

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
 DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL D'ÉNERGIR POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ
 LE 30 SEPTEMBRE 2023**

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0051](#), p. 5, tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0051](#), p. 6, tableau 2;
 - (iii) Pièce [B-0150](#);
 - (iv) Pièce [B-0051](#), p. 5.

Préambule :

(i) «

**Tableau 1
 Marché petit et moyen débits**

RÉEL 2023			BUDGET 2023			ÉCARTS RÉEL vs BUDGET	
DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION	DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION
	(#)	(10 ³ m ³)		(#)	(10 ³ m ³)	(#)	(10 ³ m ³)
0-1 095 m ³ /an	74 355	36 069	0-1 095 m ³ /an	76 546	42 249	(2 191)	(6 180)
1 095-3 650 m ³ /an	77 501	163 100	1 095-3 650 m ³ /an	75 433	178 251	2 068	(15 151)
3 650-10 950 m ³ /an	28 616	188 929	3 650-10 950 m ³ /an	30 156	201 640	(1 540)	(12 711)
10 950-36 500 m ³ /an	19 796	422 440	10 950-36 500 m ³ /an	19 377	421 378	419	1 062
< 36 500 m³/an	200 268	810 538	< 36 500 m³/an	201 512	843 518	(1 244)	(32 980)
36 500-109 500 m ³ /an	8 510	540 426	36 500-109 500 m ³ /an	8 204	523 659	305	16 767
109 500-365 000 m ³ /an	2 850	550 117	109 500-365 000 m ³ /an	2 755	552 939	95	(2 823)
365 000-1 095 000 m ³ /an	611	383 399	365 000-1 095 000 m ³ /an	591	396 822	20	(13 423)
1 095 000-3 650 000 m ³ /an	156	275 866	1 095 000-3 650 000 m ³ /an	168	307 886	(11)	(32 020)
> 3 650 000 m ³ /an	23	174 751	> 3 650 000 m ³ /an	17	126 271	6	48 480
> 36 500 m³/an	12 150	1 924 559	> 36 500 m³/an	11 735	1 907 578	414	16 982
TOTAL TARIF 1	212 418	2 735 098	TOTAL TARIF 1	213 247	2 751 095	(829)	(15 998)
PALIER 3.3	85	19 547	PALIER 3.3	80	15 387	5	4 160
PALIER 3.4	90	60 943	PALIER 3.4	97	70 680	(7)	(9 736)
PALIER 3.5	99	186 431	PALIER 3.5	93	183 074	6	3 357
TARIF 3	275	266 921	TARIF 3	270	269 140	5	(2 220)
TOTAL PMD	212 693	3 002 018	TOTAL PMD	213 517	3 020 236	(825)	(18 217)

»

(ii) «

Tableau 2
Marché des grandes entreprises

RÉEL 2023			BUDGET 2023			ÉCARTS RÉEL vs BUDGET	
DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION	DESCRIPTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION	NOMBRE USAGERS	VOLUMES DE DISTRIBUTION
	(#)	(10 ³ m ³)		(#)	(10 ³ m ³)	(#)	(10 ³ m ³)
PALIER 4.6	46	250 992	PALIER 4.6	48	264 754	(2)	(13 762)
PALIER 4.7	37	724 082	PALIER 4.7	38	773 442	(1)	(49 360)
PALIER 4.8	11	625 263	PALIER 4.8	11	652 355	-	(27 092)
PALIER 4.9	4	662 399	PALIER 4.9	4	595 141	-	67 258
PALIER 4.10	2	517 745	PALIER 4.10	2	579 333	-	(61 588)
TARIF 4	100	2 780 482	TARIF 4	103	2 865 026	(3)	(84 543)

»

(iii) La page 1 de la pièce B-0150 contient un tableau intitulé « Demande et sources d’approvisionnement gazier pour l’exercice terminé le 30 septembre 2023 ».

(iv) « Les volumes réels de distribution pour l’année 2022-2023 dans le marché des PMD sont en très légère baisse par rapport à ceux budgétés sur l’ensemble des tarifs. En effet, les volumes de distribution au tarif D1 expliquent cette décroissance par rapport aux prévisions budgétées, alors que ceux au tarif D3 sont alignés avec les volumes prévus au moment de déposer la Cause tarifaire 2022-2023.

