094 ainsi que de la pièce B-0095. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.

6.5 REVENUS, COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ET AUTRES INFORMATIONS

[309] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0057 (révisée B-0166), également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0058 (révisée B-0165), ainsi que les pièces B-0143 et B-0167.

[310] Au soutien de sa demande de traitement confidentiel, Énergir dépose une déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault, lequel soumet que les renseignements caviardés de la pièce B-0057 (révisée B-0166), également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0058 (révisée B-0165), ainsi que les pièces B-0143 et B-0167 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 capacité de transport. Il affirme que ces informations caviardées sont de nature commerciale et que 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.

[311] Monsieur Regnault soumet que les renseignements caviardés de la pièce B-0069, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0070, ainsi que la pièce B-0144, présentent le détail des transactions opérationnelles et financières conclues entre le 1er octobre 2017 et le 30 septembre 2018, plus précisément le détail des revenus générés par ces transactions d'optimisation. Il affirme que ces informations sont de nature commerciale et révèlent le prix auquel Énergir est prête à conclure les transactions d'optimisation et qui, si elles sont divulguées au public, pourraient porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial, au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[312] Monsieur Regnault soumet également que la pièce B-0071 énumère les transactions de gaz d'appoint effectuées au cours du dernier exercice. Il indique que cette pièce contient des informations qui sont de nature à permettre d'identifier les clients visés par les transactions et qu'Énergir ne souhaite pas divulguer ce type d'information en raison du caractère privé des accords conclus avec ces clients. Il soutient que les informations

commerciales confidentielles qui concernent les clients visés par ces transactions, si elles étaient divulguées au public, pourraient porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial, au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[313] Monsieur Regnault soumet de plus que les renseignements caviardés contenus à la pièce B-0079, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0080, contiennent les transactions intervenues entre Énergir et des entités qui lui sont apparentées dont, entre autres, les prix consentis par ces dernières. Il soumet que les informations qui y sont contenues sont de nature commerciale et que leur divulgation au public pourrait porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial, au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[314] Finalement, en ce qui a trait aux renseignements caviardés de la pièce B-0075, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0074, monsieur Regnault soumet qu'Énergir y a eu accès, mais qu'ils sont protégés par des ententes de confidentialité exigées par ses fournisseurs. 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.

[315] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0057 (révisée B-0166), B-0069 et B-0079, respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0058 (révisée B-0165), B-0070 et B-0080, ainsi que les pièces B-0071, B-0143, B-0167 et B-0144. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une période de 10 ans.**

[316] **La Régie accueille également la demande d'Énergir relative au traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0075, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0074, et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.**

6.6 MODERNISATION DE LA SOLUTION INFORMATIQUE UTILISÉE POUR LA GESTION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

[317] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0112, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0113, relatifs à la modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers.

[318] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel des renseignements caviardés contenus à la pièce B-0112, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0113, et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une durée indéterminée.**

[319] Par ailleurs, la Régie constate que la déclaration sous serment de monsieur Roy, au soutien de sa demande de traitement confidentiel, contient elle-même des renseignements visés par la demande de traitement confidentiel. **La Régie interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements caviardés de la pièce B-0007, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0008, pour une durée indéterminée.**

6.7 RÉPONSES AUX DDR

[320] Énergir dépose, sous pli confidentiel, certaines réponses à la DDR nº 1 de la Régie ainsi qu'aux DDR nºs 2 et 3 et demande leur traitement confidentiel, aux motifs invoqués aux déclarations sous serment préalablement déposées au dossier :

- Réponses à la DDR nº 1 : les renseignements caviardés des réponses 30.1 à 30.3, 30.5, 31.1, 31.3, 31.4, 32.1 à 32.3, 32.6, 33.1, 33.2, 34.1 et 34.5 ainsi qu'à l'annexe Q-23.1, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses 26.2, 32.1 et 32.2, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Étienne Champagne, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses à la DDR nº 1 de la Régie sont à la pièce B-0164, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0162 ainsi qu'à la pièce B-0163.

- Réponses à la DDR nº 2 : les renseignements caviardés des réponses 7.2 et 7.4 ainsi qu'à l'annexe Q-7.4, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses à la DDR nº 2 de la Régie sont à la pièce B-0175, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0176.

- Réponses à la DDR nº 3 : les renseignements caviardés des réponses 2.1, 2.2, 3.1 à 3.4, 4.1, 5.1, 5.3, 6.1 à 6.5, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses 1.1, 1.3 à 1.6, 4.1 et 6.1, pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Étienne Champagne, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses à la DDR nº 3 de la Régie sont à la pièce B-0177, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0178.

- Réponses à la DDR nº 5 : les renseignements caviardés des réponses 1.1 (paragraphes 4 et 5) et 1.3 pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault, pour la même durée. Les renseignements caviardés de la réponse 1.1 (paragraphe 3) pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de monsieur Étienne Champagne, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses à la DDR nº 5 de la Régie sont à la pièce B-0185, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0186.

