

**Régie de l'énergie**

**Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification  
des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018**

**R-4018-2017, Phase 2**

**Mémoire l'Association des Consommateurs Industriels de Gaz  
(l'ACIG)**



**Préparé par  
Paul Paquin  
Analyste**

**16 juillet 2018**

## Table des matières

1-	INTRODUCTION.....	3
2-	LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT .....	3
3-	MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT .....	5
4-	L'INCITATIF À LA PERFORMANCE SUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES VISANT L'OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT.....	9
5-	LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT .....	12
6-	LE PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 2018-2019.....	17
7-	LES MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE, NOTAMMENT AU CHAPITRE DE LA MIGRATION AU SERVICE DE FOURNITURE .....	17
8-	LE PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE .....	17
9-	TRAITEMENT DU COÛT DES PROJETS INFORMATIQUES INFONUAGIQUES.....	18
10-	LA PLANIFICATION PLURIANNUELLE DES INVESTISSEMENTS .....	24
11-	RÉCUPÉRATION DES COÛTS ÉCHOUÉS RELIÉS À LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE TRANSPORT. ....	27
12-	CONCLUSIONS.....	28

## 1- INTRODUCTION

Dans sa décision D-2018-039, la Régie accepte d'examiner l'ensemble des sujets soumis par le Distributeur dans le cadre de la phase 2 du présent dossier. Elle établit le calendrier en vertu duquel il est prévu qu'Énergir dépose sa preuve en deux temps.

L'ACIG a identifié dans sa demande d'intervention initiale qu'elle entendait discuter des sujets suivants :

- Le plan d'approvisionnement
- La méthodologie d'évaluation des besoin de Marge excédentaire de transport
- L'incitatif à la performance sur les transaction financières des outils d'approvisionnement
- Le plan de développement
- Le PGEÉ (fusion de programmes)
- Les indices de qualité de service
- Les modifications aux Conditions de service et tarifs (migration au service de fourniture)
- Le processus de consultation réglementaire

Dans sa décision D-2018-049, la Régie encadre les sujets d'examen retenus au dossier et reporte au dossier R-4027-2017 toute discussion portant sur d'éventuelles améliorations aux indices de qualité de service. L'ACIG n'aura donc aucun commentaire sur ce sujet au présent dossier.

À la suite du dépôt de la preuve d'Énergir portant sur les sujets de nature comptable et tarifaire, l'ACIG dépose une demande d'intervention amendée identifiant les sujets additionnels pour lesquels elle entend faire des représentations :

- Le traitement du coût des projets informatiques infonuagiques
- La planification pluriannuelle des investissements
- La récupération des coûts échoués reliés à la marge excédentaire de transport

L'ACIG soumet ci-après ses commentaires relativement aux sujets identifiés.

## 2- LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT

Dans sa demande d'intervention, l'ACIG a identifié vouloir porter son attention sur deux sujets en lien avec le plan d'approvisionnement gazier pour les années 2019-2022, soit :

- la fonctionnalisation (entre transport et entreposage) de la capacité de transport FTLH de court terme qu'Énergir prévoit contracter pour combler le déficit d'approvisionnement; et
- la stratégie liée aux achats de fourniture de gaz naturel à contracter pour le service de fourniture (selon le ratio de 59,0 % à Dawn et 40,4 % à Empress).

L'ACIG informe la Régie qu'après analyse détaillée de la preuve, elle n'a aucun commentaire à formuler sur le deuxième sujet traitant de la stratégie d'achat de fourniture de gaz naturel pour le service de fourniture. Son commentaire ne portera que sur le premier sujet.

### **FONCTIONNALISATION DE LA CAPACITÉ ADDITIONNELLE DE TRANSPORT REQUISE**

Le plan d'approvisionnement gazier d'Énergir<sup>1</sup> indique un besoin additionnel de transport de l'ordre de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> par jour pour rencontrer les besoins en journée de pointe. Afin de combler ce besoin, Énergir indique qu'elle prévoit effectuer un achat de capacités de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (18 600 GJ/jour) entre Empress et GMIT EDA pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019. L'option alternative était une combinaison d'achats de capacités de transport sur les tronçons Dawn-Parkway et Parkway jusqu'à la franchise.

L'ACIG a pris note de l'analyse comparative de rentabilité des deux options décrites à la section 8.1.3 et à l'annexe 8. Elle convient que pour la période d'hiver 2018-2019, selon les données présentées au dossier, il est plus avantageux pour les clients d'acheter de la capacité additionnelle en provenance d'Empress qu'en provenance de Dawn, et conséquemment ne s'y oppose pas.

Toutefois, l'ACIG note également que cette capacité à être contractée se trouve à la ligne « Transport par échange Emp-GMIT »<sup>2</sup> de l'Annexe 7 de la pièce B-0034. Ainsi, puisque ce contrat est pour le moment présumé de longue distance (LH), la méthode actuelle de fonctionnalisation commanderait que ce contrat soit utilisé avant les contrats en provenance de Dawn et Parkway pour les fins de déterminer les coûts de transport.

Par ailleurs, Énergir indique qu'elle n'a pas encore contracté cette capacité et que « *cette stratégie pourra toutefois être revue d'ici à l'évaluation du 0/12 2018-2019 et/ou à l'approche de l'hiver. Énergir retiendra l'alternative la plus avantageuse pour la clientèle.* »<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Pièce B-0034, page 85

<sup>2</sup> B-0034, Annexe 7, Page 1 de 4, ligne 23 (PDF page 129)

<sup>3</sup> B-0034, page 71, lignes 22-24

Puisqu'il est possible qu'à la suite de l'analyse du marché Énergir contracte cette capacité en provenance de Dawn et Parkway, et que ce contrat est de courte durée (5 mois), l'ACIG estime qu'une application plus libérale de la fonctionnalisation de ce contrat spécifique est nécessaire.

L'ACIG souhaite s'assurer que ce contrat soit reconnu pour sa vraie fonction : « l'équilibrage », puisqu'il vise à répondre aux besoins de pointe et ne couvre que la période d'hiver.

L'ACIG est d'avis qu'il serait erroné de considérer ce contrat comme un outil de transport pour les fins de fonctionnalisation des coûts de transport et du calcul de la suffisance des revenus de transport effectué en fin d'année.

Cette situation démontre bien le besoin de se questionner sur la méthode de fonctionnalisation actuellement en vigueur. L'ACIG comprend que la fonctionnalisation des services d'approvisionnement, de transport et d'équilibrage fait l'objet d'un examen au dossier R-3867-2013 phase 2.

Enfin, l'ACIG est d'avis que le dossier tarifaire est le forum approprié pour permettre un ajustement qui répond à une problématique ponctuelle au présent dossier.

**L'ACIG demande à la Régie de permettre que le contrat de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour soit considéré comme outil d'équilibrage pour les fins d'en fonctionnaliser les coûts.**

### **3- MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT**

L'Article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie mentionne que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois et que ce plan doit tenir compte notamment de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant excéder 10 % de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer annuellement.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Loi sur la Régie de l'énergie, article 72.

À cet effet, la Régie précise dans sa décision D-2017-094<sup>5</sup> :

*« [244] La Régie s'attend à ce que [Énergir], dans le cadre du prochain dossier tarifaire, identifie clairement les capacités excédentaires de transport qu'elle estime nécessaire, le cas échéant, pour le développement industriel et présente une preuve à l'égard du pourcentage qu'elle estime nécessaire à cette fin. »*

### **MÉTHODOLOGIE PROPOSÉE PAR ÉNERGIR**

Énergir mentionne qu'elle évalue le potentiel de réalisation de projets industriels désirant s'implanter dans sa franchise et que ces projets font l'objet d'un suivi en continu dès leur stade embryonnaire.