Parmi les facteurs ayant impacté les volumes de distribution en 2022-2023, les plus importants ont été la conjoncture économique et la maturation de nouvelles ventes. Une croissance économique plus faible que celle utilisée dans le dossier de la Cause tarifaire 2022-2023 a tiré les livraisons à la baisse. La consommation associée à la maturation des nouvelles ventes en 2022-2023 des nouveaux clients signés lors des deux dernières années a été moins élevée que celle prévue dans la Cause tarifaire 2022-2023. Cependant, ces facteurs baissiers de la consommation ont été en grande partie compensés par la variation à la hausse de la consommation de la clientèle VGE, qui a eu une progression positive par rapport à celle prévue au moment de déposer la Cause tarifaire 2022-2023 ». [nous soulignons]

Demandes :

1.1 La Régie reproduit les renseignements se trouvant aux références (i) et (iii) relatifs à la demande prévue au dossier tarifaire 2022-2023 ainsi que la demande réelle des clients au tarif D₁ :

En 10 ⁶ m ³	Demande prévue (a)	Demande réelle (b)	Écart (b) – (a)
Référence (i)	2 751	2 735	-16
Référence (iii), ligne 1	2 751	2 605	-146

Veillez fournir les motifs pour lesquels la demande réelle des clients au tarif D₁ n'est pas la même selon les références (i) et (iii).

1.2 Veuillez concilier les explications en (iv) selon lesquelles :

- « les volumes de distribution au tarif D1 expliquent cette décroissance par rapport aux prévisions budgétées, alors que ceux au tarif D3 sont alignés avec les volumes prévus au moment de déposer la Cause tarifaire 2022-2023 »;
- « parmi les facteurs ayant impacté les volumes de distribution en 2022-2023, les plus importants ont été la conjoncture économique et la maturation de nouvelles ventes ».

Avec les données de la référence (iii) (ligne 1), lesquelles semblent indiquer que l'écart entre la demande prévue au dossier tarifaire 2022-2023 et la demande réelle des clients au tarif D₁ s'explique essentiellement par une diminution des volumes en hiver (en 10⁶m³) :

Dossier tarifaire (a)			Résultats réels (b)			Écart = (b) - (a)		
Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL
1 943	808	2 751	1 799	806	2 605	-145	-1	-146

1.3 La Régie reproduit les renseignements se trouvant aux références (ii) et (iii) relatifs à la demande prévue au dossier tarifaire 2022-2023 ainsi que la demande réelle des clients au tarif D₄ :

En 10 ⁶ m ³	Demande prévue (a)	Demande réelle (b)	Écart (b) – (a)
Référence (ii)	2 865	2 780,5	-84,5
Référence (iii), ligne 3	2 834	2 774,0	-59,0

Veillez fournir les motifs pour lesquels les renseignements relatifs à la demande des clients au tarif D₄ ne sont pas les mêmes selon les références (ii) et (iii).

- 1.4 La Régie reproduit les données se trouvant aux lignes 22 et 46 de la référence (iii), lesquelles concernent les échanges de gaz :

En 10 ⁶ m ³	Dossier tarifaire (a)	Résultats réels (b)	Écart (b) – (a)
Référence (iii), ligne 22	0	70	70
Référence (iii), ligne 46	0	53	53

Veillez fournir les motifs pour lesquels le volume d'échange de gaz rapporté à la ligne 22 de la référence (iii) (à savoir le volume rapporté à la section « Demande » du tableau) n'égal pas celui de la ligne 46 de la même référence (à savoir le volume rapporté à la section « Approvisionnement » du tableau).

- 1.5 La Régie reproduit les données de la ligne 45 de la référence (iii), lesquelles concernent les retraits volumétriques (en 10⁶m³) au site d'entreposage Saint-Flavien :

Dossier tarifaire (a)			Résultats réels (b)			Écart = (b) - (a)		
Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL	Hiver	Été	TOTAL
120	0	120	91	0	91	-29	0	-29

- 1.5.1 Veuillez fournir les motifs pour lesquels les retraits réels à Saint-Flavien ont été inférieurs à ceux prévus au dossier tarifaire.
- 1.5.2 Veuillez expliquer les conséquences opérationnelles et monétaires des retraits moindres à Saint-Flavien sur l'approvisionnement des journées de pointe à l'hiver 2022-2023.

ÉVOLUTION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT ET EXAMEN DES TRANSACTIONS EFFECTUÉES À PARTIR DES OUTILS DE TRANSPORT ET D'ENTREPOSAGE

2. Références : (i) Pièce [B-0151](#), p. 8;
 (ii) Pièce [B-0151](#), annexe 2, p. 1;
 (iii) Pièce [B-0151](#), annexe 2, p. 1;
 (iv) Dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), p. 26.

