

---

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA 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<sup>ER</sup> 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (22 817 GJ/j) à compter du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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* ».

**Réponse :**

Énergir soumet qu'il n'est pas à propos en l'espèce de mettre à jour la pièce B-0213 comme demandé par la Régie, car cela impliquerait de mettre à jour des éléments qui n'étaient pas connus au moment de sa rédaction. En effet, lorsque TCPL décide d'initier la procédure de « *Term up* », celle-ci se produit chronologiquement à la suite d'un NCOS. Donc, au moment où la pièce B-0213 a été déposée à la Régie, Énergir ne savait pas quand et si TCPL initierait la procédure de « *Term up* ». De plus, il est important de souligner que même les clients de TCPL qui n'ont pas participé à un NCOS peuvent être assujettis à la procédure de « *Term up* » associée lorsque cette dernière survient. Ainsi, dans la présente instance, même si Énergir n'avait pas participé au NCOS, elle aurait quand même été assujettie au « *Term up* » qui a suivi.

À noter également que la conclusion de la pièce B-0213 demeure et qu'Énergir a toujours besoin de ces nouvelles capacités de transport.

Ceci étant dit, Énergir dépose l'annexe Q-1.1 dans laquelle les nouvelles échéances contractuelles apparaissent.

Pour plus de détails sur la procédure de « *Term up* », veuillez vous référer à la réponse à la question 1.2 à ce sujet.

- 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.

**Réponse :**

Au moment où elle le juge opportun, TCPL procède à des appels d'offres nommés « New Capacity Open Season » (« NCOS ») qui permettent aux entreprises intéressées de soumissionner pour obtenir de la nouvelle capacité de transport. Lorsque TCPL procède à ces NCOS, la date de mise en service est généralement prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre de la troisième année suivant le lancement de l'appel d'offres.

Lorsqu'un NCOS survient, Énergir procède à une évaluation des besoins des clients si cela n'a pas déjà été fait dans un passé récent, comme dans le cadre d'un plan d'approvisionnement d'un dossier tarifaire. Si cette évaluation démontre un déficit d'outils d'approvisionnement et donc un besoin additionnel de capacité de transport, Énergir, dans un premier temps, considérera la flexibilité contractuelle qu'elle détient sur ses contrats de transport existants afin d'évaluer le risque qu'elle comble le déficit d'approvisionnement que pour une courte période pour par la suite se retrouver en surplus d'approvisionnement. Dans le cas où ses autres contrats d'approvisionnement seront en renouvellement dans un horizon rapproché de l'année où Énergir prévoit un déficit d'approvisionnement, cette dernière évaluera deux choses :

1. la capacité quotidienne totale qui sera visée par le/les renouvellement(s), c'est-à-dire la capacité quotidienne qu'Énergir pourra retourner à TCPL; et
2. le risque que la demande puisse s'abaisser d'un niveau encore plus grand que la capacité identifiée en 1.

À la suite de cette analyse, Énergir peut prendre une décision éclairée quant à la nécessité de contracter de nouveaux outils de transport pour répondre à la demande et ce, tout en ayant évalué le risque de les contracter à plus long terme.

De plus, TCPL peut également procéder à un exercice de « *Turn Back* » qui succède généralement un NCOS. Lors de cette procédure de « *Turn Back* », TCPL offre aux détenteurs actuels de capacités de transport de lui retourner de la capacité avant l'échéance contractuelle prévue à leurs contrats. Ce faisant, cela peut lui permettre d'éviter ou de réduire la construction de nouvelles infrastructures requises par un NCOS. Lorsque TCPL procède à un « *Turn Back* », les mesures qui seront prises par Énergir vont dépendre si elle a ou non demandé de la nouvelle capacité à TCPL dans le cadre du NCOS. Dans l'affirmative, comme dans le cadre du NCOS 2022 présenté à la pièce B-0213, Énergir ne réévaluera pas les besoins de la clientèle puisqu'il y a trop peu de temps qui s'