

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5 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, S.E.C.,
A COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2019**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0213](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0213](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [B-0213](#), p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0213](#), p. 7;
 - (v) Pièce [B-0213](#), p. 8;
 - (vi) Pièce [B-0214](#).

Préambule :

(i) « À la suite d'analyses effectuées par Énergir, s.e.c. (« Énergir »), celle-ci a déterminé un besoin de capacités additionnelles d'environ 602 10³m³ (22 817 GJ/j) à compter du 1^{er} novembre 2022. Le 14 novembre 2018, elle a donc déposé une soumission pour cette quantité auprès de TCPL.

Des analyses subséquentes au dépôt de la soumission ont révélé que ce besoin de capacités additionnelles était erroné ».

(ii) « Énergir tient également à souligner que tous ses contrats sur le marché primaire, soit ceux présentés aux lignes 3 à 19 de l'annexe 1, disposent d'un droit de renouvellement qui fait en sorte qu'elle sera en mesure d'ajuster la quantité d'outils d'approvisionnement disponibles dans le futur en fonction de l'évolution et de la fluctuation de la demande ».

(iii) « De plus, il est important de souligner qu'à cette date, et si cela est requis, Énergir pourra retourner de la capacité Dawn-EDA qui est historiquement plus onéreuse que la capacité Parkway-EDA obtenue dans le cadre du NCOS 2022 ». [nous soulignons]

(iv) « Par ailleurs, dans l'éventualité où TCPL lançait un nouvel appel d'offres dans le futur, Énergir pourrait avoir la possibilité de retourner prématurément d'autres capacités de transport si le Transporteur effectuait un exercice de « turn back » ». [nous soulignons]

(v) « En résumé, selon la prévision de la demande, Énergir aura besoin d'outils d'approvisionnement en 2022-2023. Pour y répondre, Énergir privilégie une stratégie à deux volets où d'une part, elle contracterait des nouvelles capacités dès le 1^{er} novembre 2022 et, d'autre part, s'ajusterait le cas échéant à la demande projetée à compter de 2024-2025 en ne renouvelant pas, au besoin, un ou des contrat(s) de transport entre Dawn/Parkway et Énergir-EDA pour s'ajuster à la fluctuation de la pointe. Ce faisant, elle s'assure de réduire les quantités manquantes

d'outils d'approvisionnement pour les années 2022 et 2023 et de profiter d'une opportunité, à compter de 2024, de réduire le coût unitaire de ses contrats de transport en ne renouvelant pas, en tout ou en partie, des capacités de transport Dawn-EDA plus onéreuses que celles entre Parkway et Énergir-EDA ».

À la suite d'une demande de TransCanada Pipelines Limited relative à la prolongation de l'échéance contractuelle jusqu'en 2026 de certains contrats de transport . Énergir a décidé « *de prolonger l'entièreté de ses contrats sur le marché primaire avec TCPL ainsi que la transaction d'échange de 82 000 GJ/j avec la tierce partie* ».

Demandes :

- 1.1 Selon la référence (vi), la Régie note que les échéances contractuelles des contrats de transport visées par la procédure de « *Term up* » ont été prolongées au minimum jusqu'au 31 octobre 2026.

Veillez mettre à jour la pièce B-0213 en fonction des nouvelles échéances contractuelles ainsi que des autres implications découlant de l'exercice de la procédure de « *Term up* ».

- 1.2 Veuillez élaborer sur les évaluations et les mesures qu'Énergir prévoit prendre aux fins de la détermination de renouveler/disposer ou pas un contrat de transport afin d'ajuster la quantité d'outils d'approvisionnement en fonction de l'évolution et de la fluctuation de la demande, dont il est question aux références (ii), (iii) et (iv).

Veillez élaborer votre réponse en tenant compte notamment des critères tel que : les coûts (fixes et variables) et autres impacts économiques, la flexibilité contractuelle, les modalités de renouvellement ou autre caractéristique des contrats de transport.