Pour cette évaluation, elle prend en considération quatre critères, soit :

- le niveau d'avancement du projet;
- sa solidité financière;
- l'environnement socio-économique dans lequel il évolue;
- son degré d'innovation.

De plus Énergir rappelle que dans le processus de prévision de la demande les projets dont la probabilité de réalisation est supérieure à 50 % se retrouvent au sein du scénario de base et sont donc inclus dans les besoins à combler par les outils du plan d'approvisionnement.

En conséquence, Énergir propose que la Marge excédentaire se base sur les projets ayant une probabilité de réalisation inférieure à 50 % et à cet effet considère l'ensemble des projets dont la probabilité de réalisation se situe de 25 à 50 % puisque ceux-ci ne sont pas inclus au scénario de base de la prévision de la demande.<sup>6</sup>

Parmi ces projets, Énergir propose de retenir le plus important, en termes de capacité quotidienne requise, et dans le cadre du présent dossier il s'agit d'un projet de type industriel dans le secteur de la métallurgie qui requiert des capacités de transport de l'ordre de 25 000 GJ/j ou 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

Énergir présente le tableau suivant (Tableau 1) qui montre le pourcentage de cette capacité par rapport aux livraisons annuelles prévues et on peut constater

---

<sup>5</sup> D-2017-094, page 74, paragraphe 244

<sup>6</sup> B-0037, page 5

que la Marge proposée correspond à environ 4 % des livraisons annuelles pour le Plan d’approvisionnement actuel.<sup>7</sup>

**Tableau 1 – Évaluation de la Marge excédentaire**

	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Livraisons annuelles (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	5 992,5	5 971,3	5 927,7	5 911,7
Marge excédentaire de 10 %/jour (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	1 642	1 636	1 624	1 620
Besoin en Marge excédentaire/jour (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	660	660	660	660
en %	4,02	4,03	4,06	4,07

<sup>(1)</sup> GM-H, Document 1, section 5.1.3, tableau 17

De plus, Énergir mentionne que la capacité détenue pour combler la Marge excédentaire pourrait être utilisée pour répondre à la croissance de la demande régulière si les besoins anticipés d’approvisionnement étaient en hausse et qu’aucune implantation de projets industriels d’envergure n’était prévue. Énergir utiliserait alors les capacités rendues disponibles par la Marge excédentaire afin de combler les besoins d’approvisionnement. Elle ajoute que cette approche permettrait de valoriser pleinement les capacités de transport en évitant d’avoir à les revendre sur le marché secondaire et potentiellement générer des coûts échoués pour l’ensemble de la clientèle.<sup>8</sup>

En réponse à une demande de renseignements de l’ACIG, Énergir précise<sup>9</sup> :

*« Dans le cadre de son plan d’approvisionnement déposé annuellement lors du dossier tarifaire, Énergir réévaluera le besoin en marge excédentaire en fonction de sa méthodologie présentée au présent dossier et des nouveaux projets entrant dans l’analyse. Cette marge pourrait représenter jusqu’à 10 % de la quantité de gaz naturel qu’Énergir prévoit livrer annuellement. »*

Cependant, Énergir ajoute que *« la méthodologie proposée par Énergir ne prévoit pas l’éventualité de définir une valeur minimale journalière<sup>10</sup>. »*

L’ACIG considère que la justification de la méthodologie proposée par Énergir est basée sur des données réelles quant à l’évaluation de la Marge excédentaire et que l’application de cette méthodologie permet d’obtenir une marge qui respecte l’article 72 de la Loi sur la Régie de l’énergie. De plus, la méthodologie est souple en ce qu’elle permet une réévaluation annuelle de la marge et permet donc de s’ajuster à la situation réelle qui se présentera.

<sup>7</sup> B-0037, pages 5 et 6

<sup>8</sup> B-0037, page 7

<sup>9</sup> B-0163, page 2

<sup>10</sup> B-0163, page 3

En conséquence, l'**ACIG recommande à la Régie d'autoriser la méthodologie proposée par Énergir pour l'évaluation de la Marge excédentaire de transport et d'autoriser la valeur de 25 000 GJ/j (660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) comme Marge excédentaire de transport pour l'année 2018-2019.**

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements, Énergir présente le tableau suivant (Tableau 2) qui montre pour les cinq dernières années le nombre de projets selon leur probabilité de réalisation, ainsi que les volumes prévus et le besoin de la journée de pointe correspondant<sup>11</sup>.

**Tableau 2 – Historique des projets selon leur probabilité de réalisation**

	Entre 25 % et 50%			Entre 50 % et 75 %			Plus de 75 %		
	Nbre projets	Volumes prévus (m <sup>3</sup> )	Besoin de pointe (m <sup>3</sup> )	Nbre projets	Volumes prévus (m <sup>3</sup> )	Besoin de pointe (m <sup>3</sup> )	Nbre projets	Volumes prévus (m <sup>3</sup> )	Besoin de pointe (m <sup>3</sup> )
2013-2014	7	334 952 180	1 545 118	-	-	-	-	-	-
2014-2015	2	245 934 150	2 964 686	2	574 687 400	6 927 739	3	599 664 400	1 564 515
2015-2016	6	1 193 368 200	5 420 749	5	857 459 248	3 833 253	2	4 510 569	40 294
2016-2017	1	521 764 571	1 425 578	2	26 791 250	294 000	1	3 391 500	38 919
2017-2018	2	60 433 000	711 950	2	50 389 000	593 624	2	9 935 000	81 700

Pour la probabilité de réalisation comprise entre 25% et 50%, le tableau ne présente pas le projet ayant le plus grand besoin de capacité, cependant, pour l'année 2016-2017, on peut observer qu'il y a un seul projet et que celui-ci exigea un volume de 521 764 571 m<sup>3</sup>, soit une capacité de 1 429 492 m<sup>3</sup> par jour (521 764 571 / 365)

Si la méthodologie proposée par Énergir avait été utilisée pour l'année 2016-2017, la marge excédentaire aurait été de 1 429 492 m<sup>3</sup> par jour, ce qui est supérieur à la marge résultant de l'application de la méthodologie proposée au dossier actuel. Il importe donc de pouvoir ajuster la marge excédentaire selon les besoins identifiés annuellement.

Cette constatation incite l'ACIG à recommander de faire preuve de prudence et de jugement dans l'application de la méthodologie proposée. Cela est facilité par le fait que l'évaluation de la Marge est faite à chaque année et qu'il sera donc possible de prendre des mesures permettant de s'adapter à une nouvelle situation, comme par exemple favoriser des outils de court terme pour constituer la Marge en vue de rencontrer une prévision de demande exceptionnelle.