Préambule :

(i) « Cinq transactions de ce type ont été réalisées, générant des revenus de 261 743 \$. Les cessions temporaires de transport FTSH sont effectuées lors de périodes où Énergir ne projette pas utiliser cette capacité de transport sur une base régulière. Toutefois, ces transactions incluent un droit de rappel de façon à conserver la possibilité d'utilisation pour les journées où la capacité de transport pourrait être requise afin de répondre à la demande. Lorsqu'Énergir utilise son droit de rappel, la tierce partie s'engage à lui remettre en franchise les quantités de fourniture livrées par elle à Dawn pour la journée visée. Il n'y a donc aucun impact opérationnel associé à ce type transactions ». [nous soulignons]

(ii) «

Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien (10 ³ m ³)	Volume total année 2022 (10 ³ m ³)	Revenus totaux (\$)	
Cession FTSH / M12 avec droit de rappel								
2	PARKW	DAWN	2023-03-28	2023-04-01	2023-09-30	281	51 510	(1)
3	EDA	PARKW	2023-03-28	2023-04-01	2023-09-30	278	50 959	(1)
4	Sous-total Cession FTSH / M12 avec droit de rappel				2 transactions	102 469	19 412	
Cession FTSH avec droit de rappel								
5	EDA	PARKW	2023-03-28	2023-04-01	2023-09-30	557	101 913	
6	EDA	PARKW	2023-03-28	2022-10-01	2023-09-30	278	34 251	
8	EDA	PARKW	2022-11-21	2022-12-01	2023-03-31	139	16 845	
9	Sous-total Cession FTSH avec droit de rappel				3 transactions	153 009	242 331	

⁽¹⁾ Ces transactions sont effectives du 1^{er} avril au 31 octobre 2023. Énergir présente les revenus découlant de ces contrats pour les mois d'avril à septembre 2023. Énergir ne présentera pas de demande de bonification pour le mois d'octobre 2023 dans le prochain rapport annuel.

»

(iii) «

Échange Iroquois EDA								
11	IROQU	EDA	2022-10-28	2022-11-01	2023-10-31	278	101 640	
12	IROQU	EDA	2022-10-28	2022-11-01	2023-10-31	433	157 993	
13	Sous-total Échange Iroquois EDA				2 transactions	259 633	732 721	

»

(iv) « [62] La décision D-2014-077 prévoit que les transactions de plus de 12 mois ou celles s'étendant au-delà du 30 septembre de l'année ne peuvent pas être considérées comme des transactions financières d'optimisation, puisque le Distributeur met à jour son plan d'approvisionnement sur une base annuelle ». [note de bas de page omise, nous soulignons]

Demandes :

2.1 En vous référant à (i), veuillez expliquer les conséquences prévues au contrat entre Énergir et la tierce partie advenant que cette dernière ne remplisse pas son engagement de remettre à Énergir « *en franchise les quantités de fourniture livrées par elle à Dawn pour la journée visée* ». Veuillez préciser si la clientèle resterait indemne advenant le non-respect de cet engagement tel que mentionné.

2.2 En vous référant à (i), veuillez indiquer, si lors des cinq dernières années, des tierces parties n'ont pas été en mesure de respecter leur engagement à remettre à Énergir les quantités de fourniture au moment où elle exerçait son droit de rappel.

Dans l'affirmative, veuillez décrire chacune des situations survenues ainsi que les conséquences pour Énergir. Veuillez préciser si la clientèle resterait indemne advenant le non-respect de cet engagement tel que mentionné.

2.3 Veuillez confirmer que chacune des cinq transactions en (ii) n'étaient pas des transactions opérationnelles mais des transactions qui répondent à la définition donnée en (i), à savoir « *qu'elles sont effectuées lors de périodes où Énergir ne projette pas utiliser cette capacité de transport sur une base régulière* ».

2.3.1 Pour chacune des cinq transactions en (ii), veuillez indiquer le nombre de fois qu'Énergir a exercé son droit de rappel et le volume total rappelé.

2.4 Veuillez expliquer si Énergir demande une bonification pour les deux transactions relatives en (iii).

Dans l'affirmative, en vous référant à (iv), veuillez fournir les motifs pour lesquels Énergir juge approprié de demander une bonification pour ces deux transactions.

DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHAT DE FOURNITURE

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 3;
 - (ii) Dossier R-3837-2013 phase 2, décision [D-2014-064](#), p. 30.

Préambule :

(i) « *La colonne 2 de la ligne 1 montre que 50,7% des achats de fourniture contractés d'avance à Dawn pour l'année 2022-2023 ont été effectués selon l'indice NYMEX. Ainsi, la*

stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture contractés d'avance à Dawn a été respectée pour cette année ».

(ii) « [123] Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de réaliser en dollars canadiens les transactions d'achat de gaz naturel utilisant l'indice NGX ou NYMEX lorsqu'il est établi que la prime de risque de change exigée par le fournisseur est nulle ou inférieure à celle exigée par le marché. Si cette condition n'est pas remplie, les transactions devront se réaliser en dollars américains.

[124] La Régie accorde, pour ces transactions, un traitement réglementaire qui considère les gains et pertes de change liés aux achats de gaz naturel effectués en \$US comme une composante intégrée au coût de fourniture ».