- 1.3 En vous référant à l'affirmation présentée à la référence (iii) : « *la capacité Dawn-EDA qui est historiquement plus onéreuse que la capacité Parkway-EDA obtenue dans le cadre du NCOS 2022* ».

Veillez présenter les détails du calcul et les hypothèses au soutien de cette affirmation.

Veillez également expliquer en quoi les capacités Parkway-EDA sont comparables aux capacités Dawn-EDA dans la gestion du plan d'approvisionnement d'Énergir. Veuillez élaborer notamment quant aux considérations économiques et opérationnelles relatives aux capacités de transport Dawn-Parkway, soit les capacités complémentaires aux capacités de transport Parkway-EDA permettant d'acheminer du gaz naturel à partir de Dawn.

- 1.4 Veuillez élaborer quant aux implications économiques, opérationnelles et contractuelles relatives à la possibilité d'un exercice de « *Turn Back* » par TCPL, tel que mentionné à la référence (iii).

Veillez indiquer si Énergir a déjà procédé au cours des années passées à un exercice de « *Turn back* » et le cas échéant, veuillez élaborer et illustrer votre réponse à la lumière de l'exercice effectué.

- 1.5 Veuillez élaborer quant à la nature et les considérations qui ont été prises en compte lors des analyses effectuées préalablement et menant à la soumission des capacités additionnelles d'environ 602 10³m³ auprès de TCPL dont il est question à la référence (i).

Veillez également élaborer quant aux évaluations subséquentes effectuées par Énergir qui ont révélé que le besoin de capacités additionnelles s'avérait erroné.

Veillez indiquer si Énergir a mis en place des processus ou des moyens de contrôles internes afin de prévenir et atténuer ces risques d'erreurs, le cas échéant. Veuillez élaborer.

2. **Références :** (i) Pièce [B-0214](#), p. 7;
(ii) [Site Customer Express de TC Energy, Contract Demand Report](#).

Préambule :

- (i) « *ANALYSE DES ALTERNATIVES AUX PROLONGATIONS DE CONTRATS*

[...] Énergir a validé l'identité des expéditeurs ainsi que les capacités contractées et le terme de ces mêmes contrats. Cette validation a permis de constater qu'aucun expéditeur, autre que celui avec lequel Énergir a déjà une entente, ne dispose de capacités de transport significatives vers Énergir-EDA qui permettraient d'envisager une transaction sur le marché secondaire pour éviter de prolonger les capacités sujettes à la procédure de « term up ».

Énergir dispose aussi d'un contrat d'échange avec une tierce partie au terme duquel elle reçoit 82 000 GJ/j sur le tronçon Dawn/Énergir-EDA. Bien qu'elle ne détienne pas directement le contrat de transport lui permettant de recevoir le 82 000 GJ/j, ce dernier fait aussi l'objet d'une demande de prolongation par TCPL auprès de la tierce partie. Énergir a donc échangé avec cette dernière afin de déterminer les options disponibles et compte tenu du manque de transparence et de profondeur dans le marché de Niagara (point de réception du contrat du transport pour offrir le service à Énergir) et du risque financier associé à transiger à ce point, Énergir et la contrepartie ont donc conclu qu'il est préférable de conserver la structure de prix actuelle. Cette structure de prix, en plus de limiter les risques de surcoûts importants et de volatilité dans le prix du gaz de réseau, offre une flexibilité opérationnelle supplémentaire à Énergir en plus d'être à un prix inférieur au marché primaire ». [nous soulignons]

- (ii) Extrait du « *Contract Demand Energy Report* » de TC Energy au 2 juillet 2019 :

