

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4076-2018
PHASE 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2019-2020
D'ÉNERGIR

ÉNERGIR

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

LA CAUSE TARIFAIRE 2019-2020 D'ÉNERGIR

MÉMOIRE

Jacques Fontaine, Consultant en énergie.
Avec la collaboration de Dominique Neuman, Procureur et de
Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Vrr. le 29 août 2019

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION 2.2.9.1

ÉCART DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter Énergir à tenir compte des écarts de prévision lorsqu'elle prend des décisions basées sur des prévisions de la journée de pointe à horizon éloigné (tel que l'horizon de 7 ans requis dans le cas de la demande de TCPL décrite à la section 2.1 du présent rapport). Une façon d'en tenir compte pourrait consister à considérer des scénarios, ou encore de probabiliser les résultats.

RECOMMANDATION 2.2.9.2

ÉCART DE LA PRÉVISION ÉNERGIE-GRANDS DÉBITS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter Énergir à améliorer ces techniques de prévision si elle doit prendre des décisions basées sur des prévisions de la consommation des grands débits à l'horizon de trois ans et plus. Par exemple, l'on pourrait viser un écart type de l'ordre de 15 % à l'horizon 3 ans.

RECOMMANDATION 2.2.9.3

ÉCART DE LA PRÉVISION ÉNERGIE- PETITS ET MOYENS DÉBITS

Nous reconnaissons que les prévisions de Énergir de la consommation des petits et moyens débits ont une précision acceptable. Cependant, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter Énergir à profiter du biais systématique que nous avons constaté depuis 2014-2015 pour améliorer cette prévision. En effet, depuis 2014-2015, l'écart de prévision à l'horizon 3 est systématiquement plus élevé de 3,8%.

RECOMMANDATION 2.3.1**CALCUL DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE TRANSPORT AUX FINS DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIR**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'approche préconisée par Énergie à pour déterminer la marge excédentaire de transport, soit de considérer le plus gros projet parmi ceux qui ont entre 25 % et 50 % de probabilité de réalisation. Nous considérons que l'historique des projets récents confirme ces probabilités. Nous déplorons toutefois que la pondération des critères et sous-critères soit confidentielle. Nous invitons la Régie à requérir que cette pondération soit publique.

RECOMMANDATION 2.4.1**LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte et d'appuyer Énergir dans ses démarches en vue de mettre en place son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* », ainsi que des engagements de divulgation des producteurs et de suivi annuel auprès de la Régie.

Il demeure néanmoins qu'Énergir reste vague quant à l'effet réel net de son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* ». L'approche qu'elle propose n'est encore que très graduelle et exploratoire. Il serait souhaitable que la Régie requière à Énergir d'énoncer à son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* » dans quelle mesure et selon quel échéancier il amènera des résultats concrets, correspondant à des parts quantifiables de ses approvisionnements à des années précises qui se qualifieront ainsi de « *responsables* ».

RECOMMANDATION 2.5.1**L'APPROVISIONNEMENT EN BIOMÉTHANE (GAZ NATUREL RENOUVELABLE - GNR) D'ÉNERGIR**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Énergir inscrive dans son Plan d'approvisionnement actuel et ses Plans d'approvisionnement futurs les informations suivantes :

- À quel volume exact de gaz naturel il est prévu que les cibles correspondent pour chacune des trois années visées par le [Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, 2019 \(151\) G.O./I 911 \(Décret 233-2019, 20 mars 2019\)](#).
- Est-ce qu'Énergir recommande ou non de traiter le biogaz en réseau dédié de Saint-Jérôme comme faisant partie ou non de cet approvisionnement en GNR. En effet, le GNR se définit par l'article 2 de la *Loi* par son interchangeabilité sur « *un* » réseau de distribution de gaz naturel. Or, le biogaz de Saint-Jérôme est effectivement interchangeable sur « *un* » tel réseau, à savoir sur le réseau dédié de Saint-Jérôme-Sainte-Sophie, bien qu'il ne serait pas interchangeable sur d'autres réseaux. Cela le qualifie-t-il comme GNR ? On ignore comme

Énergir répond à cette question dans son Plan. La Régie tranchera alors comme ce gaz devrait être qualifié après avoir entendu les représentations des participants. Une décision quant à cette qualification est nécessairement requise au préalable avant que l'on puisse déterminer à quels volumes de gaz les cibles réglementaires gouvernementales correspondent.

Insérer dans les tableaux du Plan d'approvisionnement une ligne identifiant les approvisionnements prévus en biométhane (GNR) chaque année visée, en distinguant ceux de source locale et ceux importés (bien que l'on puisse supposer que la ligne des approvisionnements de source locale corresponde bien à du biométhane, mais il serait malgré tout préférable d'avoir des lignes au tableau identifiant clairement le GNR).

Et conséquemment identifier si les stratégies d'Énergir d'approvisionnement pour chacune des années visées au Plan sont adéquates pour lui permettre d'atteindre les cibles gouvernementales en approvisionnement de biométhane (GNR).

RECOMMANDATION 3.1.1

LE PARTAGE DES TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER

Nous recommandons fortement à la Régie de l'énergie d'accepter la proposition d'Énergir de découpler ses revenus en retournant à la clientèle tous les écarts de revenus générés par des écarts entre la prévision volumétrique et le réel. Le retour à la clientèle de ces écarts justifie qu'Énergir puisse conserver la totalité des 50 premiers points de ses écarts de revenus issus de ses coûts, et 50% de ses écarts au-delà des 50 premiers points. Cette proposition se compare bien avec les modes de partage des autres distributeurs gaziers canadiens.

Énergir indique que si cette modification n'était pas acceptée, elle proposerait à la Régie de mettre fin au mécanisme de partage des trop-perçus et de retourner en mode de tarification basé sur le coût de service avec une demande de révision de son taux de rendement. Une telle modification du mode de tarification serait coûteuse.

RECOMMANDATION 3.2.1

LE LIEN ENTRE LE MODE DE PARTAGE DES TROP PERÇUS ET LES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter la nouvelle grille qui relie les indicateurs de qualité de service à l'obtention de sa part des trop perçus qui la rapproche de celle des MRI de HQD et de HQT. Nous recommandons aussi à la régie de l'énergie d'amener Énergir à améliorer son indicateur de réponse aux appels d'urgence et dans une moindre mesure à surveiller l'indicateur de satisfaction de sa clientèle VGE (dont les résultats historiques ne sont pas très satisfaisants).

RECOMMANDATION 4.1
STRATÉGIE TARIFAIRE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne baisser que de 5% le tarif de distribution des catégories de clients D1 qui consomment moins de 1 095 m³ en vue de profiter de la situation exceptionnelle qu'apporte la baisse importante des coûts de service. Ainsi, un premier pas serait fait en vue de réduire l'interfinancement.

RECOMMANDATION 5.1
LE TAUX DES FRAIS GÉNÉRAUX DES ENTREPRENEURS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver la nouvelle méthode préconisée par Énergir pour déterminer le taux des frais généraux des entrepreneurs parce qu'elle apporte les améliorations suivantes : a) elle suppose une moyenne sur trois ans des projets au lieu de deux ans et b) elle identifie des sources de coûts reliées aux frais généraux des entrepreneurs qui étaient, auparavant, ignorées.

RECOMMANDATION 6.1
REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES PE226

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter le maintien du programme PE226 chez Énergir, parce qu'il est harmonisé et exclusif par rapport à celui de TEQ et qu'il est rentable.

RECOMMANDATION 6.2
VOLET RÉNOVATION PE233

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les changements proposés au programme PE233 que le TRTC est positif, de l'ordre de 400 000\$ triplant presque à l'horizon 2022-2023.

RECOMMANDATION 7.1
LE CASEP

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver la somme de 1 M\$ pour ajout au CASEP en 2019-2020 pour qu'Énergir puisse continuer à investir judicieusement les sommes qui y sont réservées. Nous y voyons la preuve dans le fait qu'Énergir a baissé de près d'un million de dollars les sommes disponibles au CASEP depuis 2017-2018.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2023 D'ÉNERGIR.....	2
2.1 L'HORIZON REQUIS, POUR ÉNERGIR, DE SON PLAN D'APPROVISIONNEMENT	2
2.2 LA QUALITÉ DE LA PRÉVISION PAR ÉNERGIR, DE SA DEMANDE DE POINTE ET DE SA DEMANDE TOTALE ANNUELLE, SUR DIFFÉRENTS HORIZONS.....	3
2.2.1 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon d'un an	3
2.2.2 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon de deux ans	4
2.2.3 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon de trois ans	5
2.2.4 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon de quatre ans	6
2.2.5 La qualité de la prévision par Énergir pour la consommation annuelle en continu à l'horizon d'un an.....	7
2.2.6 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de deux ans.....	9
2.2.7 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de trois ans.....	10
2.2.8 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de quatre ans.....	12
2.2.9 Conclusion sur les écarts de prévisions.	13
2.3 LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE TRANSPORT DE 4 % PROPOSÉE PAR ÉNERGIR (AU SEIN DE SA MARGE MAXIMALE POSSIBLE DE 10 %) DANS LA PRÉVISION DE SA DEMANDE.....	15
2.4 LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR	18
2.5 L'APPROVISIONNEMENT EN BIOMÉTHANE (GAZ NATUREL RENOUVELABLE - GNR) D'ÉNERGIR	21
3 - LE MODE DE PARTAGE DES TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER ET LE LIEN AVEC LES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE	30
3.1 LE MODE DE PARTAGE DES TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER.....	30
3.2 LE LIEN ENTRE LE MODE DE PARTAGE DES TROP PERÇUS ET LES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE	33

4 - LA STRATÉGIE TARIFAIRE (VERS UNE DIMINUTION DE L'INTERFINANCEMENT).....	37
5 - LE TAUX DES FRAIS GÉNÉRAUX DES ENTREPRENEURS.....	41
6 - LES PROGRAMMES ET MESURES EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (TIEÉ) D'ÉNERGIR.....	43
6.1 LE PROGRAMME PE226 REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES.....	43
6.2 LE PROGRAMME PE233 VOLET RÉNOVATION.....	46
7 - LELE COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP).....	48
8 - CONCLUSION.....	50

1

LE MANDAT

Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont requis nos services afin de rédiger un rapport relatif à plusieurs éléments d'intérêts dans le cadre de la cause tarifaire 2019-2020 d'Énergir (dossier R-4076-2018, Phase 2, devant la Régie de l'énergie).

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et à l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* afin que celles-ci puissent le déposer comme faisant partie de leur preuve devant la Régie de l'énergie.

2

LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2023 D'ÉNERGIR

2.1 L'HORIZON REQUIS, POUR ÉNERGIR, DE SON PLAN D'APPROVISIONNEMENT

Bien qu'Énergir ne soit requise par la Régie que de déposer un plan d'approvisionnement de quatre ans, nous constatons que celle-ci, pour répondre à une demande de TCPL, a besoin d'une prévision de la pointe à un horizon de sept ans :

*Énergir a donc procédé à une analyse pour savoir si elle aura besoin de conserver en tout ou en partie l'ensemble des capacités quotidiennes visées entre le 1^{er} novembre 2024 et le 31 octobre 2026.*¹

Le tableau illustre les besoins d'Énergir d'une prévision d'une journée de pointe à l'horizon 2025-2026.²

ANALYSE DES BESOINS DE POINTE ET DES ÉCHÉANCES CONTRACTUELLES

PROJECTION 2023-2026, en 10³m³/jour

Année	CT2020 (AN 4)	2023-2024	2024-2025	2025-2026	
	2022-2023				
	(1)	(2)	(3)	(4)	
1	Demande de pointe - avec marge excédentaire	37,158	36,917	36,801	36,748
2	Demande de pointe - sans marge excédentaire	36,498	36,257	36,142	36,088

La demande de TCPL fait donc ressortir l'importance de la qualité de la prévision de la demande en pointe pour des horizons éloignés.

Nous examinerons au présent chapitre les résultats des prévisions de la demande en pointe à l'horizon un an et pour la première fois, nous verrons la précision des prévisions des journées de pointe d'Énergir aux horizons deux à quatre ans.

¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0214, Énergir-H, document 11, page 4, lignes 13 à 15.

² **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0214, Énergir-H, document 11, Tableau, page 6, lignes 1 et 2.

2.2 LA QUALITÉ DE LA PRÉVISION PAR ÉNERGIR, DE SA DEMANDE DE POINTE ET DE SA DEMANDE TOTALE ANNUELLE, SUR DIFFÉRENTS HORIZONS

2.2.1 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon d'un an

Nous avons vérifié que les résultats obtenus par Énergir pour prévoir, un an d'avance, sa journée de pointe annuelle sont adéquats. Tel qu'il ressort du tableau suivant, la moyenne des écarts absolus est en effet seulement de 3,3 % (1 035 / 30 691 10³m³/jour). Ce résultat se compare très bien à l'écart type de la pointe estimée (ce qui est la meilleure évaluation de la pointe réelle mais avec les conditions de climatologie type) qui est de 2 507 10³m³/jour ou en pourcentage de 8,2%.