<sup>11</sup> B-0164, page 11



**L'ACIG recommande de favoriser des moyens flexibles ou de court terme afin d'éviter de contracter des capacités d'une année à l'autre qui excèdent les besoins découlant de la méthodologie.**

#### **4- L'INCITATIF À LA PERFORMANCE SUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES VISANT L'OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT**

##### **DEMANDE D'ÉNERGIR**

Concernant l'incitatif à la performance sur les transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement, Énergir mentionne<sup>12</sup>:

*« Considérant ce qui précède, Énergir propose, pour les exercices 2019 et suivants, de reconduire l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement gazier comme approuvé par la décision D-2013-054 (et reconduit successivement par les décisions D-2014-077, D-2015-181, D-2016-191 et D-2017-094) jusqu'à ce que la Régie approuve l'application d'un ou de nouveaux indicateurs de performance mesurant l'optimisation des outils d'approvisionnement, avec ou sans incitatif relié. L'incitatif reconduit consiste à appliquer une bonification de 10 % des revenus réels des transactions financières sous réserve que les transactions de plus de 12 mois, ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée, ne puissent être considérées comme des transactions d'optimisation. Il consiste également à la bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats, constatées au rapport annuel, et pour lesquelles la Régie aura reconnu la valeur ajoutée. »*  
(notre soulignement)

L'ACIG constate que l'incitatif comporte deux volets :

- une bonification de 10 % des revenus réels des transactions financières;
- une bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats.

Ces deux volets demandent un traitement distinct.

##### **UNE BONIFICATION DE 10 % DES REVENUS RÉELS DES TRANSACTIONS FINANCIÈRES**

Comme l'indique Énergir à la référence ci-haut, la bonification de 10% des revenus réels des transactions financières a été autorisée par la Régie dans sa décision D-2013-054 et reconduits successivement lors des dossiers tarifaires ultérieurs.

---

<sup>12</sup> B-0038, page 2

En réponse à une demande de renseignements, Énergir fournit le tableau ci-dessous (Tableau 3) qui présente un historique des bonifications sur la période 2013 à 2017.

**Tableau 3 – Historique des bonifications pour les transactions financières et les transactions spéciales**

Historique des bonifications					
	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Transactions financières</b>					
Revenus 000\$	7 237	272	202	522	296
<b>Bonification 10%</b>	<b>724</b>	<b>27</b>	<b>20</b>	<b>52</b>	<b>30</b>
<b>Transactions spéciales - 2013</b>					
Économies 000\$ (tarifs annuels de TCPL - coûts des transactions)	22 714				
<b>Bonification additionnelle 10%</b>	<b>2 271</b>				
<b>Bonification totale 000\$</b>	<b>2 995</b>	<b>27</b>	<b>20</b>	<b>37 <sup>(1)</sup></b>	<b>30</b>
<b>Décision sur l'incitatif à la performance relié aux transactions financières</b>	<b>D-2013-054</b>	<b>D-2014-077</b>	<b>D-2014-201</b>	<b>D-2015-181</b>	<b>D-2016-191</b>
<i>Paragraphe(s)</i>	<i>[20], [37] et [38]</i>	<i>[478], [482] et [485]</i>	<i>[237]</i>	<i>[263] et [264]</i>	<i>[58] et [60]</i>

<sup>(1)</sup> Dans sa décision D-2017-073 du rapport annuel 2016, paragraphe [85], la Régie réduit de 14 723 \$ le montant de bonification établi par Énergir et lui autorise une bonification de 37 429 \$.

L'ACIG constate qu'il y a eu une bonification importante concernant les transactions financières en 2013 et que cette bonification s'est stabilisée par la suite en fonction de la valeur des transactions financières.

L'ACIG rappelle qu'elle avait appuyé cette bonification lors du dossier R-3908-2012 et ne s'est pas objectée à la reconduction de cette bonification lors des dossiers ultérieurs.

**L'ACIG maintient son appui à la reconduction de cet incitatif dans le dossier actuel.**

#### **BONIFICATION DE 10 % DES ÉCONOMIES RÉELLES ISSUES DE TRANSACTIONS SPÉCIALES D'ACHATS**

La bonification relative aux économies réelles issues de transaction spéciales d'achats a été approuvée par la Régie dans la décision D-2013-054.

Cependant contrairement à ce qui est mentionné par Énergir, cette bonification n'a pas été reconduite par la suite. En effet, cette bonification a été refusée par la Régie dans sa décision D-2014-077 comme l'indiquent certains extraits de cette décision :

« [471] Le Distributeur propose d'ajouter une nouvelle transaction spéciale d'achat et d'éliminer la condition à l'effet qu'il n'y ait pas de revente de transport FTLH inutilisé.

[472] Cette transaction additionnelle est une transaction d'échange Dawn/GMi-EDA ou Parkway.

[473] Gaz Métro indique qu'aux termes de sa proposition, les économies associées à cette transaction d'achat sont évaluées en soustrayant du coût du transport Empress-GMi-EDA, selon le tarif de TCPL, le coût du transport de la transaction.

[474] Le Distributeur confirme que son mode d'évaluation ne fait pas intervenir le coût du gaz naturel à Empress et à Dawn.

[475] Gaz Métro n'a pas indiqué clairement qu'elle était prête, le cas échéant, à participer aux pertes que pourrait entraîner cette transaction.

[476] L'ACIG considère que la bonification doit être refusée, car les dates de conclusion des transactions sont antérieures à la date de la décision de la Régie quant au mode de bonification.

(...)

[486] La Régie proposait, lors du dossier tarifaire 2013, l'instauration d'une bonification pour les transactions d'achat qui permettent aux consommateurs d'économiser lorsque de telles transactions se réalisent à un tarif inférieur au tarif correspondant de TCPL. La Régie, dans cet esprit, a établi une liste de telles transactions et une méthodologie de calcul des économies. Elle avait alors tenu compte des commentaires de l'ACIG mentionnant que Gaz Métro avait réalisé des transactions qui permettaient des économies pour les clients.

[487] Même si ces transactions étaient déjà réalisées et que les clients auraient profité, de toute façon, des économies réalisées, la Régie a jugé bon de récompenser les transactions intéressantes pour les clients afin d'énoncer un principe fondamental et de l'illustrer par un exemple concret : la bonification doit être un pourcentage des économies effectivement réalisées par les clients.

[488] La transaction que Gaz Métro propose d'ajouter aux transactions spéciales implique deux points de réception différents : Dawn et Empress.

[489] La formule d'évaluation soumise par Gaz Métro ne permet pas d'évaluer correctement les économies (ou les pertes) réalisées par les clients, car les coûts de fourniture du gaz naturel à ces deux points ne sont pas pris en considération.

[490] La Régie ne peut accepter d'accorder une bonification à une ou à des transactions sur une base autre qu'un pourcentage des économies effectivement réalisées par les clients du Distributeur.

[491] De plus, la transaction additionnelle proposée par Gaz Métro peut conduire à des pertes pour les clients lorsqu'elle ne prend pas en considération les coûts

de fourniture et le Distributeur n'a pas indiqué clairement qu'il était prêt à participer aux pertes, le cas échéant.

**[492] Pour ces motifs, la Régie ne retient pas, pour cette année, le volet de bonification des transactions spéciales d'achat. »**

Étant donné que cette bonification avait déjà été refusée, l'ACIG a demandé à Énergir de justifier la demande actuelle<sup>13</sup>.

**« 3.1 Veuillez justifier la demande actuelle concernant la bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats.**

**Réponse :**

*La Régie n'a pas été appelée à se prononcer sur la bonification pour les transactions spéciales d'achats pour les exercices 2015, 2016, 2017 et 2018 puisque Énergir ne l'avait pas proposée. Dans le cadre du présent dossier, Énergir ne peut déjà présumer des transactions spéciales d'achats pouvant potentiellement être réalisées au cours de l'exercice 2018-2019. C'est pour cette raison que la présente demande vise à reconduire l'admissibilité à une bonification pour des transactions spéciales d'achats pour lesquelles la Régie aura reconnu la valeur ajoutée lors de son examen du rapport annuel terminé au 30 septembre 2019. »*

Comme l'indique la réponse d'Énergir, celle-ci n'a pas fait de demande de bonification pour les années 2015 à 2018 et ne donne pas d'explication à cet effet. La seule justification à la demande actuelle est qu'Énergir ne peut pas présumer qu'il n'y aura pas de transactions spéciales d'achat au cours de l'exercice 2018-2019.