Demandes :

- 3.1 En vous référant à (i) et (ii), veuillez indiquer le nombre de transactions négociées en dollars américains. Veuillez également indiquer les gains et les pertes aux achats de gaz naturel effectués en \$US, le cas échéant.
- 3.2 En vous référant à (i), veuillez expliquer si l'évolution du contexte des approvisionnements gaziers depuis la mise en place de la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture contractés d'avance à Dawn pourrait militer en faveur d'une révision de celle-ci.

Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'échéancier envisagé pour la révision de la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture contractés d'avance à Dawn.

STRATÉGIE DE GESTION DES RETRAITS ET INJECTIONS AU SITE D'ENTREPOSAGE D'ENBRIDGE GAS

- 4. Références :**
- (i) Dossier R-3916-2014, pièce [B-0090](#), p. 3 ;
 - (ii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0026](#), p. 5 ;
 - (iii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0130](#), p. 6 ;
 - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0077](#), p. 5 ;
 - (v) Dossier R-4079-2018, pièce [B-0077](#), p. 5 ;
 - (vi) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0195](#), p. 5 ;
 - (vii) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0071](#), p. 8 ;
 - (viii) Dossier R-4175-2021, pièce [B-0166](#), p. 7 ;
 - (ix) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0080](#), p. 7 ;
 - (x) Dossier R-4242-2023, pièce [B-0154](#), p. 7.

Préambule :

- (i) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2013-2014.
- (ii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2014-2015.
- (iii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2015-2016.
- (iv) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2016-2017.
- (v) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2017-2018.
- (vi) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2018-2019.
- (vii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2019-2020.
- (viii) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2020-2021.
- (ix) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2021-2022.
- (x) Performance de la stratégie des injections et des retraits pour l'année 2022-2023.

Demandes :

- 4.1 La Régie, à l'aide des références (i) à (x) produit le tableau de la performance de la stratégie des injections et des retraits depuis les 10 dernières années :

En k\$	Gains	Pertes	Dossier	Référence
2013 - 2014	2 586		R-3916-2014	B-0090, p. 3
2014 - 2015	1 374		R-3951-2015	B-0026, p. 5
2015 - 2016		2 421	R-3992-2016	B-0130, p. 6
2016 - 2017	2 587		R-4024-2017	B-0077, p. 5
2017 - 2018	587		R-4079-2018	B-0077, p. 5
2018 - 2019		434	R-4114-2019	B-0195, p. 5
2019 - 2020	487		R-4136-2020	B-0071, p. 8
2020 - 2021	1 650		R-4175-2021	B-0166, p. 7
2021 - 2022	7 071		R-4209-2022	B-0080, p. 7
2022 - 2023		2 512	R-4242-2023	B-0154, p. 7
	16 342	5 367		

- 4.1.1 Veuillez valider les données du tableau et s'il y a lieu, y apporter les corrections nécessaires.
- 4.1.2 Veuillez confirmer que la stratégie a été globalement à l'avantage des clients depuis les 10 dernières années. Veuillez commenter.
- 4.2 Veuillez expliquer si l'évolution du contexte des approvisionnements gaziers depuis la mise en place de la stratégie des injections et des retraits pourrait militer en faveur d'une révision de celle-ci.

Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'échéancier envisagé pour la révision de la stratégie des injections et des retraits aux sites d'entreposage à Dawn.

DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE LIQUÉFACTION DU LIQUÉFACTEUR NO 1 DE L'USINE LSR

5. Référence : Pièce [B-0090](#), p. 2.

Préambule :

« Après des analyses additionnelles et certaines travaux requis complétés avant avril 2023, la limite a été rehaussée à la hausse pouvant aller jusqu'à 18 semaines par année tout en maintenant le risque à un niveau acceptable, tel que requis par la norme CSA Z276. Ce rehaussement permet à Énergir de répondre adéquatement à la plupart des scénarios de température ». [nous soulignons]

Demandes :

- 5.1 Veuillez décrire les « *certaines travaux requis complétés avant avril 2023* ».
- 5.2 À la suite du rehaussement de la limite d'utilisation du liquéfacteur n° 1 à 18 semaines, veuillez décrire les scénarios de température auxquels Énergir ne pourra pas répondre adéquatement.
- 5.3 Dans le cas où Énergir ne sera pas en mesure de répondre adéquatement à certains scénarios de température, veuillez décrire les outils d'approvisionnement qui seront nécessaire à cet égard.

TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL

6. Références :
- (i) [Énergir - Producteurs éligibles et documents de divulgation](#);
 - (ii) [ARC Resources](#);
 - (iii) [Crew Energy Inc.](#);
 - (iv) [EQT](#);
 - (v) [Northeast Natural Energy](#);
 - (vi) [Pacific Canbriam Energy](#);
 - (vii) [Seneca Resources Company](#);
 - (viii) [Vermillon Energy](#);
 - (ix) Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 37.