Tableau 2.2.1 - Comparaison entre le réel (ou l'estimé) et la prévision de la journée de pointe à l'horizon d'un an

	Prévision à un an (10 ³ m ³ /jour) a	Pointe estimée ³ (10 ³ m ³ /jour) b	Écart	
			(10 ³ m ³ /jour) a-b	(% sur prévue) (a-b) / a
2008 2009	28 970	27 618	1 352	4,7%
2009 2010	27 160	27 368	-208	-0,8%
2010 2011	28 802	28 598	204	0,7%
2011 2012	27 757	28 209	-452	-1,6%
2012 2013	29 441	30 501	-1 060	-3,6%
2013 2014	31 521	32 628	-1 107	-3,5%
2014 2015	34 404	33 399	1 005	2,9%
2015 2016	32 581	31 755	826	2,5%
2016 2017	33 231	32 132	1 099	3,3%
2017 2018	33 043	34 874	-1 831	-5,5%
Écart-type	2 433	2 507	1 035	3,3%
Moyenne	30 691	30 708		
% de l'écart type sur la moyenne	7,9%	8,2%		
Références de la prévision de la première année R-3662-2008, Gaz Métro 5, Document 1, page 1, ligne 25 R-3690-2009, Gaz Métro 4, document 6, page 1, ligne 24 R-3720-2010, Gaz Métro 4, Document 6, page 1, ligne 26 R-3752-2011, B-0013, Gaz Métro 4, Document 8, page 1, ligne 30 R-3809-2012, B-0011, Gaz Métro 1, Document 7, page 1, ligne 32 R-3837-2013, B-0016, Gaz Métro 2, document 1, annexe 6, page 1, ligne 32 R-3879-2014, P.2, B-0258, Gaz Métro 7, Document 1, Annexe 6, page 1, ligne 31 R-3879-2014, P.4, B-0614, Gaz Métro 103, Document 1, Annexe 7, page 2, ligne 32 R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro 2, Document 1, Annexe 8, page 2, ligne 33 R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro 6, Document 1, Annexe 9, page 2, ligne 33				

³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 10, pages 2 et 3.

2.2.2 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon de deux ans

Nous constatons, qu'à l'horizon de deux ans, l'écart type de l'écart de prévision est de 7,8% ce qui est de l'ordre de l'écart type de la série des pointes estimées. C'est cependant à comparer à l'écart type de 3,3% sur les prévisions à l'horizon d'un an.

Tableau 2.2.2 - Comparaison entre le réel (ou l'estimé) et la prévision de la journée de pointe à l'horizon de deux ans

	Prévision à un an (10 ³ m ³ /jour) a	Pointe estimée ⁴ (10 ³ m ³ /jour) b	Écart	
			(10 ³ m ³ /jour) a-b	(% sur prévue) (a-b) /a
2009 2010	31 454	27 368	4 086	13,0%
2010 2011	29 652	28 598	1 054	3,6%
2011 2012	28 737	28 209	528	1,8%
2012 2013	27 796	30 501	-2 705	-9,7%
2013 2014	29 570	32 628	-3 058	-10,3%
2014 2015	31 748	33 399	-1 651	-5,2%
2015 2016	34 833	31 755	3 078	8,8%
2016 2017	34 905	32 132	2 773	7,9%
2017 2018	34 352	34 874	-522	-1,5%
Écart-type	2 568	2 409	2 438	7,8%
Moyenne	31 450	31 052		
% de l'écart type sur la moyenne	8,2%	7,8%		
Références de la prévision de la deuxième année R-3662-2008, Gaz Métro 5, Document 1, page 1, ligne 25 R-3690-2009, Gaz Métro 4, document 6, page 1, ligne 24 R-3720-2010, Gaz Métro 4, Document 6, page 1, ligne 26 R-3752-2011, B-0013, Gaz Métro 4, Document 8, page 1, ligne 30 R-3809-2012, B-0011, Gaz Métro 1, Document 7, page 1, ligne 32 R-3837-2013, B-0016, Gaz Métro 2, document 1, annexe 6, page 1, ligne 32 R-3879-2014, P.2, B-0258, Gaz Métro 7, Document 1, Annexe 6, page 1, ligne 31 R-3879-2014, P.4, B-0614, Gaz Métro 103, Document 1, Annexe 7, page 2, ligne 32 R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro 2, Document 1, Annexe 8, page 2, ligne 33				

⁴ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 10, pages 2 et 3.

2.2.3 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon de trois ans

Nous constatons comme il est vraisemblable, qu'à l'horizon de trois ans, l'écart type de l'écart de prévision est de 9,9% ce qui est plus que l'écart type de la série des pointes estimées qui est depuis 2010-2011 de 6,8%. C'est à comparer à l'écart type de 7,8% sur les prévisions à l'horizon de deux ans.

Tableau 2.2.3 - Comparaison entre le réel (ou l'estimé) et la prévision de la journée de pointe à l'horizon de trois ans

	Prévision à un an (10 ³ m ³ /jour) a	Pointe estimée ⁵ (10 ³ m ³ /jour) b	Écart	
			(10 ³ m ³ /jour) a-b	(% sur prévue) (a-b) /a
2010 2011	31 436	28 598	2 838	9,0%
2011 2012	29 912	28 209	1 703	5,7%
2012 2013	28 648	30 501	-1 853	-6,5%
2013 2014	27 462	32 628	-5 166	-18,8%
2014 2015	29 804	33 399	-3 595	-12,1%
2015 2016	31 830	31 755	75	0,2%
2016 2017	36 107	32 132	3 975	11,0%
2017 2018	36 476	34 874	1 602	4,4%
Écart-type	3 081	2 150		9,9%
Moyenne	31 459	31 512		
% de l'écart type sur la moyenne	9,8%	6,8%		
Références de la prévision de la troisième année R-3662-2008, Gaz Métro 5, Document 1, page 1, ligne 25 R-3690-2009, Gaz Métro 4, document 6, page 1, ligne 24 R-3720-2010, Gaz Métro 4, Document 6, page 1, ligne 26 R-3752-2011, B-0013, Gaz Métro 4, Document 8, page 1, ligne 30 R-3809-2012, B-0011, Gaz Métro 1, Document 7, page 1, ligne 32 R-3837-2013, B-0016, Gaz Métro 2, document 1, annexe 6, page 1, ligne 32 R-3879-2014, P.2, B-0258, Gaz Métro 7, Document 1, Annexe 6, page 1, ligne 31 R-3879-2014, P.4, B-0614, Gaz Métro 103, Document 1, Annexe 7, page 2, ligne 32				

⁵ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 10, pages 2 et 3.

2.2.4 La qualité de la prévision par Énergir de sa demande pour la journée de pointe annuelle à l'horizon de quatre ans

Rappelons qu'il n'y a qu'une prévision de quatre ans d'avance à comparer aux pointes estimées. L'écart de prévision y est de 8,5%, ce qui nous semble raisonnable :

Tableau 2.2.4 - Comparaison entre le réel (ou l'estimé) et la prévision de la journée de pointe à l'horizon quatre ans

	Prévision à un an (10 ³ m ³ /jour) a	Pointe estimée ⁶ (10 ³ m ³ /jour) b	Écart	
			(10 ³ m ³ /jour) a-b	(% sur prévue) (a-b) /a
2017 2018	38 134	34 874	3 260	8,5%
Références de la prévision de la troisième année R-3879-2014, P.2, B-0258, Gaz Métro 7, Document 1, Annexe 6, page 1, ligne 31 R-3879-2014, P.4, B-0614, Gaz Métro 103, Document 1, Annexe 7, page 2, ligne 32				

⁶ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 10, pages 2 et 3.

2.2.5 La qualité de la prévision par Énergir pour la consommation annuelle en continu à l'horizon d'un an

Un aperçu du tableau suivant montre que la prévision, **un an d'avance**, de la demande des clients grands débits d'Énergir s'est grandement améliorée depuis les 6 dernières années, soit de 2012-2013 à 2017-2018. L'écart type de l'erreur de cette prévision à l'horizon d'un an passe en effet de 11,1% sur tout l'historique depuis 1997-1998 alors qu'il n'est plus que de 0,8% pour les 5 dernières années et se maintient à 0,9% dans les quatre dernières années.

L'écart type équivalent pour la prévision de la demande, un an d'avance, des clients de petits et moyens débits demeure, quant à lui, constant entre l'historique complet et la période des derniers cinq ans, continuant de se situer à environ 2,5% avec une légère amélioration à 2,3% dans les quatre dernières années.

Régie de l'énergie - Dossier R-4076-2018, Phase 2
Cause tarifaire 2019-2020 d'Énergir

Tableau 2.2.5

Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon d'un an ⁷

	Ventes réelles service continu (R) en (000 000m ³)			Ventes prévues un an d'avance en service continu (P) en (000 000 m ³)			Écarts (P - R) /P en %		
	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total
1997-1998	2 051	2 583	4 634	1 961	2 568	4 529	4,6%	0,6%	2,3%
1998-1999	1 873	2 691	4 564	1 947	2 629	4 575	-3,8%	2,4%	-0,2%
1999-2000	1 838	2 824	4 662	1 828	2 779	4 607	0,6%	1,6%	1,2%
2000-2001	1 632	2 715	4 347	1 885	2 922	4 807	-13,4%	-7,1%	-9,6%
2001-2002	1 581	2 772	4 353	1 668	2 787	4 455	-5,2%	-0,5%	-2,3%
2002-2003	1 622	2 744	4 366	1 560	2 818	4 378	4,0%	-2,6%	-0,3%
2003-2004	1 706	2 811	4 516	1 646	2 844	4 490	3,6%	-1,2%	0,6%
2004-2005	1 682	2 814	4 496	1 905	2 911	4 816	-11,7%	-3,3%	-6,6%
2005-2006	1 602	2 878	4 480	1 975	2 977	4 953	-18,9%	-3,3%	-9,5%
2006-2007	2 435	2 872	5 307	2 314	2 922	5 236	5,2%	-1,7%	1,4%
2007-2008	1 783	2 851	4 634	2 332	2 859	5 191	-23,5%	-0,3%	-10,7%
2008-2009	1 324	2 788	4 112	1 652	2 801	4 453	-19,9%	-0,5%	-7,7%
2009-2010	1 464	2 741	4 205	1 298	2 748	4 046	12,8%	-0,3%	3,9%
2010-2011	1 505	2 745	4 251	1 392	2 708	4 100	8,1%	1,4%	3,7%
2011-2012	1 703	2 638	4 341	1 447	2 643	4 090	17,6%	-0,2%	6,1%
2012-2013	1 997	2 654	4 651	1 989	2 645	4 633	0,4%	0,4%	0,4%
2013-2014	2 313	2 736	5 048	2 320	2 612	4 932	-0,3%	4,7%	2,4%
2014-2015	2 539	2 721	5 260	2 575	2 718	5 293	-1,4%	0,1%	-0,6%
2015-2016	2 574	2 720	5 294	2 550	2 779	5 329	1,0%	-2,1%	-0,7%
2016-2017	2 701	2 828	5 530	2 684	2 711	5 394	0,6%	4,4%	2,5%
2017-2018	2 827	2 912	5 738	2803	2 874	5 687	0,5%	1,3%	0,9%
Écart-type 1997- 1998 à 2017-2018	265	76	278	291	111	341	11,1%	2,4%	5,1%
1997-1998 à 2007-2008	242	85	255	235	120	281	9,7%	2,5%	4,8%
2007-2008 à 2017-2018	519	78	549	536	82	567	11,6%	2,0%	4,8%
2013-2014 à 2017-2018	172	76	238	163	86	241	0,8%	2,6%	1,4%
2014-2015 à 2017-2018	113	80	194	104	66	155	0,9%	2,3%	1,3%

⁷ **ÉNERGIR**, Dossier R-4079-2018, pièce B-0100, Énergir 17, document 1, pages 1 à 5. Les ventes réelles (R) sont en pages 4 et 5. Les ventes prévues un an d'avance sont en pages 1 à 3.

2.2.6 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de deux ans

La prévision, **deux ans d'avance**, de la consommation des clients d'Énergir à grands débits s'est grandement améliorée depuis les 4 dernières années, comme le montre le tableau suivant, comparant la qualité des 10 dernières prévisions : nous constatons que l'écart-type enregistré sur l'ensemble de ces 10 ans était de 23,1% alors que dans les cinq dernières années, il s'établit à 5,4% et il s'améliore quelque peu, lorsque nous nous considérons que les quatre dernières années, à 5,0%.

Quant à la prévision de la consommation des petits et moyens débits, son écart-type est relativement stable à environ 2,5%.

