RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR À COMPTER DU 1ER OCTOBRE 2021

PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

1. Référence : Pièce B-0031, p. 41 et 42.

Préambule :

« *Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles pour le scénario de base établie au moment de la Cause tarifaire 2020-2021 (3 157,2 10^6m³) et la révision volumétrique 4/8 2021 (3 154,1 10^6m³). Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente* ».

Au Tableau 14, les livraisons anticipées au 30 septembre 2021 pour la révision volumétrique 4/8 2021 s'élèvent à 3 099,7 10^6m³.

Demande :

1.1 Veuillez confirmer la prévision pour les livraisons anticipées au 30 septembre 2021, soit 3 154,1 10^6m^3 ou 3 099,7 10^6m³.

Réponse :

La prévision pour les livraisons anticipées au 30 septembre 2021 est de 3 099,7 10^6m³. Une version révisée de la pièce Énergir-H, Document 1 est déposée.

2. Références : (i) Pièce B-0031, p. 48;
(ii) Pièce B-0031, p. 51;
(iii) Pièce B-0031, p. 53.

Préambule :

(i) Extrait du Tableau 17, « Livraisons de gaz naturel 2022-2025 Marché grandes entreprises », ligne 8.

3	*Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)*	*2 772,4*	*327,3*	*3 099,7*
4	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,7)	(5,9)	(28,6)
5	Gains (pertes) face à la concurrence	1,6	(12,3)	(10,7)
6	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(5,0)	(1,9)	(6,9)
7	Fluctuations de production	42,7	(5,5)	37,2
8	Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5	0,0	0,0	0,0
9	Nouvelles ventes	17,0	0,0	17,0
10	Gaz d'appoint concurrence	0,0	(17,1)	(17,1)
11	Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
12	*Livraisons anticipées au 30 septembre 2022 (avant interruptions)*	*2 806,1*	*284,5*	*3 090,6*

(ii) Extrait du Tableau 18, « Livraisons de gaz naturel 2022-2025 Marché petit et moyen débits », ligne 7.

	DESCRIPTION	$10^6 m^3$
1	*Livraisons anticipées au 30 septembre 2021*	*2 874,9*
2	Économie d'énergie hors programmes	(8,7)
3	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(18,9)
4	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	110,2
5	Normale climatique	(3,4)
6	Impact du 29 février	-
7	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(3,6)
8	Maturation des nouvelles ventes	72,9
9	*Livraisons anticipées au 30 septembre 2022*	*3 023,4*

(iii) « ***Migration des clients entre les tarifs D_1, D_3 et D_4, D_5 :*** *La migration des clients consiste en un transfert de volumes entre les tarifs D_4 et D_5 et les tarifs D_1 et D_3. Trois clients migreront des tarifs D_1 et D_3 vers les tarifs D_4 et D_5, ce qui impactera à la baisse les livraisons en 2022 de 3,6 $10^6 m^3$ aux tarifs D_1 et D_3. Aucune autre migration tarifaire n'est prévue pour les années subséquentes* ».

Demande :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi les prévisions de livraisons des trois clients qui migreront des tarifs D_1 et D_3 vers les tarifs D_4 et D_5 (référence (iii)) apparaissent au tableau 18 (référence (ii)) et n'apparaissent pas au tableau 17 (référence (i)).

Réponse :

Aux petit et moyen débits (PMD), l'écart des prévisions de livraisons entre 2021 et 2022 pour les trois clients s'explique par la migration tarifaire, puisqu'ils consomment aux tarifs D_1 ou D_3 une partie de l'année 2021, puis migrent vers le tarif D_4. Toutefois, lorsqu'on analyse les prévisions de livraisons de ces clients au niveau du marché grandes entreprises, la raison principale de l'écart de livraisons entre 2021 et 2022 n'est pas la migration tarifaire. Par exemple, un des trois clients identifiés est un nouveau client qui démarre sa production. Au PMD, la variation de consommation de ce client de 2,2 m³ entre 2021 et 2022 s'explique par la migration tarifaire du tarif D_1 vers le tarif D_4. Toutefois, au tarif D_4, la variation de consommation entre 2021 et 2022 de 13,1 10^6 m³ s'explique par l'accroissement graduel de la production.

3. Références : (i) Pièce B-0031, p. 65;
(ii) Pièce B-0031, p. 66.

Préambule :

(i) « *À ce jour, un seul fournisseur a obtenu la certification EO100, mais d'autres producteurs sont en démarche en vue de l'obtenir, ce qui permettrait à Énergir de diversifier ses fournisseurs pour remplir ses objectifs en lien avec l'Initiative* ».

(ii) « *Dans son rapport sur la résilience climatique présenté en février 2021, Énergir identifie l'Initiative comme étant un des indicateurs permettant de suivre l'incidence de ses orientations stratégiques en matière de décarbonation dans sa chaîne de valeur. En favorisant des relations d'affaires avec des producteurs gaziers proactifs et responsables, l'Initiative permet d'améliorer la transparence et de favoriser l'adoption de meilleures pratiques environnementales, sociales et de gouvernance au sein de l'industrie. À ce titre, pour l'approvisionnement en gaz naturel d'origine fossile acheté par Énergir (gaz de réseau), l'entreprise vise à ce que 100 % de ses achats se fassent dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030. Pour ce faire, Énergir entend donc rendre l'Initiative pérenne*.

Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2021-2022 selon les mêmes modalités que celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020, mais en augmentant la prime maximale pour les coûts associés à l'initiative à [redacted]. *Cette prime maximale pourrait amener à environ 40 % l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative pour l'année 2021-2022. Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du volume de 40 % du gaz de réseau est une cible et non pas une limite. Si la prime maximale permettait d'acquérir un volume de gaz plus important,*

par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le ferait tout en assurant une diversité d'approvisionnement. En effet, Énergir s'assurera de maintenir une diversité de fournisseurs. Ainsi, pour l'année 2021-2022, Énergir poursuivra ses efforts afin d'attirer de nouveaux fournisseurs et d'augmenter la proportion du gaz de réseau achetée sous cette Initiative ». [note en bas de page omise], [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer si Énergir entend limiter les volumes qu'elle contracte en vertu de l'Initiative à moins de 40 % pour l'année 2021-2022 (référence (ii)) dans le cas où il n'y aurait toujours qu'un seul fournisseur ayant obtenu la certification EO100 (référence (i)).

Réponse :

Énergir confirme que dans le cas où il n'y aurait toujours qu'un seul fournisseur ayant obtenu la certification EO100, elle entend limiter les volumes qu'elle contracte en vertu de l'Initiative à moins de 40 % pour l'année 2021-2022 afin de maintenir une diversité de fournisseurs.

3.2 Veuillez élaborer quant aux ajustements qu'Énergir est prête à faire à son objectif d'effectuer 100 % de ses achats dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030 (référence (ii)) de façon à maintenir une diversité de fournisseurs.

Réponse :

L'objectif d'effectuer 100 % des achats de gaz de réseau dans le cadre de l'Initiative à l'horizon 2030 demeure une cible basée sur une évolution attendue au niveau de l'offre et des pratiques des différents fournisseurs de l'industrie. Énergir est confiante que cet objectif est atteignable et que la diversité de l'offre saura croître de façon importante dans les prochaines années. Dans le cas contraire, cet objectif, tout comme le cadre de l'Initiative, pourra être modifié pour répondre aux enjeux auxquels pourrait faire face Énergir dans l'atteinte de son objectif.

3.3 Veuillez estimer le montant de la prime annuelle, à terme, qui serait nécessaire pour amener à 100 % l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative d'ici 2030 (référence (ii)).

Réponse :

En fonction des hypothèses actuelles, Énergir estime le montant de la prime annuelle nécessaire pour amener à 100 % l'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative d'ici 2030 à environ [redacted]. Toutefois, Énergir espère que les pratiques d'approvisionnement

responsable deviendront la norme dans l'industrie ce qui aurait comme impact, à terme, d'éliminer le besoin de payer une prime.

4. Références : (i) Pièce B-0031, p. 58;
(ii) Pièce B-0031, Annexe 16.

Préambule :

(i) Extrait du Tableau 23, Scénario défavorable, Livraisons globales de gaz naturel 2022-2025 (avant interruptions) ($10^6 m^3$) :

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2022-2025			
	4/08 2021	2022	2023	2024	2025
Service continu	5 536,3	5 641,6	5 611,2	5 544,2	5 460,2
Grandes entreprises	2 724,3	2 717,0	2 732,7	2 717,7	2 701,4
Petit et moyen débits	2 812,0	2 924,7	2 878,6	2 826,5	2 758,8
Service interruptible	319,2	210,8	198,9	195,7	192,7
Contrat régulier	233,9	210,8	198,9	195,7	192,7
Contrat gaz d'appoint	85,3	-	-	-	-
Total	***5 855,5***	***5 852,4***	***5 810,2***	***5 739,9***	***5 652,9***

(ii) Extrait du Plan d'approvisionnement 2022-2025, Scénario défavorable :

		2022 (1)	2023 (2)	2024 (3)	2025 (4)
	DEMANDE ($10^6 m^3$)				
1	Continue	5 610	5 402	5 337	5 254
2	Interruptible	211	377	372	368
3	Gaz d'appoint	65	65	65	65
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	32	31
5	*Sous-total*	*5 917*	*5 875*	*5 805*	*5 718*
6	Interruptions	-2	-4	-7	-6
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	33	32	32	32
8	Compression (transport et entreposage)	126	129	125	122
9	Écart de mesurage	0	0	0	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 074**	**6 033**	**5 955**	**5 866**

Demande :

4.1 Veuillez concilier le tableau 22 (référence (i)) et les chiffres des dix premières rangées du tableau à l'Annexe 16 (référence (ii)).