CONTRACT DEMAND ENERGY (CDE) REPORT - Mainline										
As Of Dates: 2019-July-02										
Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS, EMB, LTFP										
Contract Number	Service Requester	Contract Start Date	Contract End Date	Service Type	Primary Receipt	Primary Delivery	Contract Demand (GJ/d)	Operational Demand (GJ/d)	Shifted Qty (GJ/d)	Temp Assigned Qty (GJ/d)
52623	Enbridge Gas Inc.	2015-Nov-01	2030-Oct-31	FT	Niagara Falls	Enbridge Parkway CDA	76,559	76,559	0	0
						Enbridge Parkway CDA Total	200,000	200,000	0	0
44175	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2022-Oct-31	FT	Iroquois	Energir EDA	8,267	8,267	0	0
44176	BP Canada Energy Group ULC	2012-Apr-01	2022-Oct-31	FT	Iroquois	Energir EDA	18,685	18,685	0	0
56447	BP Canada Energy Group ULC	2018-Jan-01	2020-Oct-31	FT-NR	Empress	Energir EDA	750	750	0	0
1141	Energir, L.P.	1985-Nov-01	2024-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	25,629	25,629	0	0
1741	Energir, L.P.	1990-Oct-01	2024-Oct-31	FT	Empress	Energir EDA	73,000	73,000	0	0
6245	Energir, L.P.	1996-Apr-16	2024-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	125,545	125,545	0	0
16106	Energir, L.P.	2001-Nov-01	2024-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	45,000	45,000	0	0
20268	Energir, L.P.	2003-Nov-01	2024-Oct-31	FT	Union Dawn	Energir EDA	50,000	50,000	0	0
21989	Energir, L.P.	2005-Nov-01	2024-Oct-31	FT	Union Dawn	Energir EDA	33,048	33,048	0	0
22306	Energir, L.P.	2005-Nov-01	2024-Oct-31	STS	Union Parkway Belt	Energir EDA	20,000	20,000	0	0
33680	Energir, L.P.	2007-Nov-01	2024-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	65,000	10,000	0	55,000
54666	Energir, L.P.	2016-Nov-16	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	239,148	239,148	0	0
55193	Energir, L.P.	2016-Dec-15	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	85,000	0	0	85,000
55194	Energir, L.P.	2016-Dec-20	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	19,500	19,500	0	0
55195	Energir, L.P.	2016-Dec-20	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	39,000	39,000	0	0
57066	Energir, L.P.	2017-Nov-01	2032-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	11,400	11,400	0	0
57067	Energir, L.P.	2017-Nov-01	2032-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	24,800	4,800	0	20,000
58671	Macquarie Energy Canada Ltd.	2018-Nov-01	2019-Oct-31	FT	North Bay Junction	Energir EDA	5,275	5,275	0	0
45506	Mercuria Commodities Canada Corporation	2013-Nov-01	2024-Oct-31	FT	Niagara Falls	Energir EDA	82,000	82,000	0	0
29557	TransCanada Energy Ltd.	2006-Dec-02	2026-Oct-31	FT	Union Dawn	Energir EDA	10,000	10,000	0	0
						Energir EDA Total	981,047	821,047	0	160,000

Demandes :

- 2.1 Veuillez élaborer sur les options disponibles évaluées par Énergir et les risques financiers de transiger au point de réception Niagara avec la tierce partie dont il est question à la référence (i).
- 2.2 Veuillez élaborer sur les risques de surcoûts et la flexibilité opérationnelle en lien avec l’affirmation présentée à la référence (i) : « Cette structure de prix, en plus de limiter les risques de surcoûts importants et de volatilité dans le prix du gaz de réseau, offre une flexibilité opérationnelle supplémentaire à Énergir en plus d’être à un prix inférieur au marché primaire ».
- 2.3 En vous référant au tableau de la référence (ii), veuillez indiquer la durée cession temporaire relative au contrat 55193, soit portant sur les capacités de transport de 85 000 GJ entre Union Parkway Belt et Energir EDA.

Le cas échéant, veuillez indiquer les considérations relatives au contrat 55193 qui ont été tenues en compte lors de l’analyse des alternatives aux prolongation de contrats effectuées par Énergir, tel que mentionné à la référence (i) et notamment, quant à l’opportunité de conserver les capacités de transport de 85 000 GJ temporairement cédés. Veuillez élaborer.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0171](#), p. 21, réponse à la question 8.1;
 - (ii) Pièce [B-0219](#), p. 21, réponse à la question 4.3;
 - (iii) Pièce [B-0171](#), p. 22 et 23, réponse à la question 8.2;
 - (iv) Pièce [B-0184](#), p. 49, tableau 17;
 - (v) Pièce [B-0058](#), p. 10.