Tableau 2.2.6 - Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon de 2 ans

	Ventes réelles service continu en (000 000 m ³) ⁸			Ventes prévues 2 ans d'avance, service continu en (000 000 m ³)			Écarts (P - R) / P en %		
	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total
2008-2009	1 324	2 788	4 112	2 314	2 871	5 185	-42,4%	-0,2%	-19,3%
2009-2010	1 464	2 741	4 205	2 300	2 794	5 094	-30,2%	-0,2%	-13,2%
2010-2011	1 505	2 745	4 251	2 098	2 746	4 844	8,6%	1,0%	3,6%
2011-2012	1 703	2 638	4 341	1 387	2 717	4 104	22,8%	-2,9%	5,8%
2012-2013	1 997	2 654	4 651	1 393	2 637	4 030	43,3%	0,7%	15,4%
2013-2014	2 313	2 736	5 048	2 106	2 626	4 731	9,8%	4,2%	6,7%
2014-2015	2 539	2 721	5 260	2 346	2 618	4 964	8,2%	3,9%	6,0%
2015-2016	2 574	2 720	5 294	2 719	2 736	5 454	-5,3%	-0,6%	-2,9%
2016-2017	2 701	2 828	5 530	2 650	2 771	5 421	1,9%	2,1%	2,0%
2017-2018	2 827	2 912	5 738	2 689	2 727	5 416	5,1%	6,8%	6,0%
Écart-type 2008-2009 à 2017-2018	537	76	572	457	76	471	23,1%	2,7%	9,7%
2013-2014 à 2017-2018	172	76	238	239	62	295	5,4%	2,4%	3,6%
2014-2015 à 2017-2018	113	80	194	149	57	202	5,0%	2,7%	3,7%

Références de la prévision de la 2^{ième} année

R-3630-2007 B-15, GM-4-01, tableau 8, page 16, tableau 10, page 19 et tableau 11, page 20
 R-3662-2008 B-13, GM-05-01, tableau 8, page 17, tableau 10, page 19 et tableau 11, page 21,
 R-3690-2009, B-0004, GM-04-01, Tableau 10, page et tableau 11, page 23
 R-3720-2010, B-0016, GM-04-01, Tableau 14, page 44
 R-3752-2011, B-0351, GM-04-01, Tableau 14, page 44
 R-3809-2012, B-0005, GM-01-01, Tableau 15, page 46
 R-3837-2013, B-0016, GM -02-01, Tableau 16, page 52
 R-3879-2014, B-0614, GM-103-01, Tableau 19, page 70
 R-3970-2016, B-0176, GM-02-01, Tableau 18, page 59
 R-3987-2017, B-0195, GM-06-01, Tableau 18, page 61

⁸ **ENERGIR**, Dossier R-4079-2018, pièce B-0100, Énergir 17, document 1, pages 4 et 5.

2.2.7 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de trois ans

À trois ans d'avance, la qualité de la prévision pour la consommation des clients de grands débits est moins impressionnante que celle à l'horizon de deux ans. Cependant l'écart entre la prévision et le réel des trois dernières prévisions de trois ans d'avance la consommation des clients de grands débits se situe désormais sous ou près de la barre des 10 %, ce qui constitue une nette amélioration par rapport aux écarts des prévisions antérieures de 3 ans d'avance puisque l'écart-type enregistré sur l'ensemble de l'historique est de 34,5%.

Quant aux prévisions pour les petits et moyens débits, elles sont sous-prévues à environ 4% systématiquement depuis 4 ans (un écart type minuscule de 0,4%).

Tableau 2.2.7

Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon de 3 ans

	Ventes réelles service continu en. (000 000 m ³) ⁹			Prévisions à 3 ans Ventes projetées service continu en (000 000 m ³)			Écarts (P - R) / P en %		
	Grand débit (tarif D4)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D4)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D4)	Petits et moyens débits	Total
2009-2010	1 464	2 741	4 205	2 305	2 878	5 183	-41,9%	-1,8%	-20,8%
2010-2011	1 505	2 745	4 251	2 520	2 791	5 311	-35,1%	-0,4%	-16,3%
2011-2012	1 703	2 638	4 341	2 319	2 757	5 077	-26,6%	-4,3%	-14,5%
2012-2013	1 997	2 654	4 651	1 355	2 703	4 058	47,4%	-1,8%	14,6%
2013-2014	2 313	2 736	5 048	1 403	2 610	4 012	64,9%	4,8%	25,8%
2014-2015	2 539	2 721	5 260	2 147	2 630	4 777	18,3%	3,5%	10,1%
2015-2016	2 574	2 720	5 294	2 356	2 624	4 979	9,3%	3,7%	6,3%
2016-2017	2 701	2 828	5 530	2 918	2 730	5 648	-7,4%	3,6%	-2,1%
2017-2018	2 827	2 912	5 738	3 141	2 786	5 927	-10,0%	4,5%	-3,2%
Écart type 2008-2009 à 2017- 2018	497	79	546	563	85	608	34,5%	3,2%	14,7%
2013-2014 à 2017- 2018	172	76	238	613	70	676	27,1%	0,6%	10,5%
2014-2015 à 2017- 2018	113	80	194	404	69	471	11,7%	0,4%	5,6%
Références de la prévision de la 3 ^{ième} année									
R-3630-2007 B-15, GM-4-01, tableau 8, page 16, tableau 10, page 19 et tableau 11, page 20									
R-3662-2008 B-13, GM-05-01, tableau 8, page 17, tableau 10, page 19 et tableau 11, page 21,									
R-3690-2009, B-0004, GM-04-01, Tableau 10, page et tableau 11, page 23									
R-3752-2011, B-0351, GM-04-01, Tableau 14, page 44									
R-3809-2012, B-0005, GM-01-01, Tableau 15, page 46									
R-3837-2013, B-0016, GM -02-01, Tableau 16, page 52									
R-3879-2014, B-0258, GM-7-01, Tableau 18, page 58									

⁹ **ENERGIR**, Dossier R-4079-2018, pièce B-0100, Énergir 17, document 1, pages 4 et 5.

2.2.8 La qualité de la prévision de la demande d'Énergir à l'horizon de quatre ans

À quatre ans d'avance, nous n'avons qu'une prévision : l'écart de la prévision pour la consommation des clients de grands débits de l'ordre de 20% et celui des petits et moyens débits est de 6%.

Tableau 2.2.8

Résultats des ventes par rapport à la prévision de la demande à l'horizon de 4 ans

	Ventes réelles service continu en (000 000 m ³) ¹⁰			Ventes projetées service continu en (000 000 m ³)			Écarts (P - R) / P en %		
	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total	Grand débit (tarif D ₄)	Petits et moyens débits	Total
2016-2017	2 701	2 828	5 530						
2017-2018	2 827	2 912	5 738	3 527	2 741	6 268	-19,9%	6,2%	-8,5%
Références de la prévision de la 4 ^{ième} année									
2017-2018 R-3879-2014, B-0258, GM-7-01, Tableau 18, page 58									

¹⁰ ENERGIR, Dossier R-4079-2018, pièce B-0100, Énergir 17, document 1, page 5.

2.2.9 Conclusion sur les écarts de prévisions.

Écart de la prévision de la demande de pointe

Il est normal que les écarts entre la prévision et la réalité augmentent avec l'horizon. Sur les prévisions de pointe, nous constatons ce phénomène, ainsi l'écart type de ces écarts passe de 3,3% à l'horizon d'un an, à 7,8% à l'horizon de deux ans et à 9,9% à l'horizon de trois ans. Ajoutons, pour mémoire que l'écart pour la seule quatrième année prévue est de 8,5%.

Il est important d'avoir cette représentation des écarts types lorsque Énergir prend des décisions basées sur des prévisions à horizon éloigné (tel que l'horizon de 7 ans requis dans le cas de la demande de TCPL décrite à la section 2.1 du présent rapport). Une façon d'en tenir compte pourrait consister à considérer des scénarios, ou encore de probabiliser les résultats.

RECOMMANDATION 2.2.9.1

ÉCART DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter Énergir à tenir compte des écarts de prévision lorsqu'elle prend des décisions basées sur des prévisions de la journée de pointe à horizon éloigné (tel que l'horizon de 7 ans requis dans le cas de la demande de TCPL décrite à la section 2.1 du présent rapport). Une façon d'en tenir compte pourrait consister à considérer des scénarios, ou encore de probabiliser les résultats.

Écart de la prévision Énergie-Grands débits

En ne considérant que les écarts de prévisions des dix dernières années l'écart type de la prévision des grands débits, nous avons un écart type de 11,6% à l'horizon 1, de 23,1% à l'horizon 2 et de 34,5% à l'horizon 3. Ici, l'écart à la seule année disponible à l'horizon 4 est de l'ordre de 20%. Il est difficile de croire que l'on puisse prendre de bonnes décisions sur la base de la qualité douteuse de telles prévisions. Il est vrai que lorsque nous considérons que cinq dernières années, les résultats s'améliorent : écart type de 0,8% à l'horizon 1, de 5,4% à l'horizon 2 mais de 27,1% à l'horizon 3 ans. Nous croyons que, si Énergir doit prendre des décisions basées sur la qualité de sa prévision de la consommation des grands débits à l'horizon trois ans ou plus, elle doit chercher à améliorer celles-ci. Par exemple, l'on pourrait viser un écart type de l'ordre de 15 % à l'horizon 3 ans.

RECOMMANDATION 2.2.9.2

ÉCART DE LA PRÉVISION ÉNERGIE-GRANDS DÉBITS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter Énergir à améliorer ces techniques de prévision si elle doit prendre des décisions basées sur des prévisions de la consommation des grands débits à l'horizon de trois ans et plus. Par exemple, l'on pourrait viser un écart type de l'ordre de 15 % à l'horizon 3 ans.

Écart de la prévision Énergie-Petits et moyens débits

La prévision de la consommation des petits et moyens débits montre en ne considérant que les 10 dernières années, un écart type de 2,0% à l'horizon 1, 2,7% à l'horizon 2 et de 3,2% à l'horizon 3. L'écart enregistré pour la quatrième année est de 6,2%. Ces résultats sont acceptables, cependant nous remarquons que depuis l'année 2014-2015, l'écart de prévision à l'horizon 3 est systématiquement de l'ordre de 3,8%, la réalité étant systématiquement plus élevée. Nous identifions là une piste d'amélioration.

RECOMMANDATION 2.2.9.3

ÉCART DE LA PRÉVISION ÉNERGIE- PETITS ET MOYENS DÉBITS

Nous reconnaissons que les prévisions de Énergir de la consommation des petits et moyens débits ont une précision acceptable. Cependant, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'inciter Énergir à profiter du biais systématique que nous avons constaté depuis 2014-2015 pour améliorer cette prévision. En effet, depuis 2014-2015, l'écart de prévision à l'horizon 3 est systématiquement plus élevé de 3,8%.

2.3 LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE TRANSPORT DE 4 % PROPOSÉE PAR ÉNERGIR (AU SEIN DE SA MARGE MAXIMALE POSSIBLE DE 10 %) DANS LA PRÉVISION DE SA DEMANDE

Voici, cette année, la position d'Énergir sur sa marge excédentaire de transport dans la prévision de sa demande :

Énergir considère donc, pour son évaluation de besoin de Marge excédentaire, la quantité quotidienne requise la plus importante parmi l'ensemble des projets ayant une probabilité de réalisation égale ou supérieure à 25 % et inférieure à 50 %.

Bien que la Marge excédentaire ne soit pas liée à un projet particulier, Énergir croit qu'il est judicieux de se baser sur des cas de projets réels pour définir une marge qui saura répondre au besoin du type de projets qui sont en évaluation. Considérant l'ensemble des étapes qu'un projet industriel d'envergure doit franchir avant que son implantation se concrétise, Énergir est d'avis que dans le contexte actuel, la probabilité qu'une multitude de projets se réalise au cours d'une même année est plutôt faible. Il apparaît donc plus adéquat de ne considérer que la capacité de transport requise par le plus important projet de la liste, en termes de capacité quotidienne requise, sans toutefois que la Marge excédentaire découlant de cette analyse ne soit spécifiquement associée à ce projet.¹¹

¹¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0058, Énergir-H, Document 2, page 5, lignes 10 à 21.

Suite à une demande de la Régie, Énergir a revu comme suit l'historique de dix projets de développement entre 2013 et 2017 :

Tableau 2.3.1 Projets de développement ¹²

Client	Année	Statut du client
A	2013	Projet en attente de financement
B	2013	Projet en développement, nouvelle technologie
C	2014	Projet mis en veilleuse suite à la chute du cours de la commodité
D	2014	Projet réalisé
E	2015	Projet en attente de financement
F	2015	Projet en attente de financement
F	2015	Projet sera réalisé à l'automne 2019
H	2015	Projet de démonstration
I	2015	Projet réalisé
J	2017	Projet en attente de financement

Voici la lecture que nous faisons de ce tableau :

Tableau 2.3.2 Analyse du tableau précédent

Résumé	Réalisés	Bientôt réalisé	Projets en attente de financement ou reporté	Autres	Total
Nombre de projets	2	1	5	2	10

Notre tableau ci-dessus confirme le bien-fondé de l'idée d'Énergir de situer les probabilités de réalisation entre 25 et 50 % quant aux projets servant à établir sa marge excédentaire. En effet, nous avons 30% de projets réalisés ou qui le seront bientôt et une probabilité de 20 % pour des projets moins certains.

Nous sommes d'accord avec les critères et sous-critères mis de l'avant par Énergir pour évaluer la probabilité de réalisation des projets. Nous déplorons toutefois que leur pondération soit confidentielle. Nous invitons la Régie à requérir que cette pondération soit publique.