Selon l'ACIG cette justification est insuffisante, car même s'il y avait de telles transactions, il faudrait justifier qu'une bonification y soit accordée.

Ainsi, considérant que la Régie a déjà refusé d'approuver cet incitatif dans sa décision D-2014-077 et que la preuve d'Énergir n'apporte aucun élément nouveau par rapport à ce qui a été présenté au dossier R-3837-2013 pouvant justifier de modifier cette décision, **l'ACIG, en cohérence avec la position qu'elle a présentée lors de ce dossier recommande à la Régie de ne pas autoriser l'incitatif lié à la bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats.**

## **5- LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT**

Énergir présente son Plan de développement 2018-2019<sup>14</sup>. Celui-ci montre, pour la clientèle résidentielle, affaires et grandes entreprises, la prévision du nombre

---

<sup>13</sup> B-0163, page 5

de nouveaux clients, des nouveaux volumes de gaz, de la valeur des investissements et le taux de rendement interne (TRI).

Afin de bien évaluer ce plan, l'ACIG compare celui-ci à celui présenté dans des dossiers antérieurs, soit depuis le dossier R-3809-2012 pour le Plan 2012-2013. La comparaison porte sur les trois types de clientèle identifiée au Plan, soit la clientèle Résidentielle, la clientèle Affaires et la clientèle Grandes entreprises.

### CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE

Le tableau ci-dessous présente le nombre de nouveaux clients, de nouveaux volumes, pour l'an 5 de chacun des plans pour la clientèle Résidentielle. Il présente également le volume unitaire, le TRI et le taux en capital prospectif.

En référence au dossier R-3867-2013 relativement à la proposition d'Énergir de modifier la méthodologie de l'évaluation de la rentabilité du plan de développement, et à titre illustratif, l'ACIG présente (Tableau 4) la valeur de l'indice de profitabilité<sup>15</sup> correspondant au TRI prévu par rapport au taux en capital prospectif.

**Tableau 4 – Plan de développement - Historique clientèle résidentielle**

	R-3809-2012 <sup>1</sup>	R-3879-2014 <sup>2</sup>	R-3970-2016 <sup>3</sup>	R-4018-2017 <sup>4</sup>
	Plan 2012-2013	Plan 2014-2015	Plan 2016-2017	Plan 2018-2019
<b>Résidentiel</b>				
Nouveaux clients an 5	5 902	3 617	3 146	2 954
Nouveaux volumes an 5(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	12 017	8 171	7 098	12 345
Volume / clients an 5	2,04	2,26	2,26	4,18
TRI	11,23%	7,51%	8,39%	9,51%
taux en capital prospectif <sup>5</sup>	5,63%	5,43%	5,28%	5,17%

IP résidentiel	1,80	1,29	1,44	1,64
----------------	------	------	------	------

1-R-3809-2012, B0130, page 1

2- R-3879-2014, B-0151, page 1

3- R-3970-2016, B-0143, page 10

4- R-4018-2017, B-0043, page 1

5-B-0090, page 1, D-2016-156, page 61, D-2015-181, page 133, D-2013-106, page 79

On peut constater une diminution du nombre de nouveaux clients pour chacun des plans, mais cette diminution est compensée par une augmentation du

<sup>14</sup> B-0043

<sup>15</sup> Pour la définition de l'IP, voir R-3867-2013, B-282, page 3

volume par clients particulièrement pour le plan actuel. Il en résulte que le nouveau volume du plan 2018-2019 est semblable à celui du plan 2012-2013.

Par ailleurs, l'ACIG constate également que, pour chacun des plans de développement, le TRI prévu est largement supérieur au taux en capital prospectif, ce qui démontre la rentabilité des extensions de réseau. Le TRI du plan actuel est de 9,51% en comparaison d'un taux de capital prospectif de 5,17%, ce qui donnerait une valeur d'IP de 1,64.

## CLIENTÈLE AFFAIRES

Le tableau ci-dessous (Tableau 5) présente le nombre de nouveaux clients, de nouveaux volumes, pour l'an 5 de chacun des plans pour la clientèle Affaires. Il présente également le volume unitaire, le TRI et le taux en capital prospectif ainsi que l'IP.

**Tableau 5 – Plan de développement - Historique clientèle affaires**

	R-3809-2012 <sup>1</sup>	R-3879-2014 <sup>2</sup>	R-3970-2016 <sup>3</sup>	R-4018-2017 <sup>4</sup>
	Plan 2012-2013	Plan 2014-2015	Plan 2016-2017	Plan 2018-2019
<b>Affaires</b>				
Nouveaux clients an 5	1 958	2 426	2 244	2 221
Nouveaux volumes an 5(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	39 840	54 619	47 874	40 001
Volume / clients an 5	20,35	22,51	21,33	18,01
TRI	19,95%	19,95%	17,44%	12,76%
taux en capital prospectif <sup>5</sup>	5,63%	5,43%	5,28%	5,17%
IP affaires	3,15	3,23	2,89	2,16

Les références sont les mêmes qu'au tableau précédent

On peut constater que le nombre de nouveaux clients a augmenté d'environ 25% entre le plan 2012-2013 et le plan 2014-2015, mais qu'il a diminué d'environ 8% pour les plans 2016-2017 et 2018-2019 par rapport au plan 2014-2015.

Le plan 2014-2015 montre la valeur la plus élevée pour les nouveaux volumes alors que la valeur du plan actuel est semblable à celle du plan 2012-2013.

De façon générale, on peut constater que les valeurs de la clientèle Affaires sont plus stables que celles de la clientèle résidentielle.

Par ailleurs, l'ACIG constate que le TRI du plan actuel a diminué par rapport à celui des plans antérieurs. Cependant, pour chacun des plans de développement, le TRI prévu est largement supérieur au taux en capital prospectif, ce qui démontre la rentabilité des extensions de réseau. Le TRI du

plan actuel est de 12,76 % en comparaison d'un taux de capital prospectif de 5,17 %, ce qui donnerait une valeur d'IP de 2,16.

### CLIENTÈLE GRANDES ENTREPRISES

Le tableau ci-dessous (Tableau 6) présente le nombre de nouveaux clients, de nouveaux volumes, pour l'an 5 de chacun des plans pour la clientèle Grandes entreprises. Il présente également le volume unitaire, le TRI et le taux en capital prospectif.

**Tableau 6 – Plan de développement - Historique clientèle Grandes entreprises**

	R-3809-2012 <sup>1</sup>	R-3879-2014 <sup>2</sup>	R-3970-2016 <sup>3</sup>	R-4018-2017 <sup>4</sup>
	Plan 2012-2013	Plan 2014-2015	Plan 2016-2017	Plan 2018-2019
<b>Grande entreprises</b>				
Nouveaux clients an 5	3	2	1	1
Nouveaux volumes an 5(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	50 818	24 000	25 550	5 314
Volume / clients an 5	16 939	12 000	25 550	5 314
TRI	9,30%	9,41%	158,33%	211,36%

taux en capital prospectif <sup>5</sup>	5,63%	5,43%	5,28%	5,17%
---	-------	-------	-------	-------

Les références sont les mêmes qu'au tableau précédent

L'ACIG constate qu'il y a peu de nouveaux clients Grandes entreprises, mais que le volume par client est beaucoup plus élevé que pour la clientèle Affaires et Résidentielle.