Préambule :

(i) « *Oui, tous les projets sont évalués selon la méthode décrite en (i) lors de la préparation de la prévision de la demande de la cause tarifaire* ».

(ii) « *Comme indiqué à la page 8 de la pièce B-0192, Énergir-H, Document 10, les dates de réalisation de chacun des projets ne sont pas tenues en compte dans la méthodologie, car la marge excédentaire n'est pas associée à un ou plusieurs projets spécifiques et ne dépend donc pas d'une date d'implantation spécifique* ».

(iii) Pour chacune des années du plan d'approvisionnement, Énergir identifie le nombre de projets qui sont inclus dans les scénarios de base, favorable et défavorable selon leur niveau de probabilité de réalisation. Énergir indique également le volume annuel (10^6m^6) et le débit quotidien d'approvisionnement en journée – continue y afférent (en 10^3m^3 par jour). Le tableau suivant préparé par le Régie présente les renseignements pour le scénario de base :

Scénario de base	2020	2021	2022	2023
Nombre total de projets	3	4	4	4
Volume annuel total (10^6m^6)	10	54	74	76
Débit total quotidien d'approvisionnement en journée – continue (10^3m^3 par jour)	73	401	549	567

(iv) Le tableau 17 détaille les livraisons de gaz naturel pour le marché grandes entreprises sur l'horizon du plan. Le tableau présente notamment les nouvelles ventes prévues :

2019-2020 : $1,2 \cdot 10^6\text{m}^6$;
2020-2021 : $44,9 \cdot 10^6\text{m}^6$;
2021-2022 : $22,5 \cdot 10^6\text{m}^6$;
2022-2023 : 0.

(v) « *Énergir demande à la Régie :*

- *d'approuver la méthodologie d'évaluation de la Marge excédentaire de capacité de transport nécessaire pour favoriser le développement industriel proposée au présent document; ».*

Demandes :

- 3.1 En vous référant à (i) et à (ii), veuillez préciser si les dates de réalisation de chacun des projets sont prises en compte lorsqu'ils sont intégrés dans les scénarios de base, favorable et défavorable. Le cas échéant, veuillez expliquer comment ces dates de réalisation sont prises en compte.
- 3.2 Veuillez indiquer si les renseignements présentés à la référence (iii) tiennent compte des dates prévues de mise en service.
- 3.3 Veuillez concilier les renseignements présentés aux références (iii) et (iv). Veuillez élaborer.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0056](#), annexe 14, p. 2, ligne 31;
 - (ii) Pièce [B-0175](#), p. 33 à 40, réponse à la question 4.1;
 - (iii) Pièce [B-0184](#), p. 64;
 - (iv) Pièce [B-0184](#), p. 58;
 - (v) Pièce [B-0058](#), p. 5;
 - (vi) Pièce [B-0184](#), annexe 10, p. 2, ligne 31.

Préambule :

(i) Énergir présente le scénario défavorable pour le plan d'approvisionnement. Les débits quotidiens d'approvisionnement en *journée de pointe – continue* de ce scénario sont les suivants :

- 2020 : 35 210 10³m³/jour;
- 2021 : 36 020 10³m³/jour;
- 2022 : 35 322 10³m³/jour;
- 2023 : 35 040 10³m³/jour.

(ii) Pour chacune des années du plan d'approvisionnement, Énergir présente la demande en *journée de pointe – continue* lié au scénario défavorable :

- 2020 : 35 210 10³m³/jour;
- 2021 : 35 360 10³m³/jour;
- 2022 : 34 663 10³m³/jour;
- 2023 : 34 380 10³m³/jour.