Réponse :

L'écart entre les tableaux est relatif aux volumes de gaz d'appoint qui ont été intégrés au scénario défavorable par erreur. Énergir dépose une version révisée de l'annexe 16 de la

pièce B-0031, Énergir-H, Document 1 afin de présenter le tableau du scénario défavorable sans ces volumes**.**

5. Références : (i) Pièce B-0031, p. 77;
(ii) Pièce B-0086, p. 1, ligne 8, colonne 7.

Préambule :

(i) Énergir présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis pour l'année 2021-2022 :

	10^3m^3/jour
Demande continue en journée de pointe	36 875
Débit quotidien hiver extrême	35 397
Maximum (demande de pointe; hiver extrême)	**36 875**

(ii) Dans le calcul des prix d'équilibrage, Énergir présente une valeur pour la consommation journalière de pointe de 37 021 10^3m^3.

Demande :

5.1 Veuillez expliquer pour quelles raisons la valeur de la demande continue en journée de pointe présentée à la référence (i) est différente de la valeur pour la consommation journalière de pointe présentée à la référence (ii).

Réponse :

La valeur pour la consommation journalière de pointe utilisée pour le calcul des prix d'équilibrage par Énergir à chaque cause tarifaire est basée sur la consommation réelle observée l'année précédente, en l'occurrence 2020-2021, tandis que la demande continue en journée de pointe présentée en référence (i) correspond à un volume projeté pour l'année 2021-2022**.**

AUGMENTATION DES CAPACITÉS DE RETRAIT AUX SITES D'INTRAGAZ SITUÉS À POINTE-DU-LAC ET À SAINT-FLAVIEN

6. Références :
(i) Pièce B-0020, p. 6;
(ii) Pièce B-0020, p. 6, note de bas de page nº 3;
(iii) Dossier R-4157-2021, pièce B-0006, p. 24, tableau 3;
(iv) Pièce B-0020, p. 12;
(v) Pièce B-0020, p. 12, note de bas de page nº 8;
(vi) Dossier R-4158-2021, pièce B-0006, p. 21, tableau 3.

Préambule :

(i) « *Énergir est d'avis que la valeur de l'investissement d'Intragaz s'évalue par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme sur la durée de vie des projets. Dans ce cas-ci, l'outil que les projets d'Intragaz permettent de substituer à long terme est du transport Firm Transportation Short Haul (FTSH) sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 630 10³m³/jour (23 872 GJ/jour) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport à long terme pour répondre à la journée de pointe.*

*Ainsi, l'évaluation de la valeur des projets estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (par exemple : base de tarification et gaz de compression), la valeur des projets se compare directement au coût annuel du transport qu'ils remplacent, soit au taux actuel environ 5,6 M$ (23 872 GJ/jour * 0,6641 $/GJ * 365 jours = 5,6 M$). Puisque l'impact tarifaire annuel total des projets est estimé à 3,04 M$, comme présenté aux tableaux 1 et 2, les économies annuelles, basées uniquement sur les économies à long terme de transport, serait de l'ordre de 2,56 M$ (5,6 M$ - 3,04 M$). Cependant, il est à noter que le nouveau compresseur qu'Intragaz prévoit installer à Saint-Flavien sera électrique et à l'instar des coûts de compression d'aujourd'hui, Énergir assumera les frais liés à l'utilisation de ce compresseur. Ainsi, puisque le différentiel des coûts de gaz de compression et d'électricité est estimé à 0,375 M$ annuellement, les économies nettes seraient alors de 2,185 M$ (2,56 M$ – 0,375 M$)* » [note de bas de page supprimée], [nous soulignons]

(ii) La note de bas de page nº 3 précise que le tarif de 0,6641 $/GJ correspond au taux combiné du transport FTSH-Parkway et M12.

(iii) Intragaz présente l'impact tarifaire selon trois scénarios de coûts des projets d'accroissement de capacité à Pointe-du-Lac (PDL) et Saint-Flavien (SFL), Il s'agit d'un scénario des coûts prévus ainsi qu'un scénario de hausse et de baisse de +/- 15 % des coûts.

Selon ce tableau, le coût de service marginal des Projets PDL et SFL uniforme sur 10 ans se chiffre à 3,04 M$ (= 1,931 M$ + 1,115 M$). Il se chiffrerait à 2,6 M$ (= 1,664 M$ + 0,911 M$) si les coûts subissaient une baisse de 15 % par rapport à ceux prévus. Également, ce coût de service

marginal sur 10 ans passerait à 3,5 M$ (= 2,198 M$ + 1,318) si les coûts subissaient une hausse de 15 % par rapport à ceux prévus.

(iv) « *Énergir est d'avis que la valeur de son projet et l'augmentation associée de la capacité de retrait à Saint-Flavien s'évaluent par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme sur la durée de vie du projet. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 650 10³m³/jour (24 629 GJ/jour) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport à long terme pour répondre à la journée de pointe.*

*Ainsi, l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (par exemple : base de tarification et gaz de compression), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit au taux actuel environ 5,97 M$ (24 629 GJ/jour * 0,6641 $/GJ7 14 * 365 jours = 5,97 M$).*

Sans tenir compte des économies reliées au projet d'Énergir, l'impact tarifaire moyen est estimé à environ 2,94 M$. En considérant des économies annuelles de 5,97 M$ identifiées au paragraphe précédent, les économies annuelles nettes du projet seraient de l'ordre de 3,03 M$ (5,97 M$ - 2,94 M$). » [note de bas de page supprimée, nous soulignons]

(v) La note de bas de page n° 8 précise que le montant de 2,94 M$ correspond à « [l']*impact tarifaire moyen des trois premières années au revenu requis du projet, excluant les économies prévues en transport* ». [nous soulignons]

(vi) Énergir présente les impacts tarifaires selon trois scénarios de coûts du projet visant le doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas. Il s'agit d'un scénario des coûts prévus ainsi qu'un scénario de hausse et de baisse de +/- 15 % des coûts. Les impacts tarifaires sont présentés sur les horizons de 5 ans, 10 ans, 20 ans et 40 ans et ils incluent les économies annuelles associées à la réduction des coûts de transport d'Énergir.

Demandes :

6.1 En vous référant à (i), veuillez valider que l'impact tarifaire de - 3,04 M$ correspond au coût de service marginal des Projets PDL et SFL uniforme sur 10 ans, tel que présenté en (iii).

Dans la négative, veuillez indiquer l'horizon de calcul de l'impact tarifaire de - 3,04 M$ et veuillez fournir les détails.

Réponse :

Énergir confirme que l'impact tarifaire de 3,04 M$ correspond au coût de service marginal des Projets PDL et SFL uniforme sur 10 ans.

Par ailleurs, Énergir souhaite apporter la correction suivante à la pièce B-0020, p. 6, après avoir repéré une erreur dans le calcul du coût annuel du transport :

« *Ainsi, l'évaluation de la valeur des projets estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (par exemple : base de tarification et gaz de compression), la valeur des projets se compare directement au coût annuel du transport qu'ils remplacent, soit au taux actuel environ ~~5,6 M$~~ 5,79 M$ (23 872 GJ/jour * 0,6641 $/GJ * 365 jours = ~~5,6 M$~~ 5,79 M$). Puisque l'impact tarifaire annuel total des projets est estimé à 3,04 M$, comme présenté aux tableaux 1 et 2, les économies annuelles, basées uniquement sur les économies à long terme de transport, seraient de l'ordre de ~~2,56 M$~~ 2,75 M$ (~~5,6 M$~~ 5,79 M$ - 3,04 M$). Cependant, il est à noter que le nouveau compresseur qu'Intragaz prévoit installer à Saint-Flavien sera électrique et à l'instar des coûts de compression d'aujourd'hui, Énergir assumera les frais liés à l'utilisation de ce compresseur. Ainsi, puisque le différentiel des coûts de gaz de compression et d'électricité est estimé à 0,375 M$ annuellement, les économies nettes seraient alors de ~~2,185 M$~~ 2,371 M$ (~~2,56 M$~~ 2,75 M$ – 0,375 M$)* ».

Une version révisée de la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5 est déposée avec la correction susmentionnée.

6.2 En se basant sur les données des dossiers tarifaires, veuillez présenter le taux combiné du transport FTSH-Parkway et M12 en complétant le tableau suivant :

Dossier tarifaire	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
FTSH-Parkway										
En $/GJ										
En ¢/m^3										
M12										
En $/GJ										
En ¢/m^3										
Total										
En $/GJ										0,6641
En ¢/m^3										

Réponse :

Dossier tarifaire	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
FTSH-Parkway										
En $/GJ	0,4690	0,4690	0,4119	0,6610	0,6760	0,6840	0,5980	0,4382	0,4254	0,5436
En ¢/m^3	1,7772	1,7772	1,5606	2,5040	2,5610	2,5920	2,2660	1,6600	1,6120	2,0600
M12										
En $/GJ	0,0767	0,0783	0,0796	0,0860	0,0950	0,1120	0,1220	0,1220	0,1194	0,1205
En ¢/m^3	0,2905	0,2967	0,3015	0,3240	0,3590	0,4240	0,4630	0,4620	0,4520	0,4570
Total										
En $/GJ	0,5457	0,5473	0,4914	0,7470	0,7710	0,7960	0,7200	0,5602	0,5448	0,6641
En ¢/m^3	2,0677	2,0739	1,8621	2,8280	2,9200	3,0160	2,7290	2,1220	2,0640	2,5170

6.3 En vous référant à la réponse à la question précédente, veuillez expliquer les fluctuations des prix du transport sur les tronçons FTSH-Parkway et M12. Également, veuillez commenter sur les perspectives de prix et de leur volatilité à long terme.