¹² **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0192, GM H, Document 10, pages 8 et 9.

Le tableau suivant rappelle la marge excédentaire de transport requise :

Tableau 2.3.3 Calcul de la marge excédentaire de transport¹³

	Cause tarifaire			
	2020-2023			
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Livraisons annuelles (10⁶m³)¹	6038,5	6084,3	6140,2	6150,1
Valeur quotidienne (10 ³ m ³)	16 544	16 669	16 822	16 850
Marge excédentaire de 10% (10 ³ m ³)	1 654	1 667	1 682	1 685
Besoin en marge excédentaire/jour(10 ³ m ³)	660	660	660	660
En %	3,99%	3,96%	3,92%	3,91%

(1) Énergir-H, Document 1, section 5.1.3, tableau 19

RECOMMANDATION 2.3.1

CALCUL DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE TRANSPORT AUX FINS DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIR

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'approche préconisée par Énergie à pour déterminer la marge excédentaire de transport, soit de considérer le plus gros projet parmi ceux qui ont entre 25 % et 50 % de probabilité de réalisation. Nous considérons que l'historique des projets récents confirme ces probabilités. Nous déplorons toutefois que la pondération des critères et sous-critères soit confidentielle. Nous invitons la Régie à requérir que cette pondération soit publique.

¹³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0058, GM H, Document 2, page 8.

2.4 LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR

L'an dernier Énergir nous a annoncé qu'elle pratiquera dorénavant un « *programme d'approvisionnement gazier responsable* ».

Cette notion touche les règles de gouvernance, les émissions de méthane, l'utilisation de l'eau ou des mesures d'atténuation sur le milieu environnant.

Tel qu'Énergir le spécifie, le « *programme d'approvisionnement gazier responsable* » vise à :

1. *S'approvisionner auprès de producteurs spécifiques afin d'assurer une meilleure traçabilité de ses approvisionnements gaziers; et*
2. *S'approvisionner auprès de producteurs divulguant de l'information et qui auront démontré l'adoption de pratiques ESG (environnementales, sociales et de gouvernance) parmi les meilleures.*¹⁴

La procédure de divulgation inscrite dans ce dernier paragraphe est exigeante pour le producteur. En voici la liste :

- Intensité de production de méthane (méthane émis par volume de production, ou taux de fuite);*
- Intensité des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'exploitation;*
- Intensité d'utilisation d'eau de l'opération (volume d'eau douce utilisé par volume de production);*
- Pourcentage d'eau recyclée;*
- Pourcentage de terrains aménagés sur les baux de l'entreprise;*
- Superficie d'utilisation des sols par volume de production de gaz naturel.*¹⁵

Si le producteur rencontre les conditions et exigences il deviendra « éligible » aux yeux d'Énergir.¹⁶ De plus Énergir s'engage à effectuer une reddition de compte dans le cadre du rapport annuel à l'égard des achats effectués en vertu de l'initiative.¹⁷

¹⁴ ÉNERGIR, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 17, page 5, lignes 1 à 5.

¹⁵ ÉNERGIR, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 17, page 12, lignes 9 à 16.

¹⁶ ÉNERGIR, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 17, page 13, lignes 14 et 15.

¹⁷ ÉNERGIR, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, document 1](#), Annexe 17, page 16, lignes 1 et 25.

Nous félicitons Énergir pour sa nouvelle approche. Celle-ci sera bénéfique non seulement pour des motifs environnementaux et sociaux, mais également aidera à l'image du gaz naturel et donc au maintien ou à la croissance des ventes d'Énergir.

Cette approche est susceptible à terme, selon nous de réduire, voire de proscrire, les approvisionnements d'Énergir en gaz de schiste pour de nombreux motifs (qualité de l'eau, émissions fugitives de méthane, augmentation directe et indirecte des émissions de gaz à effet de serre, impacts sismiques, impacts sociaux et environnementaux sur la qualité des milieux où l'extraction est pratiquée). Énergir exprimait d'ailleurs à juste titre depuis plusieurs années son scepticisme quant à d'éventuels approvisionnements en gaz de schiste.

Énergir a par ailleurs déjà entrepris des démarches, vues dans plusieurs autres dossiers, en vue d'accroître son approvisionnement en biométhane (gaz naturel renouvelable), lesquelles sont davantage examinées à la section 2.5 du présent rapport.

Il demeure néanmoins qu'Énergir reste vague quant à l'effet réel net de son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* ». L'approche qu'elle propose n'est encore que très graduelle et exploratoire :

L'objectif à court terme visé par l'Initiative est de favoriser davantage la transparence et d'établir un dialogue constructif à travers la chaîne de valeur du gaz naturel entre les producteurs gaziers, Énergir, qui distribue celui-ci à ses clients au Québec, et ses parties prenantes. Dans l'immédiat, le but est de pouvoir augmenter le niveau de divulgation et de démystifier les impacts reliés à la production du gaz naturel afin de permettre des achats responsables de gaz naturel, mais aussi d'informer de manière juste et crédible l'ensemble des parties prenantes intéressées. Énergir souligne qu'elle ne prétend pas que la première mouture de l'Initiative vise principalement l'obtention directe de bénéfices environnementaux. Énergir est toutefois convaincue que les producteurs intéressés par l'Initiative seront parmi les leaders en termes de développement durable et qu'indirectement, il en découlera donc des bénéfices environnementaux.

À plus long terme, une fois l'information disponible et avec un certain nombre de producteurs participants, des éléments de performance pourront être intégrés à l'Initiative afin de favoriser les producteurs ayant des impacts moindres.¹⁸

Il serait souhaitable que la Régie requière à Énergir d'énoncer à son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* » dans quelle mesure et selon quel échéancier il

¹⁸ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, [Pièce B-0184, Énergir-H, Document 1](#), Annexe 17, page 10, lignes 10 à 22. Souligné en caractère gras par nous.

amènera des résultats concrets, correspondant à des parts quantifiables de ses approvisionnements à des années précises qui se qualifieront ainsi de « responsables ».

RECOMMANDATION 2.4.1**LE PROGRAMME D'APPROVISIONNEMENT GAZIER RESPONSABLE D'ÉNERGIR**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre acte et d'appuyer Énergir dans ses démarches en vue de mettre en place son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* », ainsi que des engagements de divulgation des producteurs et de suivi annuel auprès de la Régie.

Il demeure néanmoins qu'Énergir reste vague quant à l'effet réel net de son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* ». L'approche qu'elle propose n'est encore que très graduelle et exploratoire. Il serait souhaitable que la Régie requière à Énergir d'énoncer à son « *programme d'approvisionnement gazier responsable* » dans quelle mesure et selon quel échéancier il amènera des résultats concrets, correspondant à des parts quantifiables de ses approvisionnements à des années précises qui se qualifieront ainsi de « responsables ».

2.5 L'APPROVISIONNEMENT EN BIOMÉTHANE (GAZ NATUREL RENOUVELABLE - GNR) D'ÉNERGIR

Le [Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, 2019 \(151\) G.O.II 911 \(Décret 233-2019, 20 mars 2019\)](#), entré en vigueur le 18 avril 2019, requiert d'Énergir de livrer annuellement une quantité de gaz naturel renouvelable « égale ou supérieure » à 1% (à compter de 2020-2021), à 2% (à compter de 2023-2024) et à 5% (à compter de 2025-2026) de la moyenne des livraisons réelles non-biométhanières de gaz naturel du distributeur au marché des grandes entreprises et au marché des petit et moyen débits des trois années antérieures.

La première cible minimale de 1 % exigée par le Règlement gouvernemental s'inscrit donc à l'intérieur de l'horizon du présent Plan d'approvisionnement. Par ailleurs, l'obligation rapide d'atteindre les autres cibles minimales de 2 % et de 5 % affecte nécessairement les stratégies d'achat à long terme de molécule, de transport et d'équilibrage de la période du présent Plan.

L'atteinte de ces cibles minimales du *Règlement* sera lui-même ardu puisque, même si la totalité des projets subventionnés par le PTMOBC qui subsistent à Québec, Varennes, Montréal et Beauharnois se réalisait (estimés à 36,8 Mm³ si l'on inclut Saint-Hyacinthe déjà active ¹⁹) selon le rythme du plan d'approvisionnement en biométhane énoncé par Énergir au présent dossier (voir les références après le tableau) et même si l'on poursuivait les efforts jusqu'à inclure un autre nouveau projet municipal additionnel chaque année en 2023-24, en 2024-25 et en 2025-26 comme nous l'avons calculé au tableau suivant, et même si l'on comptabilise l'approvisionnement à Saint-Jérôme en réseau dédié comme étant lui-même du « biométhane (GNR) », **la somme des approvisionnements biométhaniers d'Énergir demeurerait encore nettement insuffisante pour atteindre les cibles minimales gouvernementales tant en 2020-2021 qu'en 2023-2024 qu'en 2025-2026.** En effet, même selon un tel scénario très optimiste, en 2025-2026, les volumes de biométhane injectés sur le réseau d'Énergir atteindraient à peine 72 Mm³ (soit **1,18% des ventes non-biométhanières d'Énergir en 2025-2026**) alors qu'il en aurait fallu 304,7Mm³ pour se conformer à la cible gouvernementale de 5% des ventes non-biométhanières d'Énergir, ce qui représente donc un déficit de 232,7 Mm³.

Pour atteindre les cibles gouvernementales, Énergir n'aura donc d'autre choix que de rechercher rapidement à s'approvisionner aussi en biométhane de source agricole et/ou forestière durant les cinq prochaines années, en plus de voire à ce que soient réalisés la totalité des usines de biométhanisation de résidus municipaux déjà envisagées. C'est un défi immense. **Une partie (la plus élevée possible) du biométhane sera de source québécoise, alors qu'une partie au moins à court terme devra être importée.**

¹⁹ ÉNERGIR, Dossier R-4008-2017, [Pièce B-0048](#) Argumentation du 17 avril 2019, parag. 76.

Le [Décret 1012-2014 du 19 novembre 2014 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard des projets de raccordement des sites de production de gaz naturel renouvelable aux réseaux de distribution de gaz naturel](#), qui est toujours en vigueur, et dont la Régie doit tenir compte dans l'exercice de sa juridiction suivant l'article 72 al.1 de la Loi requiert par qu'Énergir privilégie l'approvisionnement biométhanier de source locale :

ATTENDU QUE la **Politique québécoise de gestion des matières résiduelles** vise le **bannissement des matières organiques des lieux d'élimination** afin, notamment, de contribuer à l'atteinte des objectifs que s'est fixés le gouvernement dans le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques;

ATTENDU QUE la **mise en place d'infrastructures qui permettent le traitement des matières organiques par biométhanisation** vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi que la quantité de matières organiques destinées à l'élimination;

ATTENDU QUE la Société en commandite Gaz Métro a comme principales activités la distribution, l'emmagasinage et le transport de gaz naturel;

ATTENDU QUE la Société en commandite Gaz Métro a un droit exclusif de distribution de gaz naturel dans plusieurs des régions du Québec en vertu des décrets numéros 1264-99 du 17 novembre 1999, 860-2000 du 28 juin 2000 et 773-2010 du 10 septembre 2010, et ce, chacun pour une durée de 30 ans;

ATTENDU QUE plusieurs projets de production de gaz naturel renouvelable et local par les municipalités sont situés sur le territoire où la Société en commandite Gaz Métro détient un droit exclusif de distribution de gaz naturel;

ATTENDU QUE **les municipalités bénéficient d'une aide financière du gouvernement pour la mise en place d'infrastructures qui permettent le traitement des matières organiques par biométhanisation**;

ATTENDU QUE la Société en commandite Gaz Métro cherche à diversifier ses approvisionnements en gaz naturel et que les municipalités représentent des points de production de gaz naturel situés dans le territoire où la Société en commandite Gaz Métro détient un droit exclusif de distribution de gaz naturel;

ATTENDU QUE le gaz naturel renouvelable injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel de la Société en commandite Gaz Métro est principalement du méthane (CH₄) obtenu à la suite du traitement des matières organiques par biométhanisation, présentant des caractéristiques et une composition similaires à celles du gaz naturel (composition et valeur calorifique) présent dans le réseau de distribution de la Société en commandite Gaz Métro;

ATTENDU QUE le gaz naturel renouvelable produit par les projets de biométhanisation remplacera du gaz naturel présentement importé;

ATTENDU QUE le raccordement des sites de production de gaz naturel renouvelable dans les réseaux de distribution de gaz naturel permettrait à la clientèle de consommer du gaz naturel renouvelable et local; [...]

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles :

QUE soient indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard des projets de raccordement des sites de production de gaz naturel renouvelable dans les réseaux de distribution de gaz naturel, les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes :

1. les projets de raccordement des sites de production de gaz naturel renouvelable dans les réseaux de distribution de gaz naturel devraient être perçus favorablement afin d'offrir aux distributeurs de gaz naturel et à leur clientèle une source de gaz naturel renouvelable produit localement;

2. les distributeurs de gaz naturel devraient pouvoir participer aux projets de raccordement des sites de production de gaz naturel renouvelable à titre de distributeur d'un gaz naturel renouvelable provenant d'une filière qui est appelée à se développer au cours des prochaines années, compte tenu des objectifs que s'est fixés le gouvernement concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et le bannissement des matières organiques des lieux d'élimination; [...]