(iii) « Pour l'année 2019-2020, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. Pour les années suivantes, Énergir planifie le besoin d'une marge excédentaire annuelle de $660 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$, soit 4,00 % des livraisons totales de l'année 2019-2020 ». [note de bas de page supprimée]

(iv) « Le scénario défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2020 et 2023, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 % ».

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

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

Demandes :

- 4.1 En vous référant à (i), (ii) et (iii), veuillez confirmer que le scénario défavorable présenté en (i) intègre la marge excédentaire de $660 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ par jour pour les trois dernières années du plan d'approvisionnement.
- 4.2 En vous référant à (iv) et (v), veuillez élaborer à propos de la pertinence d'inclure la marge excédentaire dans le scénario défavorable.
- 4.3 Veuillez également indiquer si les scénarios de base et favorable présentés à la référence (ii), intègre les capacités associées à la marge excédentaire de $660 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$. Veuillez élaborer.
- 4.4 Veuillez concilier à partir du tableau de la référence (vi), les capacités associées à la marge excédentaire de $660 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ pour les trois dernières années du plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez présenter ces données au tableau de la référence.

5. **Référence :** Pièce [B-0175](#), p. 41, réponse à la question 4.2.

Préambule :

Énergir explique les écarts entre les années et elle établit le lien avec la prévision de la demande continue :

<<

Pour les mois de décembre à mars Tous les volumes en 10 ³ m ³	Scénarios de base				Scénarios favorables				Scénarios défavorables			
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Demande clients continus purs	2 140 294	2 161 857	2 162 318	2 168 662	2 192 643	2 277 076	2 306 572	2 346 694	2 101 171	2 094 374	2 044 204	2 023 520
Demande autres clients	579 424	558 278	568 914	568 914	601 391	601 281	662 317	662 317	566 180	545 269	556 027	556 027
Nombre de jours (demande)	122	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
Augmentation (baisse) de la demande clients continus purs relative à la base 2019-2020		1,84%	1,86%	2,16%	3,29%	7,27%	8,66%	10,55%	-1,02%	-1,34%	-3,70%	-4,67%
Augmentation (baisse) de la demande autres clients relative à la base 2019-2020		-2,85%	-1,00%	-1,00%	4,65%	4,63%	15,25%	15,25%	-1,48%	-5,12%	-3,25%	-3,25%
Pointe clients continus purs	30 392	31 101	31 120	31 227	31 137	32 731	33 185	33 766	29 831	30 089	29 392	29 109
Pointe autres clients	5 380	5 271	5 271	5 271	5 380	5 863	5 863	5 863	5 380	5 271	5 271	5 271
Journée de pointe	35 771	36 372	36 391	36 498	36 517	38 594	39 048	39 629	35 210	35 360	34 663	34 380
Variation des paramètres de pointe	-21	-49	-76	-104	-21	-49	-76	-104	-21	-49	-76	-104
Augmentation (baisse) de la pointe clients continus purs relative à la base 2019-2020		2,43%	2,58%	3,02%	2,45%	7,79%	9,37%	11,38%	-1,85%	-0,90%	-3,11%	-3,95%
Augmentation (baisse) de la pointe autres clients relative à la base 2019-2020		-2,02%	-2,02%	-2,02%	0,00%	8,98%	8,98%	8,98%	0,00%	-2,02%	-2,02%	-2,02%

L'évolution de la pointe suit d'assez près l'évolution de la demande pour les clients du service continu purs issus du calcul de régression et du facteur d'ajustement ».