Préambule :

(i) Le site internet d'Énergir décrit la démarche de celle-ci à l'égard de l'approvisionnement gazier responsable (l'Initiative) visant à encourager la divulgation d'information crédibles et l'emploi par les producteurs des meilleures pratiques ESG dans leurs opérations.

Le site contient notamment les renseignements suivants :

«

Producteurs éligibles et documents de divulgation :	
ARC Resources (Seven Generations Energy) Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	Pacific Canbriam Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés
EQT Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	Seneca Resources Company Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés
Northeast Natural Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	Vermillon Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés
Crew Energy Rapport de certification (Évaluation E0100MC) Indicateurs clés	

»

(ii) Indicateurs clés du producteur ARC Resources selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(iii) Indicateurs clés du producteur Crew Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(iv) Indicateurs clés du producteur EQT selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(v) Indicateurs clés du producteur Northeast Natural Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(vi) Indicateurs clés du producteur Pacific Canbriam Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(vii) Indicateurs clés du producteur Seneca Resources Company selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(viii) Indicateurs clés du producteur Vermillon Energy selon le lien internet se trouvant sur le site internet d'Énergir (référence (i)).

(ix) « [141] La Régie retient également que l'examen de l'Initiative a été réalisé avec l'Institut Pembina et qu'Énergir souhaite encourager la transparence des émissions de méthane et autres GES ».

Demandes :

6.1 À l'aide des renseignements se trouvant aux références (i) à (viii), la Régie produit le tableau suivant :

INTENSITÉ DE MÉTHANE, kg CO₂e/BOE

	2019	2020	2021	2022	2023
ARC Resources	2,93	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Crew Energy Inc.	n.d.	n.d.	5,60	n.d.	n.d.
EQT	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Northeast Natural Energy	n.d.	n.d.	0,60	n.d.	n.d.
Pacific Canbriam Energy	2,40	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Seneca Resources Company	n.d.	2,70	2,58	1,96	n.d.
Vermillon Energy	7,00	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Notes :

- Lorsque l'intensité de méthane est rapportée en tonnes CO₂/BOE, la Régie fait l'hypothèse qu'il s'agit de tonnes métriques afin de ramener l'indicateur en kilogrammes.
- L'intensité de méthane du producteur EQT n'est pas disponible en kg CO₂e/BOE. Elle est de 0,054 % pour 2020.

6.1.1 Veuillez valider les données du tableau et s'il y a lieu, y apporter les corrections nécessaires.

6.1.2 En vous référant à (ix), veuillez fournir une valeur de référence pour l'intensité de méthane généralement reconnue dans l'industrie, exprimée en kg CO₂e/BO, afin de permettre à la Régie d'apprécier l'intensité de méthane rapportée par les producteurs auprès desquels Énergir se procure du gaz naturel en vertu de l'Initiative.

COÛTS DE L'ÉQUILIBRAGE

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0052](#), p. 1, l. 11, col. 4 et 5;
 - (ii) Pièce [B-0052](#), p. 7 et 8;
 - (iii) Pièce [B-0052](#), p. 2;
 - (iv) Pièce [B-0159](#), p. 2;
 - (v) Pièce [B-0051](#), p. 2, l. 23, col. 4, 5 et 6;
 - (vi) Pièce [B-0051](#), p. 3, l. 11 à 17, col. 4, 5 et 6.

Préambule :

(i) Le tableau de la page 1 de la pièce B-0052 s'intitule « Sommaire des coûts d'approvisionnements par service pour l'exercice clos le 30 septembre 2023 ». Les coûts d'équilibrage saisonnier et les coûts de la flexibilité opérationnelles se trouvent aux colonnes 4 et 5 de ce tableau.

«

N° de ligne	Distribution (1)	Fourniture (2)	Transport (3)	Équilibrage	
				Équilibrage saisonnier (4)	Flexibilité opérationnelle (5)
1	COÛTS ANNUELS POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE			181 956	8 741
	FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL				
2	Coût total fonctionnalisé à la fourniture et coût fonctionnalisé au différentiel de lieu			(2 520)	
	AJUSTEMENTS ANNUELS				
	TRANSFERT DES COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ				
	<i>1) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût de la fourniture</i>				
3	Transfert du F au E			31 307	(21 878)
	<i>2) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût du transport</i>				
4	Transfert du T au É			4 313	
	COÛTS SUPPLÉMENTAIRES				
5	9 358		(826)		
6			1 908		
7			5 628		
8			3 945	2 455	
9	9 358	371 207	185 820	217 511	(13 137)
	Total de la fonctionnalisation par service réel				
10	8 514	392 277	180 374	135 696	10 022
	Total de la fonctionnalisation par service à la Cause tarifaire				
11	844	(21 071)	5 446	81 815	(23 159)
	Écarts				

⁽¹⁾ Énergir-8, doc. 1, p. 5, li. 1

»