La rentabilité de ces nouveaux clients est très élevée surtout pour les plans 2016-2017 et 2018-2019.

### ENSEMBLE DE LA CLIENTÈLE

Le tableau ci-dessous (Tableau 7) présente le nombre de nouveaux clients, de nouveaux volumes, pour l'an 5 de chacun des plans pour l'ensemble de la clientèle. Il présente également le volume unitaire, le TRI et le taux en capital prospectif.

**Tableau 7 – Plan de développement - Historique toute la clientèle**

	R-3809-2012 <sup>1</sup>	R-3879-2014 <sup>2</sup>	R-3970-2016 <sup>3</sup>	R-4018-2017 <sup>4</sup>
	Plan 2012-2013	Plan 2014-2015	Plan 2016-2017	Plan 2018-2019
<b>TOTAL</b>				
Nouveaux clients an 5	7 863	6 045	5 391	5 176
Nouveaux volumes an 5(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	102 675	86 790	80 522	57 660
Volume / clients an 5	13,06	14,36	14,94	11,14
TRI	14,91%	15,48%	15,72%	12,11%
taux en capital prospectif <sup>5</sup>	5,63%	5,43%	5,28%	5,17%

Les références sont les mêmes qu'au tableau précédent

L'ACIG constate une diminution globale autant du nombre de nouveaux clients que de nouveaux volumes. Il y a également une diminution du TRI, mais celui-ci se situe encore largement au-dessus du taux en capital prospectif, ce qui pourrait indiquer que la méthodologie utilisée ne permet pas de capter plusieurs projets rentables.

À titre d'intervenant, l'ACIG a participé au dossier R-3867-2013 où à la phase 3b, Énergir a proposé une nouvelle méthodologie pour mesurer la rentabilité du plan de développement. Celle-ci serait basée sur la mesure d'un indice de profitabilité et permettrait de retenir des projets qui offrent un bon potentiel de croissance.

En réponse à une demande de renseignements, relative à l'impact de l'application de cette nouvelle méthodologie sur l'augmentation de nouveaux volumes, Énergir réfère au dossier R-3867-2013 où il est mentionné que *l'impact généré par la Nouvelle méthode devrait se rapprocher des 9 % des clients et 12 % des revenus du marché résidentiel ainsi que 18 % des clients et 11 % des revenus du marché affaires de la méthode SMA*<sup>16</sup>.

Toutefois, il est à noter que la décision D-2018-080 qui a été rendue le 9 juillet retient la nouvelle méthodologie, mais avec des paramètres différents de ceux qui étaient proposés par Énergir. Les paramètres retenus sont plus exigeants que ceux proposés, ce qui devrait avoir un impact sur l'augmentation anticipée des volumes.

**Considérant que le TRI de chacune des clientèles du Plan de développement est largement supérieur au taux en capital prospectif, l'ACIG recommande à la Régie d'approuver ce plan.**

<sup>16</sup> R-3867-2013, B-0281, page 14



Par ailleurs, l'ACIG recommande qu'Énergir fasse un suivi de l'impact de cette nouvelle méthodologie sur le nombre de nouveaux clients et de nouveaux volumes.

## **6- LE PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 2018-2019**

Dans une lettre du 28 juin<sup>17</sup> la Régie informe les parties qu'elle cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ au présent dossier, à l'exception de la preuve déposée en réponse aux suivis de décisions rendues dans des dossiers antérieurs ou de rapports administratifs de la Régie.

L'ACIG réserve donc ses commentaires et recommandations pour le dossier destiné à l'examen du Plan directeur déposé par Transition énergétique Québec.<sup>18</sup>

## **7- LES MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE, NOTAMMENT AU CHAPITRE DE LA MIGRATION AU SERVICE DE FOURNITURE**

L'ACIG a pris note de la lettre du 15 mai 2018 dans laquelle la Régie constate que la formation au dossier R-3867-2013 est toujours saisie, en phase 2 du dossier, d'une demande visant l'abolition des frais de migration au service de fourniture. Considérant ce fait, la Régie ne retient plus cet enjeu dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

Conséquemment, l'ACIG ne formulera aucun commentaire au présent dossier.

## **8- LE PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE**

Énergir mentionne que depuis le début du projet pilote, cinq rencontres du processus de consultation réglementaire (PCR) ont été tenues et que 61 993,65 \$ ont été déboursés.

Elle ajoute que ces rencontres lui ont permis d'élaborer des preuves en tenant compte des enjeux et préoccupations des intervenants et elle constate que les

---

<sup>17</sup> Pièce A-0028

<sup>18</sup> Dossier R-4043-2018

demandes de renseignements des intervenants portant sur les dossiers préalablement présentés en PCR étaient claires et bien ciblées.<sup>19</sup>

Énergir présente les résultats d'un sondage réalisé auprès des participants aux rencontres. Il en ressort que tous les participants sont satisfaits du PCR et que la très vaste majorité souhaite reconduire de façon définitive le processus de consultation réglementaire.

De plus, les participants affirment que ces rencontres leur permettent d'avoir des échanges constructifs avec Énergir et d'augmenter leurs connaissances sur différents dossiers et par le fait même d'améliorer leur compréhension.

Enfin, selon la majorité des participants, le PCR amène un allègement réglementaire et les objectifs fixés initialement sont atteints.<sup>20</sup>

Énergir constate les bienfaits de ces rencontres dans la manière dont elle analyse et traite les dossiers et est convaincue qu'avec le nombre de dossiers présentement devant la Régie et ceux anticipés dans les prochaines années, la tenue des rencontres répondra à un besoin réel et facilitera le traitement des dossiers réglementaires.<sup>21</sup>

L'ACIG participe à des travaux similaires sous la gouverne de TransCanada (*Tolls Task Force* – ou *TTF*) et est d'avis que de tels échanges favorisent des échanges constructifs et une meilleure compréhension des enjeux pour tous les participants.

**L'ACIG recommande à la Régie d'autoriser la demande d'Énergir relativement au PCR.**

## **9- TRAITEMENT DU COÛT DES PROJETS INFORMATIQUES INFONUAGIQUES**

Énergir mentionne que les entreprises de plusieurs secteurs d'activités délaissent les solutions basées sur des logiciels détenus par l'utilisateur pour utiliser des logiciels en tant que service nommés *Software as a service* (SaaS).

---

<sup>19</sup> B-0033, page 5

<sup>20</sup> B-0033, pages 6 et 7

<sup>21</sup> B-0033, page 8

Ces logiciels « sont hébergés sur des serveurs détenus par un tiers et accessibles à distance plutôt qu'installés sur l'appareil de l'utilisateur, d'où leur appellation de solutions « infonuagiques. »<sup>22</sup>

Selon Énergir, les solutions de type infonuagique offrent plusieurs avantages autant pour l'utilisateur que pour ses clients. Ces avantages comprennent une réduction des coûts, une fiabilité, une flexibilité et une sécurité accrue, un suivi de l'innovation technologique et des mises à jour qui minimisent les interruptions commerciales.<sup>23</sup>

Cependant, ces solutions exigent des coûts initiaux qui peuvent être importants afin de personnaliser ou de configurer les logiciels pour répondre aux besoins spécifiques de l'utilisateur.