Réponse :

Pour le tronçon FTSH-Parkway, les coûts inscrits jusqu'à la Cause tarifaire 2014-2015 étaient le reflet des tarifs de TCPL jusqu'en 2013-2014, soit avant le déplacement de la structure d'approvisionnement d'Énergir d'Empress vers Dawn. Depuis le passage à Dawn, les prix du transport intègrent les modalités d'une entente intervenue entre les distributeurs de l'Est (Ontario et Québec) et TCPL, couvrant la période de 2015-2016 à 2020-2021, ayant pour objectif de compenser le manque à gagner de TCPL causé par la faible utilisation de ses actifs de l'Ouest, modifiant ainsi la base de tarification pour le transport Parkway – Energir EDA. À la Cause tarifaire 2019-2020, le tarif de transport a diminué substantiellement suivant la disposition du solde d'un compte de frais reportés cumulant les trop-perçus/manques à gagner dans les tarifs de TCPL. Un premier ajustement à la baisse du tarif a alors été réalisé en 2018-2019, puis une baisse plus importante des tarifs a été appliquée sur les années 2019-2020 et 2020-2021. La hausse des tarifs de transport à compter du dossier tarifaire 2021-2022 s'explique par la conclusion d'une seconde entente entre tous les expéditeurs du réseau principal et TCPL venant fixer les tarifs pour une période de 6 ans, soit du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2026.

La hausse importante des tarifs sur M12 à partir de 2015-2016 est liée aux investissements importants sur le réseau d'Enbridge afin d'augmenter les capacités de transport sur le tronçon Dawn-Parkway. Les investissements nécessaires ayant déjà été réalisés, aucune baisse ou hausse significative du tarif sur M12 n'est prévue d'ici 2025-2026, comparativement à celui de la Cause tarifaire 2021-2022.

Au-delà de l'année 2025-2026, la prévisibilité des tarifs de transport sur les tronçons FTSH-Parkway et M12 est bonne et la probabilité que surviennent des événements capables de faire varier les tarifs de TCPL comme ceux vécus dans les 10 dernières années semble faible.

6.4 En vous référant à (i), veuillez produire une analyse de sensibilité des économies nettes relatives à la nouvelle capacité de retrait en franchise de 630 $10^3 m^3$/jour en combinant les facteurs suivants :

- les fluctuations des prix du transport sur les tronçons FTSH-Parkway et M12 au cours des 10 dernières années selon la réponse à la question 6.2;
- les impacts tarifaires selon une hausse ou une baisse des coûts des Projets PDL et SFL tel qu'il appert en (iii).

Veuillez présenter l'analyse de sensibilité selon le format suivant :

	Prix du transport FTSH-Parkway et M12		
	Selon dossier tarifaire 2021-2022	Selon prix le plus élevé au cours des dix dernières années	Selon prix le plus faible au cours des dix dernières années
Coûts prévus	2,185 M$		
Hausse des coûts de 15 %			
Baisse des coûts de 15 %			

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 6.1, Énergir a corrigé la valeur des économies nettes annuelles générées par les projets d'investissement d'Intragaz initialement évaluée à 2,185 M$ dans la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5, p. 6.

Ainsi, les économies générées sont en réalité de l'ordre de 2,371 M$. Cette valeur a donc été utilisée comme base de l'analyse de sensibilité.

	Prix du transport FTSH-Parkway et M12		
	Selon dossier tarifaire 2021-2022	**Selon prix le plus élevé au cours des dix dernières années[1]**	**Selon prix le plus faible au cours des dix dernières années[2]**
	(M$)	*(M$)*	*(M$)*
Coûts prévus	~~2,185~~ 2,371	3,521	0,867
Hausse des coûts de 15 %	1,915	3,065	0,411
Baisse des coûts de 15 %	2,827	3,977	1,323

[1] Le tarif le plus élevé ayant eu cours en 2017-2018 au moment de l'entente entre les distributeurs de l'Est et TCPL achevée en 2020-2021, Énergir considère que ce prix n'est pas représentatif de conditions tarifaires futures.

[2] Le tarif le plus faible ayant eu cours en 2014-2015 avant le passage d'Énergir à Dawn en 2015-2016, Énergir considère que ce prix n'est pas représentatif de conditions tarifaires futures.

Énergir recommande que cette analyse de sensibilité se lise en considérant les éléments des réponses aux questions 6.3 et 6.5.

6.5 En vous référant à la réponse à la question précédente, veuillez commenter l'analyse de sensibilité.

Réponse :

Énergir souligne que les tarifs de transport les plus élevés et les plus faibles au cours des 10 dernières années ne peuvent être extrapolés. En effet, ils étaient le reflet de conditions d'approvisionnement de la franchise d'Énergir différentes des conditions actuelles et d'un contexte réglementaire particulier. Il est peu probable que ces mêmes conditions et ce même contexte réglementaire précis se reproduisent dans le futur.

À long terme, toutes choses étant égales par ailleurs et en l'absence d'indications contraires, les tarifs devraient demeurer stables dans le temps et n'être sujets qu'à l'inflation.

6.6 En vous référant à (iv) et (v), veuillez commenter sur la pertinence de déterminer les économies nettes de l'accroissement de capacité de retrait de 650 10^3m^3/jour en utilisant un impact tarifaire sur trois ans alors qu'il est calculé sur un horizon de 10 ans pour la détermination des économies nettes de l'accroissement de capacité de retrait de 630 10^3m^3/jour.

Réponse :

Il n'y a pas de raisons particulières pour lesquelles Énergir a choisi un impact tarifaire sur trois ans, hormis le fait que l'impact tarifaire d'un an ne lui semblait pas représentatif.

6.7 En vous référant à (v), veuillez expliquer la pertinence d'exclure les économies prévues en transport dans la détermination de l'impact tarifaire.

Réponse :

L'impact tarifaire mentionné par Énergir à la référence (v) est l'impact tarifaire brut, c'est-à-dire l'impact tarifaire à la hausse qu'aurait le projet s'il ne générait aucune économie. Énergir a besoin de connaître cet impact tarifaire brut afin de réaliser l'analyse de long terme.

Dans un premier temps, l'analyse d'Énergir mentionnée à la référence (v) présente les économies prévues en transport au plan d'approvisionnement, soit environ 5,97 M$. Il s'agit ici d'économies brutes qui ne tiennent pas compte de l'augmentation des tarifs causée par l'investissement d'Énergir proposé dans le dossier R-4158-2021, car le plan d'approvisionnement ne tient pas compte de ce type d'impact tarifaire. Ainsi, pour estimer les économies nettes annuelles pour les clients, aux économies brutes estimées de 5,97 M$, il faut soustraire « l'impact tarifaire à la hausse » qu'aura l'investissement d'Énergir. Cet impact tarifaire à la hausse, Énergir ne peut l'estimer qu'en utilisant le revenu requis du projet, en y excluant les économies prévues en transport.

Cette façon de faire se rapproche de la façon d'analyser les projets d'Intragaz. L'impact tarifaire de 3,04 M$ qu'indique Intragaz à la pièce B-0006, Intragaz-1, Document 1 (dossier R-4157-2021)[1], se veut également un « impact tarifaire brut » avant application des économies en transport par Énergir. Ainsi, le 3,04 M$ présenté par Intragaz est l'équivalent du 2,94 M$ « d'impact tarifaire brut sans tenir compte des économies de transport » d'Énergir.

6.8 En utilisant le format du tableau de la référence (vi), veuillez présenter les impacts tarifaires en excluant les économies prévues en transport comme mentionné en (v).

[1] Voir aussi dans le présent dossier la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5, p. 5, ligne 3.

Réponse :

Comme demandé par la Régie, Énergir présente les effets tarifaires au tableau A, en excluant les économies prévues en transport :

Tableau A

Coûts	Effet tarifaire brut 5 ans	Effet tarifaire brut 10 ans	Effet tarifaire brut 20 ans	Effet tarifaire brut 40 ans
	(000 $)	*(000 $)*	*(000 $)*	*(000 $)*
100 %	13 358	25 048	41 579	56 572
+15 %	15 113	28 359	47 091	64 055
-15 %	11 604	21 737	36 066	49 089

Toutefois, afin que ces données soient comparables à celles présentées au 1er paragraphe de la page 9, pièce B-0006, Énergir-1, Document 1 du dossier R-4158-2021, Énergir a divisé l'effet tarifaire brut du tableau A par le nombre d'années visées par l'effet tarifaire. Énergir présente donc l'effet tarifaire brut annuel moyen dans le tableau B ci-dessous.