(ii) Énergir mentionne que les coûts d'équilibrage (équilibrage saisonnier + flexibilité opérationnelle) sont supérieurs de 58,7 M\$ à ceux prévus au dossier tarifaire (ligne 11 du tableau de la référence (i), soit 81,815 M – 23,159 M\$). Selon Énergir, cet écart s'explique principalement par les facteurs suivants :

«

- la contrepartie de la réévaluation des inventaires présentée aux coûts d'équilibrage à la suite de l'application de la décision D-2021-109 (cette réévaluation est liée à la baisse du prix de la fourniture au cours de l'exercice 2022-2023);
- le coût de la saisonnalité sur les achats de gaz naturel qui se traduit par une hausse des coûts d'équilibrage (le coût de la saisonnalité n'est pas évalué lors d'un dossier tarifaire); et
- le transfert du transport à l'équilibrage basé sur le volume de normalisation de l'exercice 2022-2023 en conformité avec la décision D-2021-109 (température plus chaude que la normale).

Partiellement compensée par :

- la baisse des capacités de transport contractées par rapport à la Cause tarifaire 2022-2023; et
- les revenus générés par les transactions d'optimisation (ventes d'outils de transport SH, prêts d'espace et revenus d'échange) réalisées au cours de l'exercice alors qu'aucune transaction n'était prévue à la Cause tarifaire 2022-2023 ». [nous soulignons]

(iii) Le tableau de la page 2 de la pièce B-0052 s'intitule « Coût annuel de l'approvisionnement en transport, équilibrage saisonnier et flexibilité opérationnelle pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2023 ». Ce tableau présente l'écart entre les coûts prévus d'équilibrage saisonnier et de la flexibilité opérationnelle et les coûts réels.

«

Ecart		
Coûts de Transport (000 \$) (10) (7) - (3)	Coûts d'équilibrage saisonnier (000 \$) (11) (8) - (4)	Coûts de la flexibilité opérationnelle (000 \$) (12) (9) - (5)
662 \$	148 \$	
(568) \$	-	
-	-	
446 \$	100 \$	
971 \$	6 222 \$	
Coûts de Transport	Coûts d'équilibrage saisonnier	Coûts de la flexibilité opérationnelle
-	831 \$	
-	1 985 \$	
-	(18) \$	
-	-	
-	54 810 \$	
-	(5 000) \$	
-	46 434 \$	
Coûts de Transport	Coûts d'équilibrage saisonnier	Coûts de la flexibilité opérationnelle
-	-	(1 281) \$
-	-	-
-	-	-
971 \$	52 656 \$	(1 281) \$
		(1 281) \$

»

(iv) « Dans la décision D-2021-109, paragraphe 690, la Régie approuve la proposition d'Énergir visant à reconnaître l'offre interruptible uniquement au service d'équilibrage et approuve également, au paragraphe 718, la fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits au service d'équilibrage.

Ainsi, les revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits ne sont plus fonctionnalisés au service de distribution, mais plutôt au service de l'équilibrage. De ce fait, les revenus présentés à la référence (ii) se retrouvent à la ligne 23, colonne 5 de la page 2 de la référence (iii) ».

(v) Le tableau de la page 2 de la pièce B-0051 s'intitule « Analyse comparative des volumes, des revenus de la fourniture, du transport, de l'équilibrage et du SPEDE pour l'exercice clos le 30 septembre 2023 ». La Régie reproduit les colonnes 4, 5 et 6 de la ligne 23 de ce tableau ainsi que les entêtes de celles-ci :

		Revenus en (000\$)		
		Projection D-2022-123	Résultats	Écart
		(4)	(5)	(6)
23	Revenus d'équilibrage	158 311 \$	141 744 \$	(16 567) \$

(vi) Le tableau de la page 3 de la pièce B-0051 s'intitule « Analyse comparative des volumes, des revenus du transport et de l'équilibrage par tarif pour l'exercice clos le 30 septembre 2023 ». La Régie reproduit les colonnes 4, 5 et 6 des lignes 11 à 17 ce tableau ainsi que les entêtes de celles-ci :

		Revenus en (000\$)		
		Projection D-2022-123	Résultats	Écart
		(4)	(5)	(6)
10	Équilibrage (É)			
11	Petit et moyen débit - Tarif 1	130 133 \$	118 210 \$	(11 923) \$
12	Petit et moyen débit - Tarif 3	2 359 \$	2 232 \$	(126) \$
13	Grand débits - Tarif 4	23 367 \$	16 754 \$	(6 613) \$
14	Grand débits - Tarif 5	2 715 \$	5 092 \$	2 377 \$
15	Sans service d'équilibrage (biogaz)	- \$	- \$	- \$
16	Normalisation	- \$	- \$	- \$
17		158 573 \$	142 288 \$	(16 285) \$

Demandes :

7.1 Veuillez concilier les montants se rapportant aux coûts d’approvisionnement de l’équilibrage saisonnier et de la flexibilité opérationnelle rapportés en (i) et (iii), à savoir :

Écart entre résultats réels et Cause tarifaire - D-2022-123	Équilibrage saisonnier (k\$)	Flexibilité opérationnelle (k\$)
Référence (i)	81 815 \$	(23 159) \$
Référence (iii)	52 656 \$	(1 281) \$

7.2 En vous référant (ii), veuillez chiffrer chacun des facteurs expliquant l’écart de 58,7 M\$ entre les coûts d’approvisionnement prévus et réels de l’équilibrage. Veuillez également fournir les sources permettant de retracer les montants cités dans votre réponse.