Les aides financières tant provinciale que fédérale à la production de biométhane au Québec sont par ailleurs en voie d'expirer, ce qui implique **le besoin d'inscrire un tel approvisionnement local le plus tôt possible dans les échéances de son Plan d'approvisionnement.** À cet égard, nous notons que des projets de production municipale de biométhane sont déjà annoncés ou à être annoncés selon le [Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage \(PTMOBC\)](#), tant à Québec, Varennes, Montréal [NDLR : deux projets] et Beauharnois, ainsi qu'une relance possible des

projets de Laval et Longueuil, alors qu'un projet est aussi annoncé à Mont Saint-Hilaire et que des usines de biométhanisation de matières organiques seraient possibles dans des sites municipaux en Abitibi, dans les Laurentides, en Mauricie, Saguenay, Chaudières-Appalaches, Centre-du-Québec, Estrie et Montérégie. Mais ces projets tardent à faire l'objet de demandes d'aide financière et d'un démarrage de construction. Or selon le [Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage \(PTMOBC\)](#), la soumission d'un avant-projet devra avoir lieu au plus tard **le 30 septembre 2019** et la soumission d'un projet au plus tard **le 31 décembre 2019**, le tout avec mise en exploitation des installations de traitement subventionnées au plus tard **le 31 décembre 2022**. L'ensemble des contrats d'Énergir en approvisionnement biométhanier dans les sites municipaux ainsi subventionnés devraient donc avoir été conclus en 2019 et avoir, dans ce délai, reçu toutes les approbations requises de la Régie.

Par ailleurs, il est nécessaire qu'Énergir conclue rapidement aussi des contrats d'approvisionnement (avec les approbations requises de la Régie) avec des **producteurs biométhaniers non subventionnés dans des sites d'enfouissement ou de source agricole et forestière** (projet agricole de Warwick, projet forestier avec G4, etc. selon les informations fournies au dossier R-4008-2017), afin que leurs centres de biométhanisation, de pyrogazéification ou d'hydrogénation pyrocatalytique soient elles aussi construites et puissent livrer du gaz naturel renouvelable à l'intérieur des délais prévus pour l'atteinte des cibles gouvernementales.

Le tableau suivant illustre l'ampleur des obligations d'Énergir en achat de gaz naturel renouvelable, tant pour 2020-2021 que d'ici 2025-2026 :

Tableau 2.5.1

Exigences réglementaires d'approvisionnement en biométhane (Gaz naturel renouvelable - GNR) d'Énergir

	Ventes totales d'Énergir*	St-Jér. si considéré GNR	St-Hyac.	Autres (EBI, Tidal)	Nouv. approvisionnements en biométhane	Total GNR	Ventes totales d'Énergir sans GNR	Moyenne des ventes des trois ans antérieurs sans GNR	Variable T du Règlement	GNR minimum requis par Règlement	Surplus (Déficit) par rapport au minimum requis par Règlement
	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	Mm ³	%	Mm ³	Mm ³
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)=(b) (c) (d) (e)	(g)=(a)- (f)	(h)	(i)	(j)	(k)=(f)-(j)
2016-2017 (R)	5 868,40	31,00	0			31,00	5 837,40				
2017-2018 (R)	6 094,40	29,00	2,00			31,00	6 063,40				
2018-2019 (R et P 4/8)	6 107,60	29,00	5,00			34,00	6 073,60				
2019-2020 (P par Énergir)	6 038,60	29,00	12,00	n.d.	0,00	41,00	5 997,60	5 991,47	0%	0,00	
2020-2021 (P par Énergir)	6 084,30	29,00	13,00	n.d.	5,00	47,00	6 037,30	6 044,87	1%	60,45	- 13,45
2021-2022 (P par Énergir)	6 140,20	29,00	13,00	n.d.	17,00	59,00	6 081,20	6 036,17	1%	60,36	- 1,36
2022-2023 (P par Énergir)	6 150,10	29,00	13,00	n.d.	21,00	63,00	6 087,10	6 038,70	1%	60,39	+2,61
2023-2024 (P par nous)	6 160,00	29,00	13,00	n.d.	24,00	66,00	6 094,00	6 068,53	2%	121,37	- 55,37
2024-2025 (P par nous)	6 169,90	29,00	13,00	n.d.	27,00	69,00	6 100,90	6 087,43	2%	121,75	- 52,75
2025-2026 (P par nous)	6 179,80	29,00	13,00	n.d.	30,00	72,00	6 107,80	6 094,00	5%	304,70	- 232,70

Régie de l'énergie - Dossier R-4076-2018, Phase 2
Cause tarifaire 2019-2020 d'Énergir

ANNÉE	RÉFÉRENCES POUR LES VENTES TOTALES D'ÉNERGIR
2016-2017	ÉNERGIR, dossier R-4024-2017, Pièce B-0049, Énergir-9. Document 1, page 1, ligne 28, (après interruptible)
2017-2018	ÉNERGIR, dossier R-4079-2018, Pièce B-0048, Énergir-9. Document 1, page 1, ligne 27, (après interruptible)
2018-2019	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Ph. 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Doc. 1, tab. 19. p. 54, (après interruptible pour oct., nov., déc. et jan., avant pour les autres mois)
2019-2020	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, tableau 19, page 54, (avant interruptible)
2020-2021	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, tableau 19, page 54, (avant interruptible)
2021-2022	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, tableau 19, page 54, (avant interruptible)
2022-2023	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, tableau 19, page 54, (avant interruptible)
2023-2024	Notre prévision (avant Interruptible)
2024-2025	Notre prévision (avant Interruptible)
2025-2026	Notre prévision (avant Interruptible)

ANNÉE	RÉFÉRENCES POUR LES APPROVISIONNEMENTS EN BIOGAZ À SAINT-JÉRÔME
2016-2017	ÉNERGIR, dossier R-4024-2017, Pièce B-0068, Énergir-12. Document 1, page 1, ligne 35
2017-2018	ÉNERGIR, dossier R-4079-2018, Pièce B-0068, Énergir-12. Document 1, page 1, ligne 36
2018-2019	ÉNERGIR, dossier R-4018-2017, Pièce B-0034, GAZ Métro-H. Document 1, Annexe 7, page 1, ligne 6
2019-2020	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.
2020-2021	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.
2021-2022	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.
2022-2023	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.
2023-2024	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.
2024-2025	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.
2025-2026	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4.

ANNÉE	RÉFÉRENCES POUR LES APPROVISIONNEMENTS EN BIOMÉTHANE À SAINT-HYACINTHE
2016-2017	ÉNERGIR, dossier R-4024-2017, Pièce B-0083, Énergir-12. Document 13, page 1.
2017-2018	ÉNERGIR, dossier R-4079-2017, Pièce B-0068, Énergir-12. Document 1, page 1, ligne 30.
2018-2019	ÉNERGIR, dossier R-4018-2017, Pièce B-0034, GAZ Métro-H. Document 1, Annexe 7, page 1, ligne 29
2019-2020	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2020-2021	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2021-2022	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2022-2023	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2023-2024	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2024-2025	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2025-2026	ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.

ANNÉE	RÉFÉRENCES POUR LES AUTRES APPROVISIONNEMENTS EN BIOMÉTHANE AYANT EXISTÉ DEPUIS 2017-2018 (EBI, TIDAL)
	Données non disponibles. La Régie devra requérir qu'Énergir rende ces données publiques, à défaut de quoi le volume minimal de GNR requis par le Règlement ne peut pas être calculé avec précision. À défaut de cette information, nous comptabilisons 0 m ³ au tableau plus haut.

ANNÉE	RÉFÉRENCES POUR LES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS EN BIOMÉTHANE
2016-2017	N/A
2017-2018	N/A
2018-2019	N/A
2019-2020	N/A
2020-2021	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4. Aux achats dans le territoire, on soustrait 13 Mm ³ injecté par Saint-Hyacinthe. Les volumes injectés à Saint-Jérôme en étaient déjà exclus et comptabilisés séparément. Mais nous n'avons pu en soustraire les volumes injectés par EBI, ceux-ci n'étant pas divulgués. Et Tidal ne fait pas partie des achats dans le territoire.
2021-2022	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4. Aux achats dans le territoire, on soustrait 13 Mm ³ injecté par Saint-Hyacinthe. Les volumes injectés à Saint-Jérôme en étaient déjà exclus et comptabilisés séparément. Mais nous n'avons pu en soustraire les volumes injectés par EBI, ceux-ci n'étant pas divulgués. Et Tidal ne fait pas partie des achats dans le territoire.
2022-2023	ÉNERGIR, dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0184, Énergir-H. Document 1, Annexe 10, page 1, ligne 4. Aux achats dans le territoire, on soustrait 13 Mm ³ injecté par Saint-Hyacinthe. Les volumes injectés à Saint-Jérôme en étaient déjà exclus et comptabilisés séparément. Mais nous n'avons pu en soustraire les volumes injectés par EBI, ceux-ci n'étant pas divulgués. Et Tidal ne fait pas partie des achats dans le territoire.
2023-2024	Nous prévoyons l'ajout d'un projet municipal de 3Mm ³ par année: ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2024-2025	Nous prévoyons l'ajout d'un projet municipal de 3Mm ³ par année: ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.
2025-2026	Nous prévoyons l'ajout d'un projet municipal de 3Mm ³ par année: ÉNERGIR, dossier R-4008-2017, Pièce B-0022, Gaz Métro-1. Document 1, Annexe 1, page 13.

Certes, les stratégies quant au prix d'achat et quant à un éventuel tarif d'Énergir liés au biométhane font présentement l'objet du dossier R-4008-2018.

Mais l'identification des volumes d'approvisionnement en biométhane requis par règlement et la répartition de cet approvisionnement entre les sources au Québec et extérieures sont censées bel et bien faire partie de l'étude du présent *Plan d'approvisionnement*, notamment en ce qu'elles affectent globalement les autres approvisionnements en molécule, transport et équilibrage.

Or regrettablement, le présent Plan d'Énergir ne fournit pas l'information de planification à ces égards :

- ❑ On ignore à quel volume exact de gaz naturel il est prévu que les cibles correspondent pour chacune des trois années visées par le Règlement.
- ❑ On ignore si Énergir recommande ou non de traiter le biogaz en réseau dédié de Saint-Jérôme comme faisant partie ou non de cet approvisionnement en GNR. En effet, le GNR se définit par l'article 2 de la *Loi* par son interchangeabilité sur « un » réseau de distribution de gaz naturel. Or, le biogaz de Saint-Jérôme est effectivement interchangeable sur « un » tel réseau, à savoir sur le réseau dédié de Saint-Jérôme-Sainte-Sophie, bien qu'il ne serait pas interchangeable sur d'autres réseaux. Cela le qualifie-t-il comme GNR ? On ignore comme Énergir répond à cette question dans son Plan ni comment elle devrait y répondre. Une décision quant à la qualification

de ce gaz est nécessairement requise au préalable avant que l'on puisse déterminer à quels volumes de gaz les cibles réglementaires gouvernementales correspondent.

- Il n'existe aucune catégorie dans les tableaux du Plan d'approvisionnement permettant d'identifier globalement les approvisionnements prévus en biométhane (GNR) chaque année visée, en distinguant ceux de source locale et ceux importés (bien que l'on puisse supposer que la ligne des approvisionnements de source locale corresponde bien à du biométhane, mais il serait malgré tout préférable d'avoir des lignes au tableau identifiant clairement le GNR).
- Enfin, vu ces lacunes, le Plan ne permet pas de savoir si les stratégies d'approvisionnement d'Énergir pour chacune des années visées au Plan sont adéquates pour lui permettre d'atteindre les cibles gouvernementales en approvisionnement de biométhane (GNR).

Nous invitons la Régie à requérir qu'Énergir corrige ces lacunes de son Plan.

RECOMMANDATION 2.5.1

L'APPROVISIONNEMENT EN BIOMÉTHANE (GAZ NATUREL RENOUVELABLE - GNR) D'ÉNERGIR

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Énergir inscrive dans son Plan d'approvisionnement actuel et ses Plans d'approvisionnement futurs les informations suivantes :

- À quel volume exact de gaz naturel il est prévu que les cibles correspondent pour chacune des trois années visées par le [Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, 2019 \(151\) G.O./I 911 \(Décret 233-2019, 20 mars 2019\)](#).
- Est-ce qu'Énergir recommande ou non de traiter le biogaz en réseau dédié de Saint-Jérôme comme faisant partie ou non de cet approvisionnement en GNR. En effet, le GNR se définit par l'article 2 de la Loi par son interchangeable sur « un » réseau de distribution de gaz naturel. Or, le biogaz de Saint-Jérôme est effectivement interchangeable sur « un » tel réseau, à savoir sur le réseau dédié de Saint-Jérôme-Sainte-Sophie, bien qu'il ne serait pas interchangeable sur d'autres réseaux. Cela le qualifie-t-il comme GNR ? On ignore comme Énergir répond à cette question dans son Plan. La Régie tranchera alors comme ce gaz devrait être qualifié après avoir entendu les représentations des participants. Une décision quant à cette qualification est nécessairement requise au préalable avant que l'on puisse déterminer à quels volumes de gaz les cibles réglementaires gouvernementales correspondent.