Tableau B

Coûts	Effet tarifaire brut annuel moyen 5 ans	Effet tarifaire brut annuel moyen 10 ans	Effet tarifaire brut annuel moyen 20 ans	Effet tarifaire brut annuel moyen 40 ans
	(000 $)	*(000 $)*	*(000 $)*	*(000 $)*
100 %	2 672	2 505	2 079	1 414
+15 %	3 023	2 836	2 355	1 601
-15 %	2 321	2 174	1 803	1 227

Le tableau B démontre que tous les effets tarifaires bruts annuels moyens sont inférieurs à la hausse annuelle de 2,94 M$ sur les coûts bruts des clients, à la suite de l'investissement de 49,3 M$ du Projet, utilisés dans l'analyse d'Énergir à la page 9 de la pièce B-0006, Énergir-1, Document 1 du dossier R-4158-2021 (moyenne 3 ans), à l'exception de l'effet tarifaire brut annuel moyen sur 5 ans avec une hausse des coûts de 15 %.

Ainsi, comme démontré au tableau C ci-dessous, outre le cas d'exception nommé ci-haut, en comparant l'effet tarifaire brut annuel moyen avec les économies reliées à la réduction des outils de transport (coûts évités), qui s'élèvent à 5,97 M$ (1er paragraphe de la page 9, pièce B-0006, Énergir-1, Document 1 du dossier R-4158-2021), les économies nettes demeurent significatives et s'améliorent dans tous les autres scénarios, comparativement aux économies

nettes projetées de 3,03 M$ dans l'analyse d'Énergir (ligne 16, page 8, pièce B-0006, Énergir-1, Document 1 du dossier R-4158-2021).

Tableau C

Coûts	Effet tarifaire net annuel moyen 5 ans	Effet tarifaire net annuel moyen 10 ans	Effet tarifaire net annuel moyen 20 ans	Effet tarifaire net annuel moyen 40 ans
	(000 $)	*(000 $)*	*(000 $)*	*(000 $)*
100 %	-3 298	-3 465	-3 891	-4 556
+15 %	-2 947	-3 134	-3 615	-4 369
-15 %	-3 649	-3 796	-4 167	-4 743

N. B. Le tableau C présente les écarts entre les économies en transport estimées de 5,97 M$ (fixées pour les différentes périodes) et les impacts tarifaires bruts annuels moyens du tableau B.

7. Références : (i) Pièce B-0020, p. 7;
(ii) Pièce B-0031, p. 113, l. 16, 1. 24 et l. 25.

Préambule :

(i) Énergir explique ce qui suit :

« *En effet, comme il est possible d'observer à la page 1 de l'annexe 7 de la pièce Énergir-H, Document 1, des capacités de transport auprès de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) viendront à échéance dès la fin octobre 2026. Ces capacités de transport venant à échéance représentent 11 776 10³m³/jour (364 TJ/jour), soit un peu plus de 15 fois la capacité de retrait supplémentaire qu'apporteront les projets* ». [nous soulignons]

(ii) Énergir présente les contrats d'approvisionnement existants :

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT

	Segment	Transporteur (service)	Échéance	Débit total Année 2022 (10^3m^3/an)	Débit quotidien 2021-10-01 (10^3m^3/jour)	2021-11-01 (10^3m^3/jour)	2022-11-01 (10^3m^3/jour)	2023-11-01 (10^3m^3/jour)	2024-11-01 (10^3m^3/jour)	Modalité contractuelle	Note
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(10)	(11)	(12)
5	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
6			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2	
7			2030-12-31	19	53	53	53	53	53	2	
8			*sous-tot.*	*819*	*2 243*	*2 243*	*2 243*	*2 243*	*2 243*		
9	NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	703	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	2	
10			*sous-tot.*	*703*	*1 927*	*1 927*	*1 927*	*1 927*	*1 927*		
11	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	19	53	53	53	53	53	2	
12			2030-12-31	96	264	264	264	264	264	2	
13			*sous-tot.*	*116*	*317*	*317*	*317*	*317*	*317*		
14	Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2026-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
15			2026-10-31	318	872	872	872	872	872	1	
16			*Sous-total*	*800*	*2 192*	*2 192*	*2 192*	*2 192*	*2 192*		
17		Tierce partie	2022-10-31	260	711	711	0	0	0	3	
18			2024-10-31	790	2 164	2 164	2 164	2 164	0	4	
19			*Sous-total*	*1 050*	*2 875*	*2 875*	*2 164*	*2 164*	*0*		
20	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2026-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
21			2026-10-31	247	676	676	676	676	676	1	
22			2026-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
23			2026-10-31	193	528	528	528	528	528	1	
24			*Sous-total*	*2 082*	*5 705*	*5 705*	*5 705*	*5 705*	*5 705*		
25		TCPL (FTSH)	2026-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
26			2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1	
27			2031-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1	
28			2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1	
29			2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1	
30			2032-10-31	349	955	955	955	955	955	1	
31			2041-10-31	201	0	602	602	602	602	1	
31			*Sous-total*	*4 862*	*12 770*	*13 372*	*13 372*	*13 372*	*13 372*		
32	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	405	1	
33			*Sous-total*	*148*	*405*	*405*	*405*	*405*	*405*		
34	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	5	
35			2022-03-31	504	1 381	1 381	1 381	0	0	5	
36			2022-03-31	221	605	605	605	0	0	5	
37			2025-10-31	2 463	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	5	
38			2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	1 043	5	
39			2031-10-31	190	521	521	521	521	521	5	
40			2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	2 261	5	
41			2032-10-31	353	968	968	968	968	968	5	
45			*Sous-total*	*5 584*	*15 298*	*15 298*	*15 298*	*13 312*	*13 312*		
47		Tierce partie	2023-10-31	540	1 479	1 479	1 479	0	0		1
48			2024-03-31	855	2 342	2 342	2 342	2 342	0		1
48			*Sous-total*	*1 394*	*3 820*	*3 820*	*3 820*	*2 342*	*0*		

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT GJ

	Segment	Transporteur (service)	Échéance	Débit total Année 2022 (10^3m^3/an)	Débit quotidien 2021-10-01 (10^3m^3/jour)	2021-11-01 (10^3m^3/jour)	2022-11-01 (10^3m^3/jour)	2023-11-01 (10^3m^3/jour)	2024-11-01 (10^3m^3/jour)	Modalité contractuelle	Note
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(10)	(11)	(12)
5	Empress-NBJ	TCPL (LTFP)	2030-12-31	26 645 000	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000	2	
6			2030-12-31	3 650 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	2	
7			2030-12-31	730 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2	
8			*sous-tot.*	*31 025 000*	*85 000*	*85 000*	*85 000*	*85 000*	*85 000*		
9	NBJ-Energir EDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	26 645 000	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000	2	
10			*sous-tot.*	*26 645 000*	*73 000*	*73 000*	*73 000*	*73 000*	*73 000*		
11	NBJ-Energir NDA	TCPL (LTFP)	2030-12-31	730 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2	
12			2030-12-31	3 650 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	2	
13			*sous-tot.*	*4 380 000*	*12 000*	*12 000*	*12 000*	*12 000*	*12 000*		
14	Dawn-Energir EDA	TCPL (FTSH)	2026-10-31	18 250 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	1	
15			2026-10-31	12 092 520	33 048	33 048	33 048	33 048	33 048	1	
16			*Sous-total*	*30 312 520*	*83 048*	*83 048*	*83 048*	*83 048*	*83 048*		
17		Tierce partie	2022-10-31	9 837 480	26 952	26 952	0	0	0	3	
18			2024-10-31	29 930 000	82 000	82 000	82 000	82 000	0	4	
19			*Sous-total*	*39 767 480*	*108 952*	*108 952*	*82 000*	*82 000*	*0*		
20	Parkway-Energir EDA	TCPL (STS)	2026-10-31	16 425 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	1	
21			2026-10-31	9 354 585	25 629	25 629	25 629	25 629	25 629	1	
22			2026-10-31	45 823 925	125 545	125 545	125 545	125 545	125 545	1	
23			2026-10-31	7 300 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	1	
24			*Sous-total*	*78 903 510*	*216 174*	*216 174*	*216 174*	*216 174*	*216 174*		
25		TCPL (FTSH)	2026-10-31	23 725 000	65 000	65 000	65 000	65 000	65 000	1	
26			2031-10-31	87 289 020	239 148	239 148	239 148	239 148	239 148	1	
27			2031-10-31	14 235 000	39 000	39 000	39 000	39 000	39 000	1	
28			2031-10-31	7 117 500	19 500	19 500	19 500	19 500	19 500	1	
29			2031-10-31	31 025 000	85 000	85 000	85 000	85 000	85 000	1	
30			2032-10-31	13 213 000	36 200	36 200	36 200	36 200	36 200	1	
31			2041-10-31	7 620 878	0	22 817	22 817	22 817	22 817	1	
31			*Sous-total*	*184 225 398*	*483 848*	*506 665*	*506 665*	*506 665*	*506 665*		
32	Parkway-Energir NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	5 594 355	15 327	15 327	15 327	15 327	15 327	1	
33			*Sous-total*	*5 594 355*	*15 327*	*15 327*	*15 327*	*15 327*	*15 327*		
34	Dawn-Parkway	Enbridge Gas (M12)	2027-10-31	23 725 000	65 000	65 000	65 000	65 000	65 000	5	
35			2022-03-31	19 105 195	52 343	52 343	52 343	0	0	5	
36			2022-03-31	8 361 420	22 908	22 908	22 908	0	0	5	3
37			2025-10-31	94 091 160	257 784	257 784	257 784	257 784	257 784	5	
38			2031-10-31	14 420 055	39 507	39 507	39 507	39 507	39 507	5	
39			2031-10-31	7 210 210	19 754	19 754	19 754	19 754	19 754	5	
40			2031-10-31	31 273 200	85 680	85 680	85 680	85 680	85 680	5	
41			2032-10-31	13 384 550	36 670	36 670	36 670	36 670	36 670	5	
45			*Sous-total*	*211 570 790*	*579 646*	*579 646*	*579 646*	*504 395*	*504 395*		
47			2023-10-31	20 447 565	56 021	56 021	56 021	0	0		2
48			2024-03-31	32 385 720	88 728	88 728	88 728	88 728	0		3
48			*Sous-total*	*52 833 385*	*144 749*	*144 749*	*144 749*	*88 728*	*0*		

Demande :

7.1 À la référence (i), Énergir indique des capacités de transport venant à échéance à la fin d'octobre 2026 de 11 776 10^3m^3/jour (364 TJ/jour). À la référence (ii), les capacités de transport venant à échéance à la fin d'octobre 2026 exprimées en 10^3m^3/jour dans le tableau de gauche présentées aux lignes 16, 24 et 25 sont 2 192 10^3m^3/jour, 5 705 10^3m^3/jour et 1 715 10^3m^3/jour, respectivement et totalisent 9 612 10^3m^3/jour. Les capacités de transport exprimées en GJ dans le tableau de droite aux mêmes lignes sont 83 048 GJ/jour, 216 714 GJ/jour et 65 000 GJ/jour et totalisent 364 762 GJ/jour.