7.3 En vous référant à (iv), veuillez confirmer que les revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits sont inclus à la référence (v), à savoir dans le montant de 141 744 000 \$.

7.3.1 Dans l’affirmative, veuillez indiquer le montant des revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits.

7.3.2 Dans la négative, veuillez expliquer.

7.4 Veuillez concilier les revenus totaux prévus et réels d’équilibrage rapportés aux références (v) et (vi).

7.5 En vous référant à la référence (vi), veuillez ventiler le montant des pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits selon les tarifs.

DÉPENSES D'IMPÔTS SUR LE REVENU

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0146](#), p. 4, note H;
 - (ii) Pièce [B-0070](#), p. 1, ligne 7.

Préambule :

- (i) Énergir explique l'augmentation de l'impôt sur le revenu :

« H. L'augmentation de 7,8 M\$ de la dépense d'impôts s'explique par la variation à la hausse du revenu imposable, la variation d'éléments du bénéfice dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal et un ajustement en raison d'un écart entre la déclaration et la provision de l'année antérieure. »

- (ii) Énergir présente une variation de 2,3 M\$ entre la déclaration et la provision d'impôt de l'année antérieure (2022).

Demandes :

- 8.1 Veuillez préciser les éléments significatifs expliquant la variation d'éléments du bénéfice dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal (référence (i)). Veuillez élaborer.
- 8.2 Veuillez préciser les éléments significatifs expliquant la variation de 2,3 M\$ entre la déclaration et la provision d'impôt de la référence (ii). Veuillez élaborer.

SUIVI ALÉATOIRE ANNUEL

- 9. Références :**
- (i) Dossier R-3867-2013, décision [D-2018-080](#), p. 100;
 - (ii) Dossier R-3867-2013, décision [D-2019-176](#), p. 15.
 - (iii) Pièce [B-0003](#).

Préambule :

- (i) *« [421] De plus, dans la mesure où la Régie exige des suivis a posteriori qui permettront de confirmer la rentabilité des projets d'extension de réseau et leur impact tarifaire favorable, conformément à son pouvoir de surveillance, la Régie mettra en place, dans le cadre des dossiers d'examen du rapport annuel, un processus de suivi aléatoire annuel de certains projets inférieurs au seuil afin de s'assurer de l'application et de l'efficacité du processus de gouvernance et du*

respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la présente décision. »

(ii) « [50] En conséquence, la Régie ordonne qu'une liste identifiant les projets inférieurs au seuil ainsi que leur coût respectif (« Liste de projets inférieurs au seuil réalisés – Suivi aléatoire annuel ») soit déposée par Énergir, au cours du mois suivant la fin de l'année financière, dans le cadre du dépôt du dossier d'examen du rapport annuel. Ainsi, la Régie pourra sélectionner les projets dont l'information détaillée devra être fournie en même temps que la preuve qui est usuellement déposée au mois de décembre dans ce même dossier. »

(iii) Liste des projets inférieurs au seuil de l'année 2022-2023.

Demande :

9.1 En vous référant aux références (i) et (ii), veuillez commenter la possibilité de mettre fin au suivi aléatoire annuel de la décision D-2019-176 tout en maintenant le dépôt au rapport annuel de la liste identifiant les projets inférieurs au seuil signés pendant l'année financière citée en référence (iii).

RENTABILITÉ A POSTEIORI APRÈS SIX ANS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2017

10. **Références :** Pièce [B-0103](#), p. 7.

Préambule :

« Le tableau ci-dessous présente le portrait du Plan a priori et a posteriori des 13 projets signés en 2017.

Tableau 4
Sommaire : Suivi des cas d'exceptions du plan a priori 2017

<i>A priori</i>		<i>A posteriori</i>			
Projets <i>(nombre)</i>	Investissements prévus <i>(M\$)</i>	Clients réels <i>(nombre)</i>	Volumes réels <i>(10³m³)</i>	Investissements réels <i>(M\$)</i>	IP
13	2 250	85	991	3 283	0,73

Selon les données réelles, l'IP a posteriori s'élève à 0,73. Celui-ci s'explique par le retard dans le développement d'un parc industriel de la région de Québec, pour lequel une décision du

Gouvernement, d'aller de l'avant ou non avec un projet de transport en commun, impactera sa vocation.