Ces coûts initiaux représentent un enjeu pour les entreprises de service public car les normes comptables actuelles ne permettent pas de les capitaliser puisqu'ils représentent « des améliorations à un actif qui n'appartient pas à l'utilisateur et dont il n'a pas le contrôle. » Il en résulte un fardeau pour le client actuel alors que le client futur n'aura pas à supporter les coûts initiaux, même s'il bénéficie des avantages de la solution infonuagique.<sup>24</sup>

Énergir ajoute que la clientèle « tire avantage de ces sommes investies pour la configuration et la personnalisation de la solution SaaS durant une période qui s'étend bien au-delà de la première année d'utilisation. Par conséquent, ils améliorent le droit de l'utilisateur de recevoir le service, et ce, tout au long de la durée de vie utile de la solution informatique. »<sup>25</sup>

Cependant, la norme comptable américaine actuellement en vigueur (Subtopic 350-40) qui fournit les directives à l'égard de la comptabilisation des solutions informatiques développées ou acquises pour utilisation interne ne traite pas de façon spécifique des coûts encourus pour l'implantation des solutions de type infonuagique.<sup>26</sup>

Ainsi, pour répondre à plusieurs demandes, le *Financial Accounting Standards Board* (« FASB ») a publié, le 1<sup>er</sup> mars 2018, un exposé-sondage ouvert aux commentaires jusqu'au 30 avril 2018, qui propose la capitalisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel SaaS.

---

<sup>22</sup> B-0076, page 3

<sup>23</sup> IBID

<sup>24</sup> B-0079, page 6

<sup>25</sup> IBID

<sup>26</sup> IBID

*« La capitalisation se ferait en fonction de la nature des coûts et de l'étape du projet où ils sont encourus (planification, développement, post-développement), tout comme pour les logiciels traditionnels visés par la norme actuelle. Les coûts capitalisés seraient amortis sur la durée du contrat de service de la solution infonuagique ».<sup>27</sup>*

Ainsi, le FASB reconnaît que les coûts initiaux génèrent une hausse des avantages économiques futurs sur toute la durée du contrat SaaS, ce qui rejoint l'avis d'Énergir, soit que ces coûts sont liés à des avantages économiques futurs et qu'ils devraient être capitalisés.<sup>28</sup>

Énergir souligne que plusieurs régulateurs et associations se sont déjà prononcés sur cet enjeu dont :

- NARUC qui *encourage les régulateurs américains à permettre la capitalisation des solutions infonuagiques de façon à ce qu'elles soient admissibles à l'intégration dans la base de tarification de l'utilité publique.*
- la State of New York Public Service Commission qui *a pris position en faveur de la capitalisation des solutions infonuagiques*
- l'Illinois Commerce Commission (« ICC ») qui *a publié un rapport en avril 2017 recommandant à l'ICC de « consider implementing regulatory accounting rules that enable utilities to capitalize investments in cloud-based analytics solutions, just as they do with on-premise systems»<sup>29</sup>*

Par contre, l'Alberta Utilities Commission n'a pas permis à ENMAX la capitalisation des coûts de son projet infonuagique. Il est cependant important de noter que cette entreprise utilise les normes internationales IFRS et non les normes américaines (PCGR), comme c'est le cas pour Énergir, et qu'aucune modification portant sur la comptabilisation des solutions infonuagiques n'est présentement à l'étude dans les normes internationales IFRS.

Par ailleurs, Énergir ajoute que d'autres entreprises canadiennes du secteur énergétique, plus particulièrement Fortis BC, Union Gas, Enbridge Gas Distribution ainsi qu'Hydro-Québec, lui ont confirmé qu'elles utilisaient déjà des solutions infonuagiques ou qu'elles comptaient en implanter prochainement, et qu'elles attendent avec impatience les résultats de l'exposé-sondage du FASB à cet égard.<sup>30</sup>

---

<sup>27</sup> B-0079, page 7

<sup>28</sup> IBID

<sup>29</sup> B-0079, pages 8 et 9

<sup>30</sup> B-0079, page 8

## PROPOSITION D'ÉNERGIR

Énergir mentionne que l'issue de l'exposé-sondage du FASB ne sera pas connue avant plusieurs mois. Cependant considérant que les solutions infonuagiques seront de plus en plus présentes dans les futurs projets informatiques et que les normes comptables actuelles mènent à un traitement inadéquat des coûts d'implantation et de configuration des solutions infonuagiques du fait qu'il engendre une iniquité intergénérationnelle Énergir demande à la Régie d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation des projets informatiques infonuagiques ainsi que leur amortissement en fonction de la durée de vie utile de la solution à laquelle ils sont associés.<sup>31</sup>

De plus, dans l'éventualité où la proposition de capitalisation du FASB ne serait pas retenue, Énergir soumet qu'elle souhaiterait maintenir la capitalisation de ces coûts, comme proposé dans la présente demande.

Concernant le développement du Projet CRM déjà en cours de réalisation, Énergir soumet qu'il n'est pas souhaitable d'attendre le dénouement futur des normes comptables américaines pour statuer sur la capitalisation des coûts de ce projet et demande à la Régie d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation ainsi que leur amortissement sur une période de 10 ans, représentant la durée de vie utile de la solution CRM.<sup>32</sup>

## IMPACT TARIFAIRE

Énergir présente une analyse d'impact tarifaire marginal en utilisant les investissements prévus en développements informatiques au dossier tarifaire 2018-2019.

*« L'impact tarifaire marginal montre une faible augmentation de la valeur actuelle nette des tarifs de 0,27 M\$ sur 10 ans, tout en permettant d'éviter les variations tarifaires importantes occasionnées par l'inclusion de tous les coûts d'implantation au cours de la première année de service des différents projets ».*<sup>33</sup>

Il est à noter que l'analyse d'Énergir utilise un taux de capital prospectif avant impôt de 5,43%, ce qui reflète la situation de l'entreprise.

---

<sup>31</sup> B-0079, pages 7 et 8

<sup>32</sup> IBID

<sup>33</sup> B-0079, page 10

En vue de refléter une situation qui correspond mieux à celle des clients d'Énergir, l'ACIG a reproduit l'analyse de l'impact tarifaire, mais en utilisant un taux d'actualisation de 10%. Il en résulte un bénéfice 0,4 M\$.

Pour les clients d'Énergir, il y a donc un avantage à amortir l'investissement initial sur 5 ou 10 ans, tout en évitant les impacts tarifaires importants mentionnés par Énergir.

Par ailleurs, l'ACIG a remarqué que les valeurs utilisées pour la détermination de l'impact de la demande d'Énergir incluent d'autres valeurs que celles du projet CRM. Ceci a été confirmé en réponse à une demande de renseignements où Énergir précise que « *le montant de 1 950 k\$ est uniquement constitué des coûts initiaux de configuration et de personnalisation de logiciels infonuagiques (SaaS) relatifs à des projets dont la réalisation est prévue au cours de l'année financière 2018-2019.* »<sup>34</sup>

De plus, il est à noter qu'Énergir prévoit une augmentation de ce type d'investissements. Elle mentionne en effet :

*« L'offre de service et l'implantation de solutions informatiques de type infonuagiques (SaaS) est en forte croissance dans toutes les entreprises actuellement. Très peu utilisées chez Énergir il y a quelques années à peine, ces solutions représenteront sous peu la majorité des solutions retenues. Ce virage imminent se produira en partie en raison de tous les avantages exposés à la pièce B-0079, GM-L, Document 9, page 3, lignes 19 à 24, mais aussi, et surtout parce que l'industrie en elle-même s'apprête à se tourner massivement vers l'infonuagique. Par exemple, des logiciels comme SAP, Oracle ou Microsoft, qui ont toujours été offerts en solution « sur-site/On Premise », seront bientôt disponibles uniquement en solution infonuagique, et ce d'ici quelques années à peine. Il faut aussi mentionner que certains éditeurs de logiciels (SalesForce, ServiceNow) n'offrent que des solutions SaaS.»<sup>35</sup>*