Veuillez expliquer cette différence.

Réponse :

Les capacités de transport venant à échéance à la fin d'octobre 2026 totalisent en réalité 9 612 10^3m^3/jour, comme indiqué dans la pièce B-0031, Énergir-H, Document 1 (annexe 7, p. 1 ou p. 113 en PDF, l. 16, 1. 24 et l. 25.) et non pas 11 776 10^3m^3/jour, comme indiqué à la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5 (p. 7). La différence s'explique par une erreur de conversion entre les TJ/jour et les m^3/jour dans la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5 (p. 7).

Une version révisée de la pièce B-0020, Énergir-H, Document 5 est déposée avec la correction permettant de réconcilier les informations entre les pièces B-0020, Énergir-H, Document 5 et B-0031, Énergir-H, Document 1.

PROJETS D'INVESTISSEMENT VISANT L'AUGMENTATION DES CAPACITÉS DE RETRAIT AUX SITES D'INTRAGAZ SITUÉS À POINTE-DU-LAC ET À SAINT-FLAVIEN ET DOUBLEMENT DE LA CONDUITE ENTRE SAINT-FLAVIEN ET SAINT-NICOLAS

8. Références :
(i) Pièce B-0020, p. 3;
(ii) Pièce B-0031, Annexe 8;
(iii) Pièce B-0020, p. 18;
(iv) Pièce B-0020, p. 20;
(v) Pièce B-0006, Annexe 10.

Préambule :

(i) Le Distributeur décrit les projets d'Intragaz et d'Énergir :

« *Ces nouvelles capacités de retrait sont rendues disponibles grâce à trois projets : deux d'entre eux nécessitent un investissement de la part d'Intragaz et un autre nécessite un investissement de la part d'Énergir. Les projets se résument comme suit :*

- *Projets d'Intragaz : Deux projets d'ajout de compression et d'autres équipements aux sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien permettant une augmentation de la capacité de retrait en service ferme; Nouveau profil d'utilisation en pointe à Saint-Flavien. Ces projets ne sont pas interdépendants et ne sont pas dépendants de celui d'Énergir;*

- *Projet d'Énergir : Augmentation de la capacité de la conduite d'Énergir reliant les installations d'Intragaz à Saint-Flavien à son poste existant situé à Saint-Nicolas qui est relié au réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM), se traduisant par une optimisation du nouveau profil d'utilisation en pointe de Saint-Flavien. Ce projet est dépendant de celui d'Intragaz à Saint-Flavien* ».

(ii) Pour les contrats d'entreposage existants, Énergir présente notamment la capacité, les critères de retrait et d'injection selon le niveau d'inventaire ainsi que la capacité maximale journalière de retrait et d'injection.

(iii) Énergir présente les principales caractéristiques des capacités de transport FTSH, des capacités de retrait à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien.

Tableau 8

Principales caractéristiques des capacités	Transport FTSH auprès de TCPL	Capacités de retrait à Pointe-du-Lac	Capacités de retrait à Saint-Flavien[1]
Capacité quotidienne de retrait	Fixe	Variable	Variable
Sécurité d'approvisionnement – Pointe	Oui	Oui	Oui
Sécurité d'approvisionnement – Hiver extrême	Oui	Oui	Oui
Contraintes opérationnelles	Nominations	Nominations	Nominations
Répond à la flexibilité opérationnelle	Non	Non	Non
Sécurité d'approvisionnement – Incident en amont	Non	Oui	Oui
Optimisation du transport	Non	Oui	Oui
Optimisation des coûts de fourniture	Non	Oui	Oui

[1] Après application du profil de retrait.

(iv) Énergir présente au Tableau 9 les déficits d'approvisionnement annuels de 2021-2022 à 2024-2025 avant et après l'augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz, incluant les deux projets d'Intragaz et d'Énergir :

Tableau 9

Outils d'approvisionnement (10^3m^3/jour) Excédents (+) / Déficits (-) par année		
	Avant augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz*	Après augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz*
2021-2022	(625)	(625)
2022-2023	(766)	(766)
2023-2024	(1364)	(84)
2024-2025	(1446)	(166)

* Incluant les deux projets d'Intragaz et le projet d'Énergir.

(v) Énergir présente le tableau « Demande et sources d'approvisionnement gazier – Année 2021-2022 ».

Demandes :

8.1 Veuillez présenter les renseignements sur les capacités d'entreposage éventuelles qui découleront de la réalisation des projets d'investissement décrits à la référence (i) en utilisant le même format que celui utilisé à la référence (ii) pour les sites d'entreposage de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien. Veuillez commenter.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les détails sur les capacités d'entreposage à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien en fonction des avis de performance préliminaires reçus pour les projets :

Fournisseur	Capacité	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale de retrait	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale d'injection
	(10^3m^3)		*(10^3m^3/jour)*		*(10^3m^3/jour)*
		[entre ; et]		[entre ; et]	
Intragaz	37 600	[33 800 ; 37 600]	2 000	[0 ; 14 400]	3 000
PdL		[30 000 ; 33 800]	1 800	[14 400 ; 22 600]	1 800
		[26 200 ; 30 000]	1 600	[22 600 ; 26 300]	1 500
		[24 350 ; 26 200]	1 450	[26 300 ; 30 000]	1 200
		[22 500 ; 24 350]	1 300	[30 000 ; 33 000]	800
		[20 650 ; 22 500]	1 150	[33 000 ; 35 500]	500
		[18 800 ; 20 650]	1 000	[35 500 ; 37 600]	150
		[13 150 ; 18 800]	800		
		[6 000 ; 13 150]	500		
		[0 ; 6 000]	200		
		[entre ; et]		[entre ; et]	
Intragaz	120 000	[70 000 ; 120 000]	2 400	[0 ; 120 000]	920
Saint-Flavien		[57 500 ; 70 000]	2 200		
		[37 500 ; 57 500]	2 000	Hors hiver seulement	
		[30 000 ; 37 500]	1 600		
		[15 000 ; 30 000]	1 200		
		[8 000 ; 15 000]	900		
		[0 ; 8 000]	600		

À noter qu'en raison du profil d'injection hors hiver à Saint-Flavien, et donc de l'absence d'impact de l'injection à ce site sur les paramètres d'hiver extrême ou de pointe, le profil d'injection au réel pourrait différer du profil d'injection appliqué au plan d'approvisionnement déposé.

8.2 Veuillez expliquer si la réalisation des projets d'Intragaz et d'Énergir présentés à la référence (i) aura un impact favorable sur les contraintes opérationnelles auxquelles réfère Énergir à la référence (iii). Veuillez illustrer quels seraient ces impacts favorables sur les opérations

d'Énergir, par exemple, par l'ajout ou la modification de fenêtres de nominations pour les retraits des sites d'entreposage de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien.

Réponse :

Étant donné qu'Énergir est la seule cliente d'Intragaz, comparativement aux autres outils de transport du Distributeur, les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien permettent, si nécessaire, certaines dérogations par rapport aux fenêtres de nominations fournies dans l'avis de performance sous les conditions de « best effort ». Ceci permet de mieux combler les besoins d'Énergir en cas d'événements exceptionnels, ce qui n'est pas le cas pour les autres outils de transport.

Cela dit, il n'est pas envisagé de modifier les fenêtres de nominations « normales » pour les retraits à Pointe-du-Lac. Pour le site de Saint-Flavien, Intragaz a l'intention d'adopter des fenêtres de nominations plus flexibles et similaires à celles de Pointe-du-Lac. Ces nouvelles fenêtres de nominations seront finalisées au terme de l'ingénierie détaillée.

8.3 Pour les années 2023-2024 et 2024-2025, veuillez déposer le Tableau l présenté à la référence (v), pour chacun des scénarios présentés à la référence (iv), en présentant distinctement les outils d'approvisionnement de transport FTSH et M12 des autres outils d'approvisionnement. Veuillez présenter l'utilisation de chacun des outils d'approvisionnement afin d'illustrer l'effet, sur une base mensuelle, de la réalisation des projets présentés à la référence (i). Veuillez commenter et aussi expliquer quel serait l'impact sur l'utilisation des autres outils d'approvisionnement.