Tableau 5

Sommaire : Suivi des cas d'exceptions du plan a priori 2017 excluant le projet de Québec

<i>A priori</i>		<i>A posteriori</i>			
Projets (nombre)	Investissements prévus (M\$)	Clients réels (nombre)	Volumes réels (10 ³ m ³)	Investissements réels (M\$)	IP
12	976	83	855	1 722	1,15

Hormis ce projet, l'IP pour les 12 autres projets s'élève à 1,15. (...) »

Demandes :

10.1 À partir des tableaux 4 et 5 de la référence (i), la Régie note que le projet de développement d'un parc industriel de la région de Québec (le projet de Québec) a nécessité des investissements réels de 1 561 k\$ soit de 287 k\$ ou 22,5% supérieurs à ce qui était initialement prévu au plan *a priori* 2017. La Régie note également que les volumes réels pour le projet de la région de Québec sont de 136 10³m³. Veuillez valider les données et au besoin, veuillez expliquer et corriger les erreurs.

10.1.1. Veuillez fournir une brève description du projet de Québec.

10.1.2. Veuillez expliquer les motifs pour lesquels le projet de la région de Québec est en retard et expliquer les impacts sur les coûts.

10.1.3. Veuillez confirmer si les volumes de 136 10³m³ et les coûts de 1 561 k\$ du projet de Québec tiennent compte du projet de transport en commun. Veuillez commenter.

10.2 Dans l'éventualité où le projet de transport en commun cité en référence (i) ne se réalise pas, veuillez indiquer quel serait l'impact sur la vocation du projet de Québec.

Veuillez préciser les impacts sur la demande future de consommation de gaz naturel des clients du parc industriel de la région de Québec et des coûts projetés.

**PROJET VISANT LE DOUBLAGE DE LA CONDUITE
SITUÉE ENTRE SAINT-FLAVIEN ET SAINT-NICOLAS**

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0159](#), p. 46;
 - (ii) Pièce [B-0159](#), p. 47;
 - (iii) Pièce [B-0159](#), p. 51;
 - (iv) Pièce [B-0162](#), p.2; pièce B-0163, p.2, déposée sous pli confidentiel.

Préambule :

(i) En réponse à la question 19.1 de la Régie, Énergir dépose, sous forme de tableau, les hypothèses initiales du projet lors du dossier R-4158-2021 et les hypothèses retenues après l'étape de l'ingénierie détaillée.

(ii) « *Concernant l'impact sur des coûts additionnels, le fait qu'Énergir n'a jamais réalisé un tel projet réside surtout dans le fait qu'elle ne possédait pas de données contemporaines pour évaluer le coût d'un doublement d'une conduite de transmission dans une servitude existante en se basant sur des projets similaires.* » [nous soulignons]

(iii) En réponse à la question 19.8 de la Régie relative au degré de confiance d'Énergir de compléter les travaux à l'intérieur du budget prévu, Énergir renvoie la Régie à sa réponse à la question 19.7 :

« *Énergir rappelle que les données soumises au rapport annuel sont une photo prise au 30 septembre 2023. Les projections de coûts d'un projet d'investissement le sont en fonction des informations disponibles au 30 septembre. Dans le cas d'un suivi de projet pour lequel Énergir ne demande pas à la Régie d'y mettre fin, toutes les informations relatives aux coûts et à l'échéancier qui auront changé en cours d'année seront présentées au rapport annuel au 30 septembre 2024, avec les explications nécessaires le cas échéant.* » [nous soulignons]

(iv) Énergir dépose une version amendée des montants budgétés au moment de la demande d'investissement ainsi que des coûts réels projetés en date du 30 septembre 2023.

Demandes :

11.1 Considérant le raffinement des hypothèses présenté à la référence (i) :

11.1.1 Veuillez indiquer à quel moment l'étape de l'ingénierie détaillée a été complétée.

- 11.1.2 Veuillez confirmer si une mise à jour des coûts projetés du projet a été réalisée après l'étape de l'ingénierie détaillée. Dans l'affirmative, veuillez indiquer le dépassement des coûts en dollars et en %, par rapport à ceux prévus initialement.
- 11.2 Dans de futurs projets, veuillez élaborer sur l'opportunité d'amélioration des processus que représenterait la possibilité de procéder à l'ingénierie détaillée avant le dépôt à la Régie d'une demande relative à un projet d'investissement, pour lequel Énergir ne possède pas de données contemporaines, comme illustré à la référence (ii).
- 11.3 Compte tenu des dépassements de coûts déjà engagés, veuillez indiquer si une actualisation des coûts projetés à la référence (iv) a été effectuée. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette mise à jour, même si ces données seront présentées au rapport annuel au 30 septembre 2024, comme mentionné à la référence (iii).