À l'aide de ces renseignements, la Régie produit le tableau suivant :

Augmentation ou baisse de la demande (a) et de la pointe (b) des clients continus purs relative à la base 2019-2020

Scénario de base Scénario favorable Scénario défavorable
2021 2022 2023 2020 2021 2022 2023 2020 2021 2022 2023

Nombre de jours	121	121	121	122	121	121	121	122	121	121	121
(a) Demande	1,84%	1,86%	2,16%	2,45%	7,27%	8,66%	10,55%	1,83%	1,34%	3,70%	4,67%
(b) Pointe	2,43%	2,58%	3,02%	2,45%	7,79%	9,37%	11,38%	1,85%	0,90%	3,11%	3,95%
Ratio de la Demande et de la Pointe, (b) ÷ (a)	1,315	1,381	1,396	1,002	1,071	1,081	1,077	1,009	0,676	0,840	0,844

Notes :

- Les pourcentages du tableau correspondent à ceux de la référence (i) à l'exception de ceux rehaussés en gris, lesquels sont calculés en fonction de 122 jours d'hiver en 2019-2020 au lieu de 121.
- La Régie comprend qu'Énergir a calculé des augmentations (baisses) de la demande des clients continus purs et de la pointe des clients continus purs relativement à la base 2019-2020. Il s'agit des lignes (a) et (b) du tableau ci-dessus.

3. À l'aide de ces augmentations (baisses), la Régie détermine un ratio égal au rapport des fluctuations de la pointe et de la demande. Elle constate que ce ratio fluctue dans une plage relativement large, à savoir 0,676 et 1,396. Sa fluctuation dépend également du scénario étudié :
- Dans le scénario de base, ce ratio fluctue entre 1,315 et 1,396;
 - Dans le scénario favorable, il fluctue entre 1,002 et 1,077;
 - Dans le scénario défavorable, il fluctue entre 0,676 et 1,009.

Demandes :

- 5.1 En vous référant à (i), veuillez vérifier si dans les scénarios favorable et défavorable en 2019-2020, le nombre de jours utilisés dans les calculs devrait se chiffrer à 122 au lieu de 121. Le cas échéant, veuillez déposer le tableau corrigé.
- 5.2 En vous référant à (i) et (ii), en portant une attention particulière aux fluctuations importantes du ratio qui y est présenté, veuillez expliquer davantage le sens de l'affirmation à l'effet que *la pointe suit d'assez près l'évolution de la demande pour les clients du service continu purs issus du calcul de régression et du facteur d'ajustement*.
- 5.3 En vous référant à (i) et (ii), veuillez fournir les raisons qui expliquent que le ratio, lequel se rapporte *aux clients du service continu purs issus du calcul de régression et du facteur d'ajustement*, fluctue selon le scénario étudié.

MARGE EXCÉDENTAIRE

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0058](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0184](#), p. 64;
 - (iii) Pièce [B-0192](#), p. 8;
 - (iv) Dossier R-4018-2017, pièce [B-0037](#), p. 5 et 6.

Préambule :

- (i) « Dans le cadre du présent dossier et suite à l'analyse, un seul projet d'envergure fait l'objet d'une probabilité de réalisation égale ou supérieure à 25 % et inférieure à 50 %.

Ce projet de type industriel est dans le secteur de la métallurgie et requiert des capacités de transport de l'ordre de 25 000 GJ/j ».

- (ii) « Pour l'année 2019-2020, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. Pour les années suivantes, Énergir planifie le besoin d'une marge excédentaire annuelle de $660 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$, soit 4,00 % des livraisons totales de l'année 2019-2020 ». [note de bas de page supprimée]

(iii) *Il est à noter que les dates de réalisation de chacun des projets ne sont pas tenues en compte dans la méthodologie, car la marge excédentaire n'est pas associée à un ou plusieurs projets spécifiques et ne dépend donc pas d'une date d'implantation spécifique. Elle doit être en place en tout temps pour répondre à la demande d'un projet éventuel ».*

(iv) *« Dans le cadre du présent dossier et suite à l'analyse, un seul projet d'envergure fait l'objet d'une probabilité de réalisation égale ou supérieure à 25 % et inférieure à 50 %.*

Ce projet de type industriel est dans le secteur de la métallurgie et requiert des capacités de transport de l'ordre de 25 000 GJ/j.

[...]