- Réponses à la DDR nº 6 : les réponses de la DDR déposée comme pièce B-0191 pour les motifs énoncés aux déclarations sous serment de monsieur Vincent Regnault et de monsieur Étienne Champagne, pour une durée de 10 ans.

[321] **Considérant les ordonnances de traitement confidentiel rendues relativement aux renseignements et aux pièces énoncés dans la présente section, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0164, B-0175 et B-0177 et B-0185 respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0162, B-0176 et B-0178 et B-0186, ainsi que les renseignements de la pièce B-0163 et B-0191. La Régie en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées suivantes :**

- **les renseignements caviardés des réponses 30.1 à 30.3, 30.5, 31.1, 31.3 à 31.4, 32.1 à 32.3, 32.6, 33.1, 33.2, 34.1 et 34.5 ainsi qu'à l'annexe Q-23.1 à la DDR nº 1, les renseignements caviardés des réponses 7.2 et 7.4 ainsi qu'à l'annexe Q-7.4 à la DDR nº 2 de la Régie ainsi que les renseignements caviardés des réponses 2.1, 2.2, 3.1 à 3.4, 4.1, 5.1, 5.3, 6.1 à 6.5 à la DDR nº 3 de la Régie, les renseignements caviardés des réponses 1.1 et 1.3 de la DDR nº 5 de la Régie ainsi que les réponses à la DDR nº 6 de la Régie pour une période de 10 ans;**

- **les renseignements caviardés des réponses 26.2, 32.1 et 32.2 à la DDR nº 1 de la Régie, les renseignements caviardés des réponses 1.1, 1.3 à 1.6, 4.1 et 6.1 à la DDR nº 3 de la Régie ainsi que les renseignements caviardés de la réponse 1.1 de la DDR nº 5 de la Régie, pour une durée de 10 ans.**

[322] **Vu ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE, en partie, la demande d'Énergir;

RÉSERVE sa décision sur les montants des trop-perçus reliés au service de distribution, au service de transport, au service de fourniture et du SPEDE et du manque à gagner au service relié au service d'équilibrage;

RÉSERVE sa décision sur le montant de la bonification reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;

ORDONNE à Énergir de déposer l'ensemble des pièces révisées, tel que prévu dans la présente décision, au plus tard le **23 octobre 2019 à 12 h**;

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

PREND ACTE des résultats du PGEÉ 2017-2018;

AUTORISE Énergir à mettre fin aux suivis suivants :

- dépôt de la pièce relative aux coûts et volumes associés à l'activité de vente de gaz naturel liquéfié, soit la pièce Énergir-9, document 7 du présent rapport (suivi de la décision D-2017-073),
- suivi du projet de relocalisation d'une conduite d'alimentation à Malartic (suivi de la décision D-2013-138),
- suivi du projet d'extension du réseau dans la Ville de Terrebonne (suivi de la décision D-2013-160),
- suivi du projet d'amélioration et de renforcement du réseau de transmission du Saguenay (suivi de la décision D-2015-118),
- suivi du projet d'extension du réseau dans la région de Bellechasse (suivi de la décision D-2015-200),
- suivi du projet d'extension du réseau dans la région d'Asbestos (suivi de la décision D-2016-041),
- suivi du projet de raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection (suivi de la décision D-2015-107),
- dépôt des rapports semestriels sur les transactions conclues avec des sociétés apparentées (suivi de la décision D-2017-041);

REJETTE la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la formation donnée à une clientèle externe par l'École de technologie gazière (suivi de la décision D-2017-096);

REJETTE la demande d'Énergir de mettre fin au suivi *a posteriori* des plans de développement des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M$, six ans après la présentation du plan *a priori* (suivi de la décision D-2018-080);

SUSPEND Énergir de l'obligation de produire et de déposer le suivi *a posteriori* après six ans, jusqu'en 2022 inclusivement, des plans de développement des projets inférieurs à 4,0 M$ appliquant l'ancienne méthodologie soit, d'ici la présentation, en 2023, des données réelles du suivi *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2019-2020, appliquant la Nouvelle méthodologie;

DÉCLARE que le premier suivi *a posteriori* après six ans des cas d'exception devra être déposé au rapport annuel 2022;

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

ACCUEILLE la proposition d'Énergir à l'effet que toute rencontre d'information portant sur les documents constituant le dossier du rapport annuel se tienne après le dépôt de ce dernier;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des pièces indiquées à la section 6 de la présente décision et **INTERDIT** leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées spécifiées à la section 6;

ORDONNE à Énergir de se conformer à tous les éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Sylvie Durand
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (1 page)

L. R. _____

F. G. _____

S. D. _____

LISTE DES ACRONYMES

CASEP	Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante
CASS	Compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
DDR	demande de renseignements
EDA	Eastern Delivery Area
ÉTG	École de technologie gazière
FGC	Frais généraux corporatifs
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GAI	gaz d'appoint pour éviter une interruption
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
PAEÉ	programmes et activités en efficacité énergétique
PEN	Processus d'entente négocié
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique
PRC	programme de rabais à la consommation
PRRC	programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
SH	Short Haul
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TEQ	Transition énergétique Québec
TRI	Taux de rendement interne