Réponse :

L'annexe Q-8.3 présente la comparaison des plans d'approvisionnement suivants pour l'hiver normal : plan d'approvisionnement déposé avec les projets d'Intragaz (et d'Énergir) pour les années 2023-2024 et 2024-2025 comparé au plan d'approvisionnement dans lequel les projets d'Intragaz sont remplacés par des outils de transport sur le marché primaire entre Dawn et Énergir EDA. La variation de l'utilisation du transport FTSH et M12 entre les deux plans peut être observée à la ligne « Achats à Dawn (GR) » et représente l'impact principal relatif à l'ajout des projets d'Intragaz. À noter également que pour les années 2 à 4 du plan d'approvisionnement, la demande n'est pas subdivisée par tarif, mais uniquement par type (continue ou interruptible).

TAUX D'EFFRITEMENT DES VENTES PETIT MOYEN DÉBITS

9. Référence : Pièce B-0014, p. 3.

Préambule :

« *Énergir est d'avis que l'établissement d'un nouveau taux d'effritement doit tenir compte des changements récents et être basé sur un échantillon raisonnable de données réelles. Les premières données seront disponibles lorsque la crise liée à la COVID sera passée et que les clients reprendront leurs activités sur une base plus stable, soit vraisemblablement pour la prochaine cause tarifaire*.

Énergir anticipe que les premiers résultats valides des démarches en cours relativement à la performance prévisionnelle des ventes seront disponibles au courant de l'année 2021-2022 et que ces derniers devraient informer la détermination d'un nouveau taux d'effritement des ventes, le cas échéant. Énergir demande donc à la Régie de reporter le dépôt de la preuve portant sur ce suivi à la Cause tarifaire 2022-2023 ».

Demande :

9.1 Veuillez élaborer sur la validité des données qui seront obtenues au courant de l'année 2021-2022, compte tenu du fait que la pandémie n'est pas terminée.

Réponse :

À ce stade-ci, Énergir entend d'abord produire ses analyses concernant le taux d'effritement lors de la Cause tarifaire 2022-2023 et pourra, à la suite de ses analyses, se prononcer sur la validité des données, tant sur une base qualitative que quantitative. À la lumière des constats de ses analyses, Énergir déterminera s'il y a lieu de proposer un nouveau taux d'effritement ou de recommander la reconduction du taux actuel.

COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES

10. Référence : Pièce B-0015, p. 2 et 5.

Préambule :

« *Énergir demande l'inclusion d'une somme de 1 M$ à son coût de service de l'année 2021-2022, somme qui sera versée au CASEP afin de maintenir le solde positif de ce dernier* ».

« *En additionnant le solde prévu de 1 425 416 $ au 30 septembre 2021 et la reconduction du programme de 1 000 000 $ pour 2021-2022, le montant disponible pour 2021-2022 est de 2 425 416 $. De ce montant, Énergir prévoit verser 373 715 $ provenant de ventes signées en 2021 et 343 081 $ provenant de ventes signées en 2022, et ce, pour un total de 716 797 $, tel que présenté au tableau 4.*

[…]

Au 30 septembre 2022, Énergir prévoit donc un solde de 1 788 896 $, incluant des intérêts de 80 277 $ sur le solde de l'année précédente (2 425 416 $ - 716 797 $ + 80 277 $) ».

Demande :

10.1 Veuillez justifier la reconduction d'un montant de 1 M$ ajouté au coût de service alors qu'Énergir pourrait terminer l'année financière 2022 avec un solde positif de 788 896 $.

Réponse :

La reconduction du montant de 1 M$ est justifiée parce que le marché de la conversion du mazout vers le gaz naturel pourrait connaître un essor important dès 2021-2022. En effet, le gouvernement a publié un projet de *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*[2] (Règlement) qui prévoit interdire la réparation et le remplacement d'appareils fonctionnant au mazout dans le secteur résidentiel dans un horizon de 2 à 3 ans. À ce stade-ci, avant l'éventuelle entrée en vigueur de la version finale du Règlement, Énergir n'est pas en mesure de quantifier précisément l'impact que le Règlement pourrait avoir sur les demandes de conversion, dont certaines pourraient bénéficier du CASEP. Ces demandes de conversion concernent les bâtiments résidentiels pour lesquels le mazout est la principale source de chauffage ainsi que les clients d'Hydro-Québec présentement au Tarif DT. Le Règlement

[2] http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=74626.pdf.

pourrait se traduire par une hausse significative des montants octroyés, ce qui réduirait d'autant le solde de fin d'année du CASEP.

Par ailleurs, Énergir souligne que lors de la Cause tarifaire 2020-2021, elle anticipait « un creux historique » pour le solde du CASEP en 2020-2021 (R-4119-2020, pièce B-0130, Énergir-T, Document 5, réponse à la question 5.2). Or, probablement en raison de la COVID-19, l'année en cours présente des résultats inférieurs à la prévision de la Cause tarifaire 2020-2021. Cela dit, et comme démontré en suivi à la décision D-2017-094 (R-4018-2017, pièce B-0045, Gaz Metro-J, Document 1), le CASEP connaît régulièrement une cyclicité qui fait varier son solde d'année en année.

Dans ces circonstances, Énergir estime qu'il est justifié de reconduire la somme de 1 M$ au CASEP en 2021-2022.

PGEÉ

11. Références : (i) Pièce B-0022, demande réamendée d'Énergir;
(ii) Dossier R-4043-2018, décision D-2019-088, par. 425 et 426;
(iii) Article 85.41 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Préambule :

(i) Énergir demande notamment à la Régie de :

« ***PRENDRE ACTE*** *des modifications apportées aux modalités d'aides financières pour les volets « Aérotherme à condensation » et « Chauffe-eau sans réservoir », « Combo efficace standard », « Combo à haute efficacité (projet pilote) » et « Nouvelle construction efficace »;*

PRENDRE ACTE *du retrait anticipé des volets « Chauffe-eau sans réservoir » et « Combo efficace standard » selon les échéanciers précisés aux sections 5.1 et 6.1 de la pièce Énergir-J, Document 2* »;

(ii) Dans sa décision D-2019-088, la Régie indique :

« *[425] Jusqu'à présent, après examen des évaluations et d'autres études connexes ainsi que des résultats et prévisions des programmes et des mesures, la Régie initiait des suivis devant être traités aux dossiers réglementaires ou administratifs subséquents et visant, dans certains cas, la révision de l'offre des Distributeurs. [426] La Régie précise que dans le nouveau contexte, elle ne compte pas déclencher ce type de suivis, à moins qu'il y ait une différence importante entre les paramètres existants et révisés par les évaluations et autres études. En effet, la Régie s'attend à ce que la révision de l'offre en efficacité énergétique entre deux Plans directeurs soit faite à l'initiative de TEQ ou des Distributeurs, en fonction des résultats des évaluations, études, données de « suivi interne » ou d'autres observations. Les Distributeurs devront consulter TEQ afin d'obtenir son aval, avant de déposer une demande d'ajustement à la marge devant la Régie* ». [nous soulignons]

(iii) « ***85.41****. Les programmes et les mesures des distributeurs d'énergie assujettis qui se retrouvent dans le plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques prévu par l'article 17.1.4 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (chapitre M-25.2) ainsi que l'apport financier nécessaire, réparti par forme d'énergie, à la réalisation de ceux-ci sont soumis à la Régie, à l'exception des programmes et des mesures ainsi que de l'apport financier du distributeur d'électricité. La Régie peut les approuver avec ou sans modification. Il en est de même pour toute modification de ces programmes et mesures.*

Toute modification à un programme ou à une mesure d'un distributeur d'énergie assujetti ainsi qu'à l'apport financier doit être approuvée par la Régie avant l'échéance du plan directeur.

Lorsqu'elle approuve un programme ou une mesure d'un distributeur d'énergie ainsi que son apport financier, la Régie peut y apporter les modifications qu'elle juge nécessaires. Il en est de même lorsqu'elle approuve une modification à ceux-ci ». [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Considérant l'article 85.41 présenté en référence (iii), veuillez confirmer que les demandes d'Énergir de la référence (i) devraient plutôt être « d'approuver » les éléments mentionnés, plutôt que d'en « prendre acte ». Le cas échéant, veuillez déposer une demande amendée reflétant ces modifications.

Réponse :

Énergir confirme que c'est le cas depuis la modification de l'article 85.41 de *Loi sur la Régie de l'énergie* par la *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification* (2020, ch. 19, art. 75) ayant été sanctionnée le 22 octobre 2020. Une demande amendée est déposée en ce sens, ainsi qu'une version révisée de la pièce Énergir-J, Document 2.

11.2 Veuillez indiquer si Énergir a consulté et obtenu l'aval du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (référence (ii)) préalablement au dépôt de sa demande à la Régie présentée à la référence (i). Veuillez élaborer.

Réponse :

Les modifications proposées par Énergir à son PGEÉ dans le cadre du présent dossier ont été présentées au sous-ministériat à la Transition énergétique le 25 mars 2021, soit préalablement au dépôt de la Cause tarifaire 2021-2022 à la Régie.

Le 22 avril 2021, le sous-ministériat a envoyé une lettre à Énergir (voir annexe Q-11.2), dans laquelle il confirme que les modifications proposées ne représentent pas d'enjeu quant à la capacité du Plan directeur 2018-2023 à atteindre la cible gouvernementale en efficacité énergétique et qu'elles pourraient même s'avérer favorables.

CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

12. Références : (i) Pièce B-0093, p. 4;
(ii) Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 130 et 131.

Préambule :

(i) Énergir propose de modifier l'article 8.6.2 des Conditions de service et Tarif (CST) de la manière suivante :

« *Dans les 30 jours de l'expiration du délai de conservation du dépôt ou du respect de la condition 20 portant sur les informations obligatoires prévues à l'article 8.1.1.1, le distributeur doit rembourser au client, par chèque ou par dépôt dans le compte bancaire du client, la totalité de son dépôt en argent avec les intérêts produits non encore crédités ou remettre au client les garanties qu'il détient.* ~~*Toutefois, si le montant du chèque à émettre est inférieur à 5,00 $, le distributeur ne l'émettra qu'à la demande du client.*~~ *Si le montant du remboursement à émettre est inférieur à 5,00 $, le distributeur procédera, à la demande du client, au remboursement par chèque ou par dépôt dans le compte bancaire du client* ». [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre du dossier R-4018-2017, Énergir demandait à la Régie d'approuver une modification à l'article 8.6.2 des CST de façon à limiter le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 $ aux clients qui en font la demande. Pour motiver sa demande, le Distributeur évoquait les coûts d'impression, de traitements bancaires, d'enveloppes, de timbres et de main-d'œuvre, les impacts sur l'environnement et la perception de la clientèle par rapport à une pratique où des chèques sont émis pour des montants qui peuvent être relativement minimes. La proposition d'Énergir réduisant les coûts et l'impact environnemental sans empêcher le remboursement aux clients qui le souhaitent, la Régie a alors approuvé cette demande.

Demandes :

12.1 Veuillez indiquer si le remboursement d'un client par dépôt dans son compte bancaire (référence (i)), entraine les mêmes coûts et inconvénients que ceux liés à l'émission d'un chèque ((référence (ii)). Veuillez élaborer.

Réponse :

Le remboursement d'un client par dépôt dans son compte bancaire génère un coût moindre pour Énergir, soit 0,05 $ par remboursement par rapport à 5,00 $ pour la production et l'émission d'un chèque. Le remboursement par chèque entraîne également certains inconvénients, tels que la possibilité d'un retour de courrier pour un changement d'adresse du client, des délais de réception et d'encaissement, etc.

12.2 Dans la négative, veuillez indiquer si Énergir pourrait envisager de limiter le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 $ aux clients qui en font la demande, uniquement lorsque l'émission d'un chèque est requise.

Réponse :

Énergir comprend de la question de la Régie que l'article 8.6.2 des CST serait maintenu dans sa forme actuelle pour le remboursement du solde de moins de 5 $, soit uniquement lorsque l'émission d'un chèque est demandée par le client. La proposition d'Énergir vise à étendre le remboursement par dépôt bancaire aux clients qui en font la demande, et ce, à un moindre coût financier et environnemental que l'émission d'un chèque, comme expliqué à la réponse à la question 12.1.

ANNEXE – Q-8.3

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - AVEC PROJETS INTRAGAZ ET ÉNERGIR
ANNÉE 2023-2024

	Oct. 2023	Nov. 2023	Déc.. 2023	Janv. 2024	Fév. 2024	Mars 2024	Avl 2024	Mai 2024	Juin 2024	Juil. 2024	Août 2024	Sept. 2024	Hiver	Été	Total
	(10^6m^3)	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*	*(10^6m^3)*
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
DEMANDE															
Total continue	433	559	682	756	699	647	480	374	324	310	312	318	3 342	2 551	5 893
Interruptible	33	38	41	46	46	37	30	26	22	22	22	29	207	184	391
Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Gaz d'appoint concurrence	8	7	0	0	0	0	8	8	6	11	10	7	7	58	65
Sous-total demande	**477**	**607**	**725**	**804**	**748**	**686**	**521**	**409**	**355**	**345**	**347**	**357**	**3 570**	**2 810**	**6 381**
Gaz de la compagnie et autres cies	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	5
Gaz perdu	2	3	3	4	4	3	3	2	2	2	2	2	17	14	31
Compression - transport	10	13	15	15	16	15	9	8	7	7	8	8	75	58	132
Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total avant injections	**490**	**623**	**745**	**825**	**769**	**705**	**534**	**419**	**364**	**354**	**357**	**367**	**3 667**	**2 885**	**6 552**
Enbridge Gas	0	0	0	0	0	0	12	8	36	66	76	63	0	261	261
LSR (daQ)	9	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	14
Pointe-du-Lac	5	0	1	3	17	0	0	0	0	0	0	0	22	5	27
Saint-Flavien	13	0	0	0	0	0	0	26	24	21	18	19	0	121	121
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total injections et échanges	**27**	**4**	**1**	**3**	**17**	**0**	**12**	**34**	**59**	**88**	**94**	**82**	**26**	**396**	**422**
TOTAL DEMANDE	**517**	**628**	**746**	**829**	**786**	**705**	**545**	**453**	**423**	**442**	**451**	**449**	**3 694**	**3 281**	**6 974**

APPROVISIONNEMENT															
FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	65	70	67	70	67	70	70	67	341	480	821
Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport fourni par les clients	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	18	25	43
Gaz d'appoint - transport client	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cession/vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total transports	**73**	**78**	**73**	**73**	**69**	**73**	**71**	**73**	**71**	**73**	**73**	**71**	**366**	**506**	**872**
Achats dans le territoire	4	4	4	4	4	4	9	9	9	9	9	9	21	60	81
Achats à Empress (GR)	3	3	3	2	2	3	2	3	3	3	3	3	14	21	34
Achats à Dawn (GR)	83	208	241	298	276	265	135	33	17	18	27	42	1 288	356	1 644
Livraisons à Dawn (AD)	332	314	324	324	303	324	322	332	320	335	334	320	1 590	2 296	3 886
Biogaz	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total réceptions, achats et livraisons	**426**	**532**	**576**	**631**	**589**	**599**	**472**	**379**	**351**	**368**	**377**	**377**	**2 927**	**2 750**	**5 678**
Enbridge Gas	16	17	78	77	64	7	0	0	0	0	0	0	243	16	259
LSR (daQ)	1	1	1	3	2	1	1	1	1	1	1	1	8	7	15
Pointe-du-Lac	0	0	1	13	8	0	0	0	0	0	0	0	23	0	23
Saint-Flavien	0	0	17	27	51	25	2	0	0	0	0	0	119	2	121
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total retraits et échanges	**17**	**18**	**97**	**121**	**125**	**32**	**3**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**393**	**25**	**418**
TOTAL APPROVISIONNEMENT	**517**	**628**	**746**	**825**	**783**	**705**	**545**	**453**	**423**	**442**	**451**	**449**	**3 687**	**3 281**	**6 967**
INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-3	-4	0	0	0	0	0	0	0	-7	0	-7

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – AVEC PROJETS INTRAGAZ ET ÉNERGIR
ANNÉE 2024-2025

	Oct. 2024	Nov. 2024	Déc.. 2024	Janv. 2025	Févr. 2025	Mars 2025	Avl 2025	Mai 2025	Juin 2025	Juil. 2025	Août 2025	Sept. 2025	Hiver	Été	Total
	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
DEMANDE															
Total continue	433	559	679	757	687	646	480	374	324	310	312	318	3 328	2 550	5 878
Interruptible	32	37	41	45	46	36	30	25	22	22	22	29	205	182	387
Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Gaz d'appoint concurrence	8	7	0	0	0	0	8	8	6	11	10	7	7	58	65
Sous-total demande	**476**	**606**	**723**	**805**	**736**	**685**	**520**	**409**	**354**	**344**	**346**	**356**	**3 555**	**2 807**	**6 362**
Gaz de la compagnie et autres cies	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	5
Gaz perdu	2	3	3	4	4	3	3	2	2	2	2	2	17	14	31
Compression - transport	10	13	14	15	16	15	9	8	7	7	8	8	74	57	131
Compression - entreposage	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total avant injections	**489**	**622**	**742**	**826**	**757**	**704**	**533**	**419**	**363**	**354**	**356**	**367**	**3 651**	**2 881**	**6 532**
Enbridge Gas	0	0	0	0	0	0	12	8	36	66	76	63	0	261	261
LSR (daQ)	9	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	9	11
Pointe-du-Lac	2	0	0	2	15	0	0	0	0	0	0	0	17	2	19
Saint-Flavien	13	0	0	0	0	0	0	26	24	21	18	19	0	121	121
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total injections et échanges	**23**	**3**	**0**	**2**	**15**	**0**	**12**	**34**	**59**	**88**	**94**	**82**	**20**	**392**	**412**
TOTAL DEMANDE	**512**	**625**	**742**	**828**	**772**	**704**	**545**	**452**	**423**	**442**	**451**	**449**	**3 671**	**3 273**	**6 944**
APPROVISIONNEMENT															
FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport fourni par les clients	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	18	25	43
Gaz d'appoint - transport client	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cession/vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sous-total transports	**73**	**78**	**73**	**73**	**66**	**73**	**71**	**73**	**71**	**73**	**73**	**71**	**364**	**506**	**870**
Achats dans le territoire	10	10	10	10	9	10	10	10	10	10	10	10	50	71	121
Achats à Empress (GR)	3	3	3	2	2	3	2	3	3	3	3	3	13	21	34
Achats à Dawn (GR)	74	201	232	300	271	254	134	32	17	18	27	41	1 257	342	1 600
Livraisons à Dawn (AD)	332	313	323	323	292	323	321	331	319	334	333	320	1 575	2 290	3 865
Biogaz	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total réceptions, achats et livraisons	**422**	**529**	**572**	**639**	**578**	**593**	**470**	**378**	**351**	**367**	**376**	**377**	**2 910**	**2 741**	**5 651**
Enbridge Gas	16	17	78	77	64	7	0	0	0	0	0	0	243	16	259
LSR (daQ)	1	1	1	4	3	1	1	1	1	1	1	1	9	7	16
Pointe-du-Lac	0	0	0	11	7	1	0	0	0	0	0	0	20	0	20
Saint-Flavien	0	0	18	22	50	28	3	0	0	0	0	0	118	3	121
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total retraits et échanges	**17**	**18**	**97**	**113**	**124**	**37**	**4**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**390**	**26**	**416**
TOTAL APPROVISIONNEMENT	**512**	**625**	**742**	**825**	**768**	**704**	**545**	**452**	**423**	**442**	**451**	**449**	**3 664**	**3 273**	**6 936**
INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-3	-4	0	0	0	0	0	0	0	-7	0	-7