- Insérer dans les tableaux du Plan d'approvisionnement une ligne identifiant les approvisionnements prévus en biométhane (GNR) chaque année visée, en distinguant ceux de source locale et ceux importés (bien que l'on puisse supposer que la ligne des approvisionnements de source locale corresponde bien à du biométhane, mais il serait malgré tout préférable d'avoir des lignes au tableau identifiant clairement le GNR).
- Et conséquemment identifier si les stratégies d'Énergir d'approvisionnement pour chacune des années visées au Plan sont adéquates pour lui permettre d'atteindre les cibles gouvernementales en approvisionnement de biométhane (GNR).

3

LE MODE DE PARTAGE DES TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER ET LE LIEN AVEC LES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE**3.1 LE MODE DE PARTAGE DES TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER**

Dans le présent dossier, Énergir propose un nouveau mode de partage des trop-perçus et manques à gagner. En premier lieu, elle propose de découpler ses revenus en retournant à la clientèle tous les écarts de revenus générés par des écarts entre la prévision volumétrique et le réel. Le retour à la clientèle de ces écarts justifierait alors qu'Énergir puisse conserver la totalité des 50 premiers points de ses écarts de revenus issus de ses coûts, et 50% de ses écarts au-delà des 50 premiers points. Le tableau suivant l'illustre :

Tableau 3.1.1 Mode de partage des trop-perçus et manques à gagner actuel et proposé par Énergir²⁰

	Énergir actuel			Énergir proposé		
	Points de base	Proportion		Points de base	Proportion	
		Entreprise	Clientèle		Entreprise	Clientèle
Positifs	100 et plus	25%	75%	50 et plus	50%	50%
	Zéro à 100	50%	50%	Zéro à 50	100%	0%
Négatifs	De zéro à moins 100	100%	0%	De zéro à moins 100	100%	0%
	Moins de moins 100	100%	0%	Moins de moins 100	100%	0%

Voici les raisons qui amènent cette proposition d'Énergir :

*Tout d'abord, grâce au mécanisme de découplage des revenus, la volatilité des écarts de rendement serait grandement réduite, puisque tous les écarts de revenus générés par des erreurs de prévision volumétrique seraient retournés à la clientèle; seuls les écarts entre le revenu requis autorisé et le coût de service réel seraient partagés en fonction du mode de partage. Une gestion rigoureuse des coûts deviendrait la seule source possible de TP. Ainsi, si le découplage des revenus réduit la volatilité des écarts de rendement partagés, Énergir estime raisonnable qu'une plus grande part de ces écarts lui soit allouée.*²¹

²⁰ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0148, Énergir-E, Document 2, Figure 3, page 34.

²¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0148, Énergir-E, Document 2, page 32, lignes 14 à 20.

La comparaison avec d'autres distributeurs gaziers canadiens : ²²

	Gazifère			Atco, Altas Gas		
	Points de base	Proportion		Points de base	Proportion	
		Entreprise	Clientèle		Entreprise	Clientèle
Positifs	100 et plus	25%	75%	100 et plus	100%	0%
	Zéro à 100	50%	50%	Zéro à 100	100%	0%
Négatifs	De zéro à moins 100	100%	0%	De zéro à moins 100	100%	0%
	Moins de moins 100	100%	0%	Moins de moins 100	100%	0%

	Fortis BC			Union Gas - Enbridge Gas distribution		
	Points de base	Proportion		Points de base	Proportion	
		Entreprise	Clientèle		Entreprise	Clientèle
Positifs	100 et plus	50%	50%	150 et plus	50%	50%
	Zéro à 100	50%	50%	Zéro à 150	100%	0%
Négatifs	De zéro à moins 100	50%	50%	De zéro à moins 150	100%	0%
	Moins de moins 100	50%	50%	Moins de moins 150	100%	0%

Selon Énergir, refuser cette demande de conserver les trop-perçus entre 0 et 50 points centésimaux la forcerait à demander à la Régie de l'énergie de revenir en mode de traification selon le coût de service et à demander la révision de son taux de rendement :

Dans le cas contraire, Énergir n'aurait d'autres choix que d'évaluer certaines options, dont celle de déposer une demande en coût de service complet en phase 2 du dossier tarifaire 2019-2020. De surcroît, une réflexion pourrait également être tenue pour évaluer l'opportunité de déposer une demande visant à revoir le taux de rendement. Ces situations, si elles devaient se réaliser, pourraient avoir comme conséquence d'induire des retards réglementaires et des coûts importants.²³

²² **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0148, Énergir-E, Document 2, Figure 2, page 31.

²³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0148, Énergir-E, Document 2, page 33, lignes 13 à 17 et page 34, ligne 1.

L'importance de ces coûts pour une étude du taux de rendement est illustrée par le tableau suivant :

Tableau 3.1.2

Frais totaux des intervenants et frais externes de Gaz Métro reliés au taux de rendement ²⁴

Cause tarifaire	2008	2009	2010	2012	2013	Total
	R-3630-2007	R-3662-2008	R-3690-2009	R-3752-2011	R-3809-2012 En cours	
Intervenants	636 939,54	465 272,22	726 106,73	730 825,55	80 491	2 639 634,75
Gaz Métro	263 278,18	0	1 928 538,70	303 429,05	488 910,00	2 984 155,93
Total	900 217,72	465 272,22	2 654 645,43	1 034 254,60	569 400,71	5 623 790,68
Intervenants (taux de rendement)	153 417,92	85 566,95	331 486,14	194 931,08	0	765 402,09
Gaz Métro	263 278,18	0	1 928 538,70	303 429,05	488 910,00	2 984 155,93
Total associé au taux de rendement	416 696,10	85 566,95	2 260 024,84	498 360,13	488 910,00	3 749 558,02
% associé au taux de rendement	46%	18%	85%	48%	86%	67%

De ce tableau, nous constatons que près de 3,8 M\$ ont été consacré à la détermination du taux de rendement entre 2008 et 2013, soit les deux tiers des dépenses reliés aux causes tarifaires de ces années.

Les raisons avancées par Énergir pour justifier un nouveau mode de partage nous convainquent et nous recommandons à la Régie de l'accepter.

RECOMMANDATION 3.1.1

LE PARTAGE DES TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER

Nous recommandons fortement à la Régie de l'énergie d'accepter la proposition d'Énergir de découpler ses revenus en retournant à la clientèle tous les écarts de revenus générés par des écarts entre la prévision volumétrique et le réel. Le retour à la clientèle de ces écarts justifie qu'Énergir puisse conserver la totalité des 50 premiers points de ses écarts de revenus issus de ses coûts, et 50% de ses écarts au-delà des 50 premiers points. Cette proposition se compare bien avec les modes de partage des autres distributeurs gaziers canadiens.

Énergir indique que si cette modification n'était pas acceptée, elle proposerait à la Régie de mettre fin au mécanisme de partage des trop-perçus et de retourner en mode de tarification basé sur le coût de service avec une demande de révision de son taux de rendement. Une telle modification du mode de tarification serait coûteuse.

²⁴ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3809-2012, Pièce B-0360, Tableau R-1.2, page 3.

3.2 LE LIEN ENTRE LE MODE DE PARTAGE DES TROP PERÇUS ET LES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE

Énergir propose, dans le présent dossier, de rendre plus sévères les conditions pour bénéficier à 100% de sa part des écarts de rendement. Le tableau suivant résume les changements proposés.

Tableau 3.2.1 Cibles actuellement en vigueur par rapport à celles proposées ²⁵

Indice	Cible actuelle	Atteinte de 100% de réalisation	Cible proposée et atteinte de 100% de réalisation
Entretien préventif	85%	91,20%	95%
Rapidité de réponse aux urgences	85%	91,20%	92%
Fréquence de lecture des compteurs	85%	91,20%	95%
Satisfaction de la clientèle VGE	75%	79,50%	80%

Pour nous assurer que ces conditions ne sont pas trop sévères pour Énergir, nous allons appliquer l'approche probabiliste qu'Énergir utilise pour établir les probabilités reliées à ses scénarios de prévisions, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 3.2.2 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu ²⁶

Volumes normalisés réels et prévus				
Service continu (avec ajustement pour TCE à 33%)				
Année	Volume réel (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m ³)	Écart relatif (%)
1991	4 197,6	4 210,9	-13,30	-0,32%
1992	4 284,9	4 342,9	-58,00	-1,34%
1993	4 305,5	4 211,6	93,90	2,23%
1994	4 151,9	4 388,6	-236,70	-5,39%
1995	4 119,8	4 144,0	-24,20	-0,58%
1996	4 363,6	4 420,4	-56,80	-1,28%
1997	4 578,0	4 353,7	224,30	5,15%
1998	4 634,5	4 528,9	105,60	2,33%

²⁵ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0052, Énergir-E, Document 3, Tableau 2, page 13.

²⁶ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0154, Énergir-H, Document 1, Annexe 2, Tableau 1, page 4 Tableau 2, page 13.

1999	4 564,3	4 575,4	-11,10	-0,24%
2000	4 661,8	4 606,8	55,00	1,19%
2001	4 347,5	4 807,4	-459,90	-9,57%
2002	4 352,7	4 454,7	-102,00	-2,29%
2003	4 366,1	4 377,6	-11,50	-0,26%
2004	4 516,4	4 489,7	26,70	0,59%
2005	4 496,4	4 816,1	-319,70	-6,64%
2006	4 417,1	4 865,4	-448,30	-9,21%
2007	4 702,0	4 621,8	80,20	1,74%
2008	4 456,8	4 581,4	-124,60	-2,72%
2009	4 071,4	4 400,4	-329,00	-7,48%
2010	4 166,1	4 003,8	162,30	4,05%
2011	4 208,0	4 058,6	149,40	3,68%
2012	4 294,9	4 051,2	243,70	6,02%
2013	4 673,9	4 653,4	20,50	0,44%
2014	5 068,0	4 953,3	114,70	2,32%
2015	5 276,2	5 313,6	-37,40	-0,70%
2016	5 264,2	5 060,1	204,10	4,03%
2017	5 505,4	5 307,9	197,50	3,72%
2018	5 743,2	5 308,0	435,20	8,20%
Moyenne puis écart-type	4 563,9	4 568,1	-4,3	4,36%

Du tableau précédent nous trouvons l'écart type de 4,36% associé aux scénarios de prévision. Nous utiliserons une approche similaire pour déterminer l'écart-type associé à chacun des indicateurs de qualité du service et la probabilité que chacun a de contribuer à 100% au partage des trop-perçus par Énergir.

Tableau 3.2.3 Historique des résultats des indicateurs de qualité de service ²⁷

Année	Entretien préventif	Rapidité de réponse aux urgences	Fréquence de lecture des compteurs	Satisfaction de la clientèle VGE	Procédure de recouvrement et d'interruption de service
	%	%	%	%	%
2000-2001	101,9	90,8	96,7		100,0
2001-2002	99,2	92,9	97,8		100,0
2002-2003	97,5	90,0	97,4		100,0
2003-2004	100,3	88,6	96,7		100,0
2004-2005	104,9	92,6	97,1		100,0
2005-2006	98,7	93,4	97,4		100,0
2006-2007	101,0	93,9	98,4		100,0
2007-2008	104,0	91,3	99,1	82,5	100,0
2008-2009	99,5	91,0	99,1	96,2	80,0
2009-2010	100,1	90,7	99,3	85,9	100,0
2010-2011	99,9	90,9	99,2	90,4	100,0
2011-2012	108,3	94,4	99,1	90,4	100,0
2012-2013	103,0	94,2	98,6	86,7	100,0
2013-2014	100,2	94,4	98,9	80,0	100,0
2014-2015	98,1	95,0	99,1	90,0	100,0
2015-2016	103,0	94,4	99,4	84,0	100,0
2016-2017	101,0	94,3	99,7	94,0	100,0
Moyenne	101,2	92,5	98,4	88,0	98,8
Résultat le plus bas	97,5	88,6	96,7	80,0	80,0
Écart type	2,74	1,94	1,01	5,11	4,85
Cible à 100 %	95	92	95	80	80
Probabilité de 100%	98,8%	60,5%	100,0%	94,1%	100,0%

De ce tableau, nous concluons que l'indicateur le plus fragile d'Énergir est de loin l'indicateur de rapidité de réponse aux urgences suivi dans une moins grande mesure par l'indice de satisfaction de la clientèle VGE. Nous sommes d'accord avec la nouvelle grille avancée par Énergir qui la rapproche de celles des MRI de HQD et de HQT.

²⁷ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0052, Énergir-E, Document 3, Annexe 1, page 1.