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Énergir présente le tableau suivant (Tableau 8) qui montre une prévision du développement informatique pour les 5 prochaines années, et elle indique *qu'il est à prévoir que la proportion d'investissements effectués en SaaS sera en hausse croissante chaque année d'ici cinq ans.*<sup>36</sup>

---

<sup>34</sup> B-212, page 8

<sup>35</sup> B-212, page 12

<sup>36</sup> B-210, page 71

**Tableau 8 – Développements informatiques prévus pour les 5 prochaines années**

Projets	2018-2019 <sup>(1)</sup> (M\$)	2019-2020 (M\$)	2020-2021 (M\$)	2021-2022 (M\$)	2022-2023 (M\$)
Portefeuille de projets d'amélioration et de développement	8,0	8,0	6,5	6,5	6,5
Projets Evergreen <sup>(2)</sup>	4,0	3,9	4,1	4,3	4,7
Projets majeurs <sup>(3)</sup>	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Sous-total non inflationné</b>	<b>13,9</b>	<b>11,9</b>	<b>10,6</b>	<b>10,8</b>	<b>11,2</b>
Taux d'inflation utilisé	0,0%	1,8%	1,3%	1,5%	1,5%
<b>Total inflationné</b>	<b>13,9 <sup>(4)</sup></b>	<b>12,1</b>	<b>10,9</b>	<b>11,3</b>	<b>11,9</b>

Enfin, Énergir indique que :

*« Sans une décision favorable de la Régie dans ce dossier, le traitement comptable actuel des PCGR américains devra s'appliquer, ayant comme conséquence qu'une portion significative des coûts de développement des projets informatiques sera imputée directement aux dépenses d'exploitation dans l'année où ils seront encourus ».<sup>37</sup>  
(notre soulignement)*

Selon l'ACIG, l'ampleur des investissements actuels et prévus milite pour une décision sans délai quant à la proposition d'Énergir

Considérant que la proposition d'Énergir est bénéfique pour les clients et est plus équitable dans une perspective intergénérationnelle, **l'ACIG recommande à la Régie :**

- **d'accepter la proposition d'Énergir** d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation du projet CRM, et leur amortissement sur une période de 10 ans, représentant la durée de vie utile de la solution.

De plus, considérant qu'il est prévu une forte augmentation de projets infonuagiques dans les années à venir et que ceux-ci auront le même type d'impact tarifaire que celui évalué dans le dossier actuel et, **l'ACIG recommande à la Régie :**

<sup>37</sup> B-212, page 13

- **d'accepter également la proposition d'Énergir**, d'autoriser de manière générique, à partir du 1er octobre 2018, l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation de tous les autres projets informatiques infonuagiques et leur amortissement sur une période de 5 ans, sauf dans les cas où la Régie aura autorisé une période d'amortissement différente.

## 10- LA PLANIFICATION PLURIANNUELLE DES INVESTISSEMENTS

Énergir présente le sommaire des investissements prévus pour la Gestion des actifs pour la période 2018-2019 à 2022-2023.<sup>38</sup> Ces investissements concernent les projets d'investissements de moins de 1,5 M\$ et cinq catégories ont été définies, soit :

- Risques;
- respect des exigences;
- enjeux clients – capacité hydraulique;
- amélioration des actifs; et
- renforcement du réseau de transmission<sup>39</sup>

Afin de mettre cette prévision en perspective, l'ACIG a préparé le tableau suivant (Tableau 9) qui montre un historique des investissements prévus à la première année de chacune des causes tarifaires identifiées ainsi que la prévision du dossier actuel.

---

<sup>38</sup> B-0067, page 18

<sup>39</sup> B-0067, page 5



**Tableau 9 – Investissements inférieurs à 1,5 M\$ en gestion des actifs**

	Historique <sup>1</sup>					Dossier R-4018-2017, B-0067				
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Gestion des actifs</b>	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Risques	7,3	12,5	7,3	28,2	12,6	10,8	12	14,2	14,4	14,6
Respect des exigences	24,9	16,3	18,1	14	18,5	12,6	14,9	15,1	16,8	17,1
Enjeux clients - capacité hydraulique	3,1	0,2	0,5	0,2	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5
Amélioration des actifs	15,1	18,5	23,5	18,5	20,9	21	25,2	25,6	25,9	26,3
Renforcement de réseau transmission				36,9	7,1	2,8	11,5		6,7	1,7
<b>Total</b>	<b>50,4</b>	<b>47,5</b>	<b>49,4</b>	<b>97,8</b>	<b>59,2</b>	<b>47,3</b>	<b>64,1</b>	<b>55,4</b>	<b>64,3</b>	<b>60,2</b>
<b>Autres projets</b>				<b>-0,3</b>	<b>1,2</b>					
<b>Développement de réseau</b>				<b>73,8</b>	<b>65,5</b>	<b>81,2</b>	<b>68,4</b>	<b>68,2</b>	<b>72,4</b>	<b>72,3</b>
<b>Total</b>	<b>50,4</b>	<b>47,5</b>	<b>49,4</b>	<b>171,3</b>	<b>125,9</b>	<b>128,5</b>	<b>132,5</b>	<b>123,6</b>	<b>136,7</b>	<b>132,5</b>

1 : R-3837-2013, B-100

R-3879-2014, B-155 (2015-2015 et 2015-2016)

R-3970-2016, B-0037

R-3987-2016, B-0081

Globalement, pour la Gestion des actifs, on peut constater une diminution importante des investissements 2018-2019 par rapport aux années 2016-2017 et 2017-2018, puis une augmentation pour les années 2019-2020 et suivantes.

À l'inverse, pour les projets en développement de réseau, on peut constater une augmentation en 2018-2019 et une diminution par la suite. Globalement, la prévision des investissements annuels pour la période 2018-2019 à 2022-2023 montre une diminution par rapport à l'année 2016-2017 et cette diminution est due principalement à l'item Renforcement du réseau de transmission.

Énergir mentionne que la stratégie de gestion des actifs est un processus évolutif qui s'améliore au fil du temps et que la priorisation des projets est revue selon les besoins, urgences et contraintes internes et externes. Elle ajoute que les prévisions d'investissement sont basées sur les connaissances, l'expérience et les informations disponibles au moment où le document est rendu public et rappelle qu'elle n'est pas à l'abri de devoir procéder à des investissements additionnels importants à la suite de la découverte d'un nouveau risque non connu, à la suite d'un incident, ou en raison de nouvelles demandes externes auxquelles elle devrait se conformer.<sup>40</sup>

Afin de vérifier la précision des prévisions d'Énergir concernant les investissements inférieurs à 1,5 M\$ l'ACIG a demandé de spécifier le montant

<sup>40</sup> B-0069, page 5

des investissements 2016-2017 qui ont été intégrés à la base de tarification et le montant des investissements qui ont été réalisés.

Énergir indique qu'un montant de 165,6 M\$ a été intégré à la base de tarification lors du dossier tarifaire 2017 et renvoie à Rapport annuel 2017 pour les additions réalisées.<sup>41</sup>

À la référence mentionnée par Énergir, il est indiqué qu'à la Cause tarifaire 2017 un montant de total des immobilisations de 138,3 M\$ a été prévu pour les projets inférieurs à 1,5 M\$, et qu'un montant réel de 147,3 M\$ a été réalisé.