Ainsi, considérant les délais requis pour la matérialisation de projets industriels d'envergure ainsi que l'incapacité d'obtenir des capacités sur le marché primaire à Dawn, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, d'ajout de capacité de transport pour répondre à la Marge excédentaire pour les années 2018-2019 et 2019-2020 ».

Demandes :

- 6.1 En vous référant à (i) et (iv), veuillez confirmer que le projet qui a servi à déterminer la marge excédentaire dans le présent dossier et dans le dossier R-4018-2017 est le même.
- 6.2 Veuillez concilier les affirmations contenues aux références (iii) et (iv) à propos de la prise en compte des délais requis pour la concrétisation de projets industriels d'envergure.
- 6.3 En vous référant à (ii) et (iv), veuillez expliquer les critères qui motivent le choix de ne pas planifier l'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée en 2019-2020.

FONCTIONNALISATION

- 7. Références :**
- (i) Dossier R-4018-2017; pièce [B-0154](#);
 - (ii) Dossier R-3987-2016, phase 2, décision [D-2017-094](#), par. 479.

Préambule :

- (i) Énergir présente la fonctionnalisation des coûts par outils d'approvisionnement pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2019, en suivi de la décision D-2017-094.

« [479] La Régie ordonne à Gaz Métro d'inclure dorénavant les informations présentées à l'annexe Q17.1 et en réponse à la question 19.1 de la pièce B-0201 dans son dossier tarifaire, et ce, à partir du prochain dossier tarifaire. » [nous soulignons]

Demande :

- 7.1 Tel qu'ordonné par la Régie dans sa décision D-2017-094 citée en référence (ii), veuillez déposer les informations relatives à la fonctionnalisation des coûts par outil d'approvisionnement pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2020, sous la même forme que celle de la pièce indiquée en référence (i).

INVESTISSEMENTS

- 8. Références :** (i) Pièce [B-0231](#);
(ii) Gazette officielle du Québec, publiée le 17 juillet 2019.

Préambule :

(i) Énergir demande à la Régie, entre autres, d'« *AUTORISER pour les années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application;*

APPROUVER les additions à la base de tarification relatives à des projets d'investissement inférieurs à 1,5 M\$ pour les années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 ».

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

Demande :

- 8.1 Veuillez présenter l'impact du Règlement modifié de la référence (ii) sur la demande d'Énergir au présent dossier et les pièces déposées à son soutien.

REVENU REQUIS ET COÛT DE SERVICE

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0079](#), p. 6 à 9;
 - (ii) Pièce [B-0108](#), p. 2;
 - (iii) Pièce [B-0110](#), p. 1;
 - (iv) Décision [D-2019-019](#), p. 6 à 8.

Préambule :

(i) Énergir présente l'ajustement tarifaire global et par service (distribution, transport et équilibrage) pour l'année 2019-2020. Pour le service de transport, la variation du revenu requis 2020 comparativement à celui autorisé pour 2019 est - 52,6 M\$. Énergir explique également une baisse des revenus en 2020 par l'application du « pass-on » du 1^{er} février 2019 sur les douze mois de l'exercice 2020.

(ii) Énergir présente l'évolution du revenu requis par service pour la période 2018-2020. Le revenu requis total de la colonne « Cause tarifaire 2018-2019 » est 954,4 M\$. Pour le service de transport, la variation du revenu requis 2020 comparativement à celui autorisé pour 2019 est - 79,5 M\$.

(iii) Énergir présente l'évolution du revenu net d'exploitation depuis le dossier tarifaire 2018-2019. Le revenu requis total redressé de la colonne « Cause tarifaire 2018-2019 » est 927,5 M\$. La note 2 explique le redressement appliqué par Énergir en lien avec les tarifs de TCPL.

(iv) « [12] Après examen de la preuve, la Régie approuve les modifications des CST afin de refléter l'ajustement des taux prévus aux articles 12.1.2.1 et 12.2.2.1 du tarif de transport, tels que proposés par Énergir et reproduits à la section 3.1 de la présente décision ».