RECOMMANDATION 3.2.1**LE LIEN ENTRE LE MODE DE PARTAGE DES TROP PERÇUS ET LES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter la nouvelle grille qui relie les indicateurs de qualité de service à l'obtention de sa part des trop perçus qui la rapproche de celle des MRI de HQD et de HQT. Nous recommandons aussi à la régie de l'énergie d'amener Énergir à améliorer son indicateur de réponse aux appels d'urgence et dans une moindre mesure à surveiller l'indicateur de satisfaction de sa clientèle VGE (dont les résultats historiques ne sont pas très satisfaisants).

4

LA STRATÉGIE TARIFAIRE (VERS UNE DIMINUTION DE L'INTERFINANCEMENT)

Dans les faits saillants du présent dossier, Énergir annonce que presque tous les services sont en baisse tarifaire :

Globalement, pour l'ensemble des services de transport, d'équilibrage, de distribution, d'ajustement des inventaires et de SPEDE, la Cause tarifaire 2019-2020 se traduit par une baisse des tarifs de 14,4 % ou de 133,3 M\$, laquelle peut se résumer ainsi :

- baisse des tarifs de distribution de 10,2 %, soit 62,3 M\$;*
- baisse des tarifs d'équilibrage de 20,3 %, soit 36,6 M\$;*
- baisse des tarifs de transport de 26,3 %, soit 35,1 M\$; et*
- hausse de l'ajustement des inventaires de fourniture de 28,4 %, soit 0,7 M\$.*²⁸

Malgré cette situation, Énergir continue d'attendre les conclusions du dossier R-3867-2013 pour agir sur l'interfinancement :

*Des travaux sont présentement en cours dans le cadre du dossier portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir (R-3867-2013). Ainsi, Énergir propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2019-2020 que celle retenue dans la décision D-2013-106. La Régie y mentionnait que tant que les travaux sur la vision se poursuivaient, la répartition de la hausse du revenu requis au prorata des revenus de distribution constituait une proposition acceptable. Le revenu requis au service de distribution, pour l'année 2019-2020, s'élève à 546,5 M\$. Les variations tarifaires au service de distribution sont présentées à la pièce Énergir-Q, Document 7 à la page 2, colonne 11. L'application d'une répartition de la hausse du revenu requis au prorata des revenus résulte en une baisse moyenne d'environ 10,2 % pour chacun des tarifs au service de distribution.*²⁹

²⁸ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0079, Énergir-G, Document 2, page 6, lignes 1 à 7.

²⁹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0079, Énergir-G, Document 2, page 9, lignes 7 à 17.

Or, dans la pièce B-0194, portant sur l'allocation des coûts nous comprenons que le tarif de fourniture n'est pas interfinancé :

Tableau 4.1 Interfinancement du tarif de fourniture³⁰

	2013			2019			Interfinancement	
	Revenus	Coûts		Revenus	Coûts		2013	2019
	1	2	3 = 1-2	4	5	6 = 4 - 5		
D1 Petit	124 038	123 667	371	47 880	47 500	380	100,3	100,8
D1 Grand	113 658	114 000	-342	259 686	257 625	2061	99,7	100,8
D1 Rabais transitoire	19 995	20 000	-5			N/A	99,975	N/A
D3	7 998	8 000	-2	19 513	19 750	-237	99,975	98,8
D4	23 994	24 000	-6	46 403	48 086	-1683	99,975	96,5
D5 Volet A	14 985	15 000	-15	6 341	6 571	-230	99,9	96,5
D5 Volet B	3 999	4 000	-1	8 051	8 343	-292	99,975	96,5
Total	308 667	308 667	0	387 874	387 875	-1	100,0	100,0

En fait, ce sont surtout comme le montre le tableau suivant les petits clients D1, ceux qui somme 1 095 m³ et moins qui sont interfinancés (surtout les 365 m³ et moins) pour le service de distribution. Les clients interruptibles le sont aussi mais un projet de réforme de ce tarif est en marche.

Annexe 3 - Interfinancement par service

Distribution

Ligne	Tarif	Paller	Revenus (\$)	Clients	Volume (10 ³ m ³ /an)	Capacité (10 ³ m ³ /an)	Coûts alloués (\$)		
							Méthode BASETARD (D-2017-063)	Règle REVNETD (D-2017-063)	Méthode BASETARD (D-2017-063)
35	D1	[0 - 365]	3 884 500	36 056	6 005	15 133		21 076 921	17 232 879
36	D1	[365 - 1 095]	20 438 821	36 193	31 923	117 181		25 524 779	24 331 123

31

³⁰ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0194, Énergir-Q, Document 14, Tableau 1, page 12.

³¹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0194, Énergir-Q, Document 14, Annexe 3, page 2, lignes 35 et 36.

Or récemment, au dossier de Gazifère [R-4032-2018, à la décision D-2019-063](#) au paragraphe 138, la Régie de l'énergie indiquait qu'il n'était pas souhaitable de faire des améliorations à la situation de l'interfinancement lors d'un ajustement tarifaire à la hausse :

[138] Également, la Régie partage l'avis de Gazifère selon lequel il n'est pas souhaitable de faire des améliorations à la situation de l'interfinancement lors d'un ajustement tarifaire à la hausse. Ainsi, elle ne retient pas la proposition de SÉ-AQLPA.³²

Il nous semble résulter de cette décision que la Régie ne ferme pas la porte à ce que l'on puisse profiter d'une baisse tarifaire pour aider à réduire cet interfinancement.

Nous notons également que, dans sa [décision D-2011-182 du dossier R-4752-2011](#), la Régie avait temporairement refusé de réduire l'interfinancement, compte tenu de l'imminence d'un dossier générique qui était censé régler la question d'ici les deux années subséquentes. C'était aux paragraphes 336 à 338 de cette décision. Au paragraphe 337 de cette même décision, la Régie énonçait de plus que « **Bien que l'interfinancement au tarif D1 demeure une préoccupation, la Régie juge qu'il n'y a pas d'urgence à le corriger dès cette année.** » C'était il y a 8 ans.

Depuis lors, la Régie a émis de nombreuses décisions notamment à l'égard de Gazifère où elle a continuellement affirmé son souhait général de réduire les interfinancements tarifaires. Même dans son [avis A-2017-001](#) au dossier R-3972-2016, la Régie s'est exprimée en faveur de la vérité des coûts, non seulement en tarification gazière (Page 89, piste de solution 11) mais également en tarification électrique (Pages 56-57, pistes de solution 2 et 3) dont elle souhaite passer outre aux limitations de la Loi à cet égard. Il nous semble donc fermement établi que, même si les modalités et l'échéancier peuvent demeurer sujets à discussion, **cela est déjà un objectif actuel de la réglementation des tarifs que de réduire (ou à tout le moins de ne pas aggraver) l'interfinancement.**

Dans ce contexte, nous croyons qu'Énergir, tout comme la Régie et les intervenants, en savent déjà suffisamment pour juger que, dans le contexte de la baisse tarifaire de 10,3% annoncée par Énergir au présent dossier, il serait raisonnable de moduler cette baisse de manière à ne pas trop aggraver l'interfinancement. Nous recommandons donc à la Régie de ne baisser que de 5% le tarif de distribution des catégories de clients D1 qui consomment moins de 1 095 m³ en vue de permettre à la Régie de profiter de la situation exceptionnelle qu'apporte la baisse importante des coûts de service cette année.

³² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4032-2018, Phase 4, Pièce A-0053, Décision D-2019-063, paragraphe 138, page 36.

RECOMMANDATION 4.1
STRATÉGIE TARIFAIRE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne baisser que de 5% le tarif de distribution des catégories de clients D1 qui consomment moins de 1 095 m³ en vue de profiter de la situation exceptionnelle qu'apporte la baisse importante des coûts de service. Ainsi, un premier pas serait fait en vue de réduire l'interfinancement.

5

LE TAUX DES FRAIS GÉNÉRAUX DES ENTREPRENEURS

Énergir propose une méthode modifiée pour calculer le taux des frais généraux des entrepreneurs :

Dans un souci constant d'amélioration continue et afin que le calcul du pourcentage des frais généraux entrepreneurs (FGE) soit le plus représentatif possible d'une réalité changeante, Énergir soumet respectueusement les modifications suivantes à la méthode présentée à la pièce B-0406, Gaz Métro-9, Document 17, page 7, réponse à la question 3.1, de la phase 3B du dossier 10 R-3867-2013, ainsi qu'au calcul présenté au dossier R-4018-2017, B-0298, GM-L, Document 11.

1.1 TAUX PONDÉRÉ DES SERVICES ENTREPRENEURS

Le taux pondéré des services entrepreneurs pour les marchés de l'amélioration et du développement du réseau (case E du schéma de la section 2) a été calculé selon une moyenne historique des trois dernières années, soit les coûts réels des années 2016, 2017 et 2018, tant pour le numérateur (services entrepreneurs) que le dénominateur (investissements en amélioration et développement de réseau). Auparavant, ce taux était calculé selon une moyenne 16 historique de deux ans.

L'augmentation de la moyenne historique représentative de deux à trois ans permet d'obtenir une proportion des coûts des services entrepreneurs sur la valeur des travaux réalisés plus significative.³³

La revue du processus a amené Énergir à identifier des projets dans lesquels des frais généraux des entrepreneurs étaient consommés mais pour lesquels il n'y avait pas de coûts alloués. Le total de ces coûts est de 2,9 M\$.³⁴

³³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0094, Énergir-L, Document 9, page 2, lignes 7 à 20.

³⁴ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0094, Énergir-L, Document 9, page 3, lignes 5 à 9.

Le tableau suivant, qui suppose que la moyenne des coûts des entrepreneurs était de 40 M\$ pour les années 2016 à 2018, est compatible avec l'approche d'Énergir :

Tableau 5.1 Calcul du taux des frais généraux des entrepreneurs³⁵

Moyenne historique des services entrepreneurs (2016, 2017, 2018) (notre hypothèse)	40	M\$
Moyenne historique des investissements en amélioration et développement réseau (2016, 2017, 2018)	95	M\$
E-Taux pondéré des services entrepreneurs	42,1%	
F-Investissements en amélioration et développement réseau prévus en 2020	94	M\$
D-Coût services entrepreneurs pour amélioration et développement réseau = (E X F)	39,4	M\$
G-Coût des autres travaux	2,9	M\$
C-Coût des services entrepreneurs =D+G	42,3	M\$
B-FGE prévus au Contrat général	9,1	M\$
A-Taux de FGE = B/C	21,53%	

Nous considérons que cette approche préconisée par Énergir constitue une amélioration sur la méthode antérieure parce qu'elle suppose une moyenne sur trois ans des projets au lieu de deux ans et parce qu'elle identifie des sources de coûts reliées aux frais généraux des entrepreneurs qui étaient, auparavant, ignorées.

RECOMMANDATION 5.1

LE TAUX DES FRAIS GÉNÉRAUX DES ENTREPRENEURS

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver la nouvelle méthode préconisée par Énergir pour déterminer le taux des frais généraux des entrepreneurs parce qu'elle apporte les améliorations suivantes : a) elle suppose une moyenne sur trois ans des projets au lieu de deux ans et b) elle identifie des sources de coûts reliées aux frais généraux des entrepreneurs qui étaient, auparavant, ignorées.

³⁵ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0094, Énergir-L, Document 9, page 5, nous présentons le tableau inversé.

6

LES PROGRAMMES ET MESURES EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (TIEÉ) D'ÉNERGIR

6.1 LE PROGRAMME PE226 REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES

Dans le présent dossier, Énergir maintien son programme PE226 Remise au point des systèmes mécanique, malgré l'existence d'un programme presque similaire chez TEQ. Voici en réponse au GRAME, la justification de ce maintien :

*L'appréciation élevée de l'offre d'Énergir par les clients et les agents accrédités, le respect des bonnes pratiques visant un appui financier aux trois phases critiques des projets tel que recommandé par l'Évaluateur, les liens étroits et privilégiés des représentants et conseillers d'Énergir avec les clients, la rentabilité de l'initiative et la contribution à l'atteinte de la cible gouvernementale en efficacité énergétique sont des éléments importants qui justifient le maintien de ce volet dans l'offre d'Énergir, tout en étant harmonisée dans ses grandes lignes avec celle de TEQ afin de simplifier la participation. Avec l'approche d'exclusivité, les clients auront le choix de réaliser leur projet avec l'aide financière d'Énergir ou de TEQ, évitant ainsi une duplication des processus de demandes de subvention.*³⁶

En plus, suite à la recommandation de son évaluateur, Énergir propose les changements montrés dans le tableau suivant :

³⁶ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0221, Énergir-T, Document 11, partie de la réponse 1.1 à la demande de renseignements numéro 3 du GRAME, page 3.