Selon l'ACIG il y a lieu de concilier ces différentes valeurs :

Par ailleurs, l'ACIG a demandé le même type d'information pour 2017-2018.

Énergir précise qu'un montant de 121,4 M\$ a été intégré à la base de tarification, et réfère à la pièce B-0072 pour la prévision de la réalisation des investissements 2017-2018. À cette pièce, il est indiqué une valeur budgétée de 153,5 M\$ et une prévision de réalisation de 161,5 M\$ pour les investissements inférieurs à 1,5 M\$.<sup>42</sup>

Selon l'ACIG il serait approprié de fournir des explications concernant ces différentes valeurs.

L'ACIG est également d'avis qu'il est pertinent de faire un suivi de ces investissements inférieurs à 1,5 M\$ afin de valider la précision des prévisions d'Énergir et de s'assurer que les investissements prévus et intégrés à la base de tarification soient réalisés à l'année prévue. En effet, Énergir ne doit pas recevoir une rémunération sur des actifs qui ne sont pas en service.

**À cet effet, l'ACIG recommande à la Régie de demander à Énergir de faire un suivi des investissements des projets inférieurs à 1,5 M\$ en présentant la valeur qu'il a été prévu d'inclure à la base de tarification et la valeur qui a été réellement été réalisée.**

Il est à noter que la décision D-2018-080 rendue dans le dossier R-3867-2013 phase 3b précise les modalités de la présentation des projets d'investissements inférieurs à 1,5 M\$ qui doivent être autorisés selon l'article 73. Selon l'ACIG, ces précisions ne modifient pas la nécessité de faire un suivi des investissements autorisés en regard des investissements réalisés.

---

<sup>41</sup> B-212, page 5

<sup>42</sup> B-212, page 5

## 11- RÉCUPÉRATION DES COÛTS ÉCHOUÉS RELIÉS À LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE TRANSPORT.

Énergir mentionne que dans sa décision D-2017-094, la Régie a statué sur différents éléments concernant la marge excédentaire de transport (Marge)<sup>43</sup> :

- Les coûts échoués à récupérer ont été définis par la différence entre les coûts et les revenus relatifs à la capacité identifiée comme Marge excédentaire
- La fonctionnalisation de ces coûts échoués au service de transport a été définie de façon à respecter l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Énergir rappelle également que la Régie « a retenu l'utilisation des volumes reliés à l'ensemble de la clientèle, que celle-ci utilise ou non le service de transport du distributeur, excluant les volumes de gaz d'appoint. »<sup>44</sup>

Cependant dans cette même décision la Régie se questionne sur la récupération des coûts échoués par catégorie de clients :

*« [464] Par ailleurs, bien que les coûts de la Marge excédentaire soient pris en compte dans un tarif de transport, la Régie note que les bénéfices futurs qui découleront de la présence d'une Marge excédentaire, soit l'augmentation des livraisons liée à l'arrivée d'un nouveau client industriel d'envergure, se matérialiseront dans le service de distribution.*

*[465] La répartition des revenus de transport et de distribution entre les différents tarifs n'étant pas la même, la Régie se questionne sur l'équité de la récupération des coûts reliés à la Marge excédentaire dans un taux de transport, sans compensation.*

***[466] La Régie demande à [Énergir] de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une analyse sur cet aspect ainsi qu'une proposition, le cas échéant. »<sup>45</sup>***

Ainsi, relativement à la demande de la Régie, Énergir comprend qu'elle doit analyser des bases de récupération des coûts échoués de la Marge excédentaire au service de transport.<sup>46</sup>

À cet effet, Énergir considère deux bases de récupération des coûts échoués :

---

<sup>43</sup> B-0054, page 3

<sup>44</sup> B-0054, page 4

<sup>45</sup> D-2017-094, page 122

<sup>46</sup> B-0054, page 5

- au prorata des volumes, et
- au prorata des revenus de distribution.<sup>47</sup>

En se basant sur les données statistiques de la Cause tarifaire 2018, Énergir évalue que la récupération des coûts échoués de la Marge excédentaire sur la base des revenus de distribution attribuerait une part plus grande des coûts échoués à la clientèle au tarif D1, soit 81,5 %, comparativement à une répartition basée sur les volumes correspondant à 44,0 %.

Pour la clientèle aux tarifs D4, l'attribution selon les revenus de distribution serait de 14,6 % des coûts échoués comparativement et de 47,4 % selon une répartition selon le volume.<sup>48</sup>

Énergir fait l'analyse de ces deux options et propose que la récupération des coûts échoués reliés à la Marge excédentaire soit établie au prorata des volumes de l'ensemble de la clientèle, excluant les clients en gaz d'appoint.<sup>49</sup>

Par ailleurs, l'ACIG comprend que la problématique des coûts échoués est traitée dans le dossier R-3867-2013, phase 2, où Énergir définit deux types de coûts échoués<sup>50</sup> et demande à la Régie d'approuver une méthode d'allocation pour chacun de ces types de coûts.<sup>51</sup>

Ainsi, considérant que la problématique des coûts échoués des capacités excédentaires de transport fait l'objet d'un autre dossier (R-3867-2013, phase 2) actuellement devant la Régie, dans l'intérim, l'ACIG :

- ne s'oppose pas au maintien de la récupération des coûts reliés à la Marge excédentaire au prorata des volumes de l'ensemble de la clientèle, excluant les clients en gaz d'appoint;
- et recommande à la Régie d'attendre la décision qui sera rendue dans ce dernier dossier avant de statuer définitivement sur la méthode d'allocation des coûts échoués de la Marge excédentaire.

## 12- CONCLUSIONS

L'ACIG rappelle les principales conclusions contenues à ce mémoire.

---

<sup>47</sup> B-0054, page 5

<sup>48</sup> B-0054, page 6

<sup>49</sup> B-0054, page 20

<sup>50</sup> R-3867-2013, B-0133, page 77

<sup>51</sup> R-3867-2013, B-0133, page 102

- **Plan d'approvisionnement** : Le contrat de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour devrait être identifié comme outil d'équilibrage pour les fins de fonctionnaliser les coûts;
- **Évaluation de la Marge excédentaire** : L'ACIG recommande l'autorisation de la Méthodologie proposée pour l'évaluation, et recommande l'autorisation de la valeur de 25 000 GJ/jour pour l'année 2018-2019. L'ACIG recommande également de favoriser des moyens flexibles ou de court terme pour s'ajuster aux besoins annuels de la Marge.
- **Incitatifs à la performance** : L'ACIG maintient son appui à la bonification sur les transactions financières mais recommande de ne pas autoriser la bonification sur les économies réelles issues de transactions spéciales d'achat.
- **Plan de développement** : L'ACIG recommande l'approbation du plan de développement et suggère un suivi de l'impact de la nouvelle méthodologie sur le nombre de nouveaux clients et de nouveaux volumes.
- L'ACIG appuie également le renouvellement du **Processus de consultation réglementaire** ainsi que le **Traitement du coût des projets informatiques infonuagiques**;
- **Planification pluriannuelle des investissements** : L'ACIG recommande un suivi des projets inférieurs à 1,5 M\$ qui compare la valeur qu'il a été prévu d'inclure à la base de tarification et la valeur réalisée.
- Dans l'attente d'un débat complet sur le traitement des coûts liées au transport au dossier R-3867-2013 phase 2, l'ACIG ne s'oppose pas au maintien de la méthode actuellement en vigueur d'allocation des coûts échoués liés à la Marge excédentaire.

**Le tout respectueusement soumis.**