Demandes :

- 9.1 Veuillez confirmer que l'ajustement tarifaire 2019-2020 présenté en référence (i) tient compte des tarifs de transport fixés par la décision D-2019-019 de la référence (iv).
- 9.2 Veuillez expliquer l'utilisation du « pass-on » présentée en référence (i) considérant les modifications aux *Conditions de service et Tarif* autorisées par la décision D-2019-019, de la référence (iv).
- 9.3 Veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0108 présentée en référence (ii) afin d'y ajouter la ventilation, par service, du revenu requis redressé de la référence (iii).
- 9.4 Veuillez confirmer que le redressement du revenu requis autorisé pour l'année 2018-2019 de la référence (iii) découle de la décision D-2019-019 de la référence (iv).

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0085](#);
 - (ii) Pièce [B-0097](#);
 - (iii) Pièce [B-0127](#);
 - (iv) Pièce [B-0218](#), p. 6 et 7;
 - (v) Dossier R-3940-2015, décision [D-2015-212](#), p. 31;
 - (vi) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0011](#).

Préambule :

- (i) Énergir présente les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement de la base de tarification ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes.
- (ii) Énergir présente les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement de la structure de capital ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes.
- (iii) Énergir présente les modifications comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis.
- (iv) Énergir présente les décisions du régulateur autorisant le traitement comptable réglementaire applicable pour la dépense d'impôts, dont les décisions G-275 du 8 décembre 1981 et D-90-75 du 19 décembre 1990.
- (v) « [110] *Conséquemment, la Régie reconnaît que les principes, méthodes et règles utilisés par Gaz Métro pour établir les valeurs de son coût de service reposent sur :*
 - *les normes comptables utilisées aux fins des états financiers statutaires, sauf exception;*
 - *exceptionnellement, les PCGR du Canada pour 2016; et*
 - *les décisions de la Régie ».*
- (vi) Le transporteur d'électricité présente les principes réglementaires, conventions, méthodes et pratique comptable utilisés aux fins de l'établissement du coût de service.

Demande :

- 10.1 Veuillez commenter la possibilité de déposer, au présent dossier, une pièce présentant les principes réglementaires, conventions, méthodes et pratique comptable utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes, dont les décisions G-275, D-90-75 et D-2015-212. Cette nouvelle pièce pourrait s'inspirer en partie de la pièce déposée par le transporteur d'électricité en référence (v) et ainsi compléter les références pertinentes aux fins de la détermination du coût de service d'Énergir.

STRATÉGIE TARIFAIRE

11. Référence : Pièce [C-FCEI-0044](#), p. 35.

Préambule :

« 6.2. Proposition d'ajustement tarifaire

Considérant ce qui précède, la FCEI recommande de profiter du contexte favorable du présent dossier pour améliorer les ratios d'interfinancement. Elle soumet la proposition suivante qui consiste en quelques ajustements à la proposition d'Énergir. Dans l'élaboration de cette recommandation, la FCEI a pris en compte les taux d'interfinancement observés et les contraintes inhérentes à la structure des tarifs.

La FCEI propose dans un premier temps de limiter de la manière suivante les réductions tarifaires des tarifs D1, D4 et D5.

- *Maintenir le frais de base du premier palier du tarif D1 au niveau actuel (+ 1,5 M\$)*
- *Limiter à 2,5% la baisse tarifaire au tarif D4 (+ 6,6 M\$)*
- *Maintenir le tarif D5 au niveau actuel (+ 0,8 M\$)*

Ces trois ajustements génèrent des revenus additionnels d'environ 9 M\$.

Dans un deuxième temps, elle propose de répartir ce montant entre les tarifs D1 et D3 au prorata de leurs revenus respectifs afin d'en accentuer les réductions tarifaires. La réduction de revenu additionnelle au tarif D1 devrait cibler autant que possible les paliers dont la consommation annuelle est supérieure à 10 950 m³ tout en maintenant la cohérence générale du tarif. »

Demande :

11.1 Veuillez commenter la proposition d'ajustement tarifaire proposé par la FCEI.