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - SANS PROJETS INTRAGAZ ET ÉNERGIR
ANNÉE 2023-2024

	Oct. 2023	Nov. 2023	Déc.. 2023	Janv. 2024	Fév. 2024	Mars 2024	Avl 2024	Mai 2024	Juin 2024	Juil. 2024	Août 2024	Sept. 2024	Hiver	Été	Total
	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
DEMANDE															
Total continue	433	559	682	756	699	647	480	374	324	310	312	318	3 342	2 551	5 893
Interruptible	33	38	41	46	46	37	30	26	22	22	22	29	207	184	391
Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Gaz d'appoint concurrence	8	7	0	0	0	0	8	8	6	11	10	7	7	58	65
Sous-total demande	**477**	**607**	**725**	**804**	**748**	**686**	**521**	**409**	**355**	**345**	**347**	**357**	**3 570**	**2 810**	**6 381**
Gaz de la compagnie et autres cies	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	5
Gaz perdu	2	3	3	4	4	3	3	2	2	2	2	2	17	14	31
Compression - transport	10	13	14	15	17	15	9	8	7	7	8	8	75	57	132
Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	3	3	6
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total avant injections	**490**	**623**	**745**	**825**	**770**	**705**	**534**	**420**	**364**	**355**	**357**	**368**	**3 668**	**2 887**	**6 555**
Enbridge Gas	0	0	0	0	0	0	12	8	36	66	76	63	0	261	261
LSR (daQ)	9	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	14
Pointe-du-Lac	4	0	0	4	7	0	0	0	0	0	0	0	11	4	14
Saint-Flavien	15	2	0	0	0	0	0	24	22	20	17	16	2	114	117
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total injections et échanges	**28**	**7**	**0**	**4**	**7**	**0**	**12**	**32**	**57**	**87**	**93**	**79**	**18**	**388**	**406**
TOTAL DEMANDE	**518**	**630**	**745**	**829**	**776**	**705**	**545**	**452**	**422**	**441**	**450**	**446**	**3 686**	**3 275**	**6 960**
APPROVISIONNEMENT															
FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	65	70	67	70	67	70	70	67	341	480	821
Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport fourni par les clients	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	18	25	43
Gaz d'appoint - transport client	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cession/vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sous-total transports	**73**	**78**	**73**	**73**	**69**	**73**	**71**	**73**	**71**	**73**	**73**	**71**	**366**	**506**	**872**
Achats dans le territoire	4	4	4	4	4	4	9	9	9	9	9	9	21	60	81
Achats à Empress (GR)	3	3	3	2	2	3	2	3	3	3	3	3	14	21	34
Achats à Dawn (GR)	85	210	232	292	289	271	137	32	15	18	26	39	1 293	352	1 645
Livraisons à Dawn (AD)	332	314	324	324	303	324	322	332	320	335	334	320	1 590	2 296	3 886
Biogaz	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total réceptions, achats et livraisons	**427**	**533**	**566**	**625**	**602**	**605**	**474**	**378**	**350**	**367**	**376**	**375**	**2 932**	**2 746**	**5 679**
Enbridge Gas	16	17	78	77	64	7	0	0	0	0	0	0	243	16	259
LSR (daQ)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	7	13
Pointe-du-Lac	0	0	0	7	5	0	0	0	0	0	0	0	12	0	12
Saint-Flavien	0	1	26	43	32	19	0	0	0	0	0	0	121	0	121
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total retraits et échanges	**17**	**19**	**105**	**128**	**103**	**27**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**382**	**23**	**405**
TOTAL APPROVISIONNEMENT	**518**	**630**	**745**	**827**	**774**	**705**	**545**	**452**	**422**	**441**	**450**	**446**	**3 681**	**3 275**	**6 956**
INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-2	-3	0	0	0	0	0	0	0	-5	0	-5

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - SANS PROJETS INTRAGAZ ET D'ÉNERGIR
ANNÉE 2024-2025

	Oct. 2024	Nov. 2024	Déc.. 2024	Janv. 2025	Fév. 2025	Mars 2025	Avl 2025	Mai 2025	Juin 2025	Juil. 2025	Août 2025	Sept. 2025	Hiver	Été	Total
	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)	(10^6m^3)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
DEMANDE															
Total continue	433	559	679	757	687	646	480	374	324	310	312	318	3 328	2 550	5 878
Interruptible	32	37	41	45	46	36	30	25	22	22	22	29	205	182	387
Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Gaz d'appoint concurrence	8	7	0	0	0	0	8	8	6	11	10	7	7	58	65
Sous-total demande	**476**	**606**	**723**	**805**	**736**	**685**	**520**	**409**	**354**	**344**	**346**	**356**	**3 555**	**2 807**	**6 362**
Gaz de la compagnie et autres cies	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	5
Gaz perdu	2	3	3	4	4	3	3	2	2	2	2	2	17	14	31
Compression - transport	10	13	14	15	16	15	9	8	7	7	8	8	74	57	131
Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	3	4	6
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total avant injections	**489**	**623**	**742**	**826**	**757**	**704**	**533**	**419**	**364**	**354**	**356**	**367**	**3 652**	**2 883**	**6 534**
Enbridge Gas	0	0	0	0	0	0	12	8	36	66	76	63	0	261	261
LSR (daQ)	6	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	9
Pointe-du-Lac	2	0	0	4	7	0	0	0	0	0	0	0	10	2	12
Saint-Flavien	13	2	0	0	0	0	0	25	23	21	17	17	2	116	119
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total injections et échanges	**22**	**5**	**0**	**4**	**7**	**0**	**12**	**33**	**58**	**87**	**94**	**79**	**15**	**385**	**401**
TOTAL DEMANDE	**511**	**627**	**742**	**829**	**764**	**704**	**545**	**452**	**422**	**442**	**450**	**446**	**3 667**	**3 268**	**6 935**
APPROVISIONNEMENT															
FTLH Emp - Energir - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
Transport par échange Emp - Energir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport fourni par les clients	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	18	25	43
Gaz d'appoint - transport client	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cession/vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total transports	**73**	**78**	**73**	**73**	**66**	**73**	**71**	**73**	**71**	**73**	**73**	**71**	**364**	**506**	**870**
Achats dans le territoire	10	10	10	10	9	10	10	10	10	10	10	10	50	71	121
Achats à Empress (GR)	3	3	3	2	2	3	2	3	3	3	3	3	13	21	34
Achats à Dawn (GR)	73	202	223	287	285	264	137	32	16	18	27	39	1 261	341	1 602
Livraisons à Dawn (AD)	332	313	323	323	292	323	321	331	319	334	333	320	1 575	2 290	3 865
Biogaz	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	14	17	32
Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total réceptions, achats et livraisons	**420**	**530**	**563**	**626**	**592**	**604**	**473**	**378**	**350**	**368**	**376**	**375**	**2 914**	**2 740**	**5 654**
Enbridge Gas	16	17	78	77	64	7	0	0	0	0	0	0	243	16	259
LSR (daQ)	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	7	7	13
Pointe-du-Lac	0	0	1	5	6	1	0	0	0	0	0	0	13	0	13
Saint-Flavien	0	1	26	43	31	19	0	0	0	0	0	0	120	0	120
Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total retraits et échanges	**17**	**19**	**106**	**127**	**103**	**27**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**382**	**23**	**405**
TOTAL APPROVISIONNEMENT	**511**	**627**	**742**	**827**	**761**	**704**	**545**	**452**	**422**	**442**	**450**	**446**	**3 661**	**3 268**	**6 929**
INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-3	-3	0	0	0	0	0	0	0	-6	0	-6

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
Québec
Sous-ministériat à la Transition énergétique

Québec, le 22 avril 2021

M. Vincent Pouliot
Chef de Service
Marché du carbone et efficacité énergétique
Énergir
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 3X3

Objet : Plan global en efficacité énergétique 2021-2022 déposé par Énergir auprès de la Régie de l'énergie

Monsieur,

Nous avons reçu les modifications proposées par Énergir à son Plan global en efficacité énergétique (PGEE) 2021-2022. Après examen, le sous-ministériat à la Transition énergétique considère que les modifications ne représentent pas d'enjeu quant à la capacité du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique, adopté pour la période 2018-2023, à atteindre la cible gouvernementale en efficacité énergétique, et qu'au contraire elles pourraient s'avérer favorables.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Michèle St-Jean
Directrice générale des affaires stratégiques

1300, rue du Blizzard, bureau 200 ,
Québec (Québec) G2K 0G9