Tableau 6.1 Programme PE226 Remise au point des systèmes mécaniques Modifications proposées³⁷

Ligne	Caractéristiques	Actuelles	Proposées
1	Clientèle visée	Clients d'Énergir	Clients d'Énergir
2	Portée de l'investigation	Toutes sources d'énergie	Toutes sources d'énergie
3	Participation simultanée	Oui, Énergir + TEQ, mais aides financières combinées plafonnées	Non, Énergir ou TEQ
4	Nature	Volet pilote intégré au programme Diagnostic et mise en œuvre efficaces	Volet intégré au programme Diagnostic et mise en œuvre efficaces
5	Aides financières par phase		
5,1	Investigation	Entre 10 000 \$ et 25 000 \$ selon le volume de consommation, jusqu'à un montant maximal de 50 % des coûts admissibles	50% des coûts admissibles
5,2	Implantation	0,25 \$/m ³ économisé jusqu'à un montant maximal de 25 000 \$ ou 50 % des coûts admissibles	0,30 \$/m ³ économisé jusqu'à 50 % des coûts admissibles pour les mesures ayant un PRI > 1
5,3	Transfert	Combiné à la phase d'implantation	50% des coûts admissibles
5,4	Suivi en continu	100 % des coûts admissibles jusqu'à un montant maximal de 4 000 \$	50% des coûts admissibles
6	Plafonds d'aide financière		
6,1	En dollars	54 000 \$	100 000 \$
6,2	En pourcentage des coûts admissibles si combinaison avec d'autres subventions	75 % pour toutes les phases, sauf pour le suivi en continu où l'aide financière maximale de toute source est limitée à 100 % des coûts admissibles	Non applicable pour les aides de TEQ, mais balise applicable de 75 % pour toutes les phases si d'autres subventions disponibles.
7	Économies attribuées	Gaz naturel seulement	Gaz naturel seulement
8	Considérations additionnelles	Économies électriques prises en compte dans le calcul des tests de rentabilité. Démarche populaire auprès des clients d'Énergir. Plusieurs clients (dossiers) engagés dans une démarche	Économies électriques prises en compte dans le calcul des tests de rentabilité. Démarche populaire auprès des clients d'Énergir. Plusieurs clients (dossiers) engagés dans une démarche

³⁷ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0224, Énergir-J, Document 3, Tableau 4, page 15.

Nous constatons l'importance des recommandations découlant de l'évaluation pour établir la position d'Énergir. Alors, nous avons voulu questionner le rapport de l'évaluateur qui est quand même cité cinq fois dans la pièce B-0224, mais Énergir a refusé dans ces termes :

Énergir est d'avis que cette question déborde du cadre d'examen du présent dossier. Notons que le rapport d'évaluation cité en référence fait déjà l'objet d'un examen par la Régie dans le cadre du suivi administratif 2019 des résultats des évaluations du PGEÉ d'Énergir et n'a pas été déposé en preuve dans le cadre du présent dossier.³⁸

Nous déplorons cette attitude d'Énergir.

Les changements proposés par Énergir entraînent une hausse de 12 854 \$ au budget du PGEÉ 2019-2020 d'Énergir.³⁹

Le TCTR ratio demeure malgré cette hausse au-dessus d'un :

Tableau 6.2 TCTR ratio du programme PE226⁴⁰

	2019	2020	2021	2022
	2020	2021	2022	2023
TCTR Ratio	1,43	1,53	1,64	1,85

Tout de même, la position d'Énergir nous convainc et nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter le maintien du programme PE226 chez Énergir, parce qu'il est harmonisé et exclusif par rapport à celui de TEQ et qu'il est rentable.

RECOMMANDATION 6.1

REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES PE226

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter le maintien du programme PE226 chez Énergir, parce qu'il est harmonisé et exclusif par rapport à celui de TEQ et qu'il est rentable.

³⁸ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0222, Énergir-T, Document 12, réponse numéro 3.5.1 à la demande de renseignements numéro 3 de SÉ-AQLPA, page 5.

³⁹ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0224, Énergir-J, Document 3, page 18, ligne 21.

⁴⁰ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0224, Énergir-J, Document 3, page 17.

6.2 LE PROGRAMME PE233 VOLET RÉNOVATION

L'évaluation du programme PE233-volet Rénovation a amené des changements illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 6.3 PE233 Volet Rénovation Changements proposés⁴¹

Ligne	Caractéristiques	Actuelles		Proposées	
		Gaz naturel économisé :	Subvention:		
1	Niveau d'aide financière			< 150 000 m³ *	
		5 % ou moins	0,50 \$/m ³	Fenêtres	30 \$/m ² (≈ 1 \$/m ³)
		5,1 % à 7,5 %	0,60 \$/m ³	Isolation des murs et toits	8 \$/m ² (≈ 1 \$/m ³)
		7,6 % à 10 %	0,70 \$/m ³		
		10,1 % à 15 %	0,80 \$/m ³		
		15,1 % ou plus	0,90 \$/m ³		
				≥ 150 000 m³ **	
				Fenêtres	
				Isolation des murs et toits	1 \$ /m ³
				Étanchéisation et écran thermique pour serre	
2	Plafonds d'aide financière				
2,1	En % des surcoûts admissibles	50%		75%	
2,2	En \$	< 150 000 m ³ *	40 000 \$	< 150 000 m ³ *	40 000 \$
2,3	En % des surcoûts admissibles si combinaison avec d'autres subventions 75 % 75 %	≥ 150 000 m ³ **	100 000 \$	≥ 150 000 m ³ **	100 000 \$
3	Référence pour fenêtres (résistance thermique) ***	Situation actuelle du client		0,36 m ² °C/W	
	Base : Exigence minimale pour subvention	0,36 m ² °C/W		0,44 m ² °C/W	

* Bâtiments ayant une consommation annuelle inférieure à 150 000 m³/an.

** Bâtiments ayant une consommation annuelle égale ou supérieure à 150 000 m³/an.

*** Note : Les références de base et les exigences minimales pour l'isolation, l'étanchéisation et les écrans thermiques demeurent inchangées

⁴¹ ÉNERGIR, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0224, Énergir-J, Document 3, page 22.

Les changements proposés découlent de l'évaluation qui est citée 6 fois dans la pièce B-0224, nous avons interrogé l'évaluateur mais Énergir nous a répondu :

Énergir est d'avis que cette question déborde du cadre d'examen du présent dossier. Notons que le rapport d'évaluation cité en référence fait déjà l'objet d'un examen par la Régie dans le cadre du suivi administratif 2019 des résultats des évaluations du PGEÉ d'Énergir et n'a pas été déposé en preuve dans le cadre du présent dossier.⁴²

Nous déplorons cette attitude d'Énergir.

Les changements proposés entraînent une hausse de 10 000\$ au budget du PGEÉ 2019-2020.

Voici le tableau du TCTR ratio et du TCTR résultant des changements proposés :

Tableau 6.4 Programme PE233 Volet rénovation⁴³

	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023
TCTR Ratio	1,16	1,22	1,25	1,36
TCTR \$	433 941	657 768	812 518	1 181 416

Compte tenu que le TRTC est positif, de l'ordre de 400 000\$ triplant presque à l'horizon 2022-2023, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver les changements au programme PE233 proposés par Énergir.

RECOMMANDATION 6.2
VOLET RÉNOVATION PE233

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les changements proposés au programme PE233 que le TRTC est positif, de l'ordre de 400 000\$ triplant presque à l'horizon 2022-2023.

⁴² **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0222, Énergir-T, Document 12, réponse numéro 3.9.1 à la demande de renseignements numéro 3 de SÉ-AQLPA, page 8.

⁴³ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0224, Énergir-J, Document 3, page 26.

7

LE COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP)

Nous sommes d'accord que le CASEP demeure pertinent puisque tous les marchés ont des potentiels de conversion mazout importants.⁴⁴

Voici les sommes disponibles, si la Régie de l'énergie accepte de perpétuer le CASEP, pour l'année 2019-2020 :

Tableau 7.1 CASEP-Somme disponible pour 2019-2020⁴⁵

	Sommes disponibles
Solde CASEP au 1er octobre 2018	843 318 \$
Montant autorisé pour 2018-2019	1 000 000 \$
Intérêts prévus pour 2018-2019	62 807 \$
Somme disponible 2018-2019	1 906 125 \$
Somme utilisée au 28 février 2019	674 825 \$
Solde résiduel au 28 février 2019	1 231 300 \$
Somme en processus de vente prévue être versée du 1er mars au 30 septembre 2019	634 294 \$
- engagée en 2018	193 613 \$
- engagée au 28 février 2019	64 070 \$
- prévue de mars 2019 à septembre 2019	376 611 \$
Solde prévu au 30 septembre 2019	597 006 \$
Montant du programme pour 2019-2020	1 000 000 \$
Somme disponible 2019-2020	1 597 006 \$

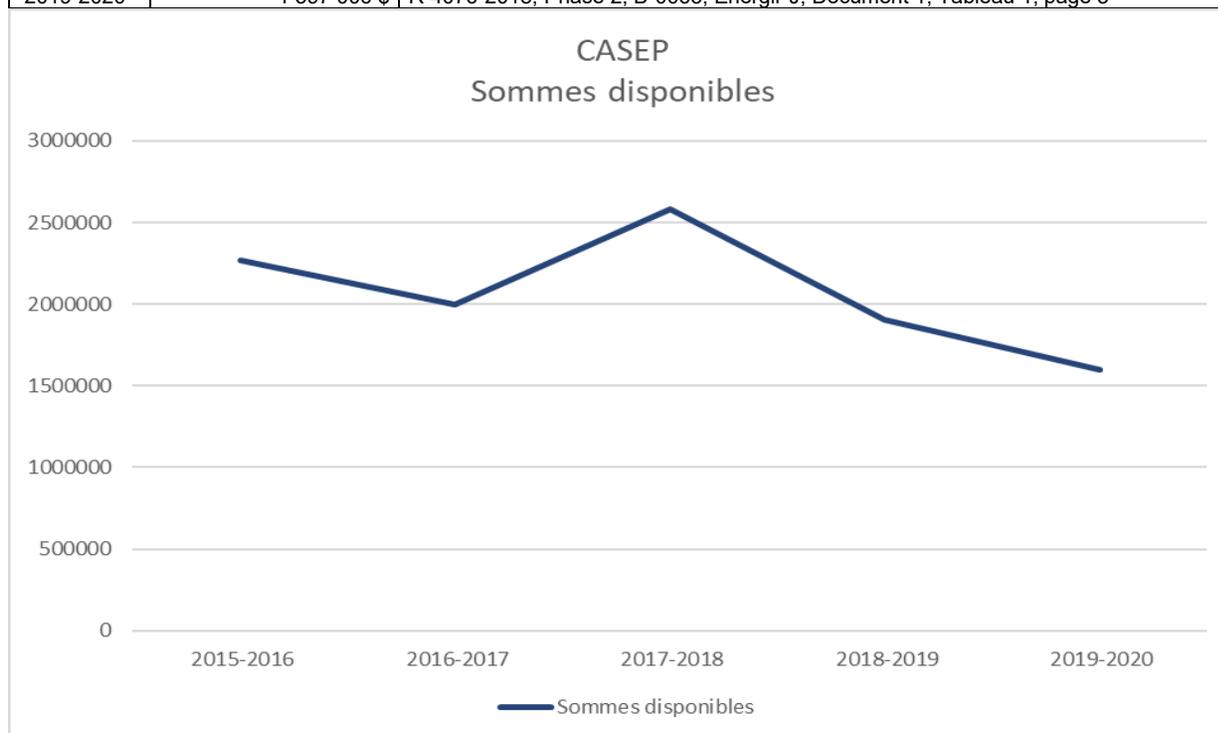
Nous constatons que les sommes disponibles diminuent en 2019-2020 par rapport à l'année 2018-2019. Le tableau et le graphique qui suivent nous montre que c'est une tendance amorcée en 2017-2018 :

⁴⁴ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0065, Énergir-J, Document 1, page 1, lignes 13 et 14.

⁴⁵ **ÉNERGIR**, Dossier R-4076-2018, Phase 2, Pièce B-0065, Énergir-J, Document 1, Tableau 1, page 3.

Tableau 7.2 Historique récent des sommes disponibles pour le CASEP

	Sommes disponibles	Références
2015-2016	2 265 871 \$	R-3970-2016, B-0022, Gaz Métro 9, Document 3, Tableau 1, page 2
2016-2017	1 996 201 \$	R-3970-2016, B-0022, Gaz Métro 9, Document 3, Tableau 1, page 2
2017-2018	2 585 462 \$	R-4018-2017, Phase 2, B-0045, Gaz Métro J, Document 1, Tableau 1, page 4
2018-2019	1 906 125 \$	R-4076-2018, Phase 2, B-0065, Énergir-J, Document 1, Tableau 1, page 3
2019-2020	1 597 006 \$	R-4076-2018, Phase 2, B-0065, Énergir-J, Document 1, Tableau 1, page 3



Nous constatons du tableau et du graphique que depuis 2017-2018, les sommes disponibles pour le CASEP ont diminué de près d'un million de dollars. Nous y voyons la preuve qu'Énergir continue d'investir judicieusement les sommes réservées au CASEP. Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver la somme de 1 M\$ pour ajout au CASEP en 2019-2020.

RECOMMANDATION 7.1 **LE CASEP**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver la somme de 1 M\$ pour ajout au CASEP en 2019-2020 pour qu'Énergir puisse continuer à investir judicieusement les sommes qui y sont réservées. Nous y voyons la preuve dans le fait qu'Énergir a baissé de près d'un million de dollars les sommes disponibles au CASEP depuis 2017-2018.

8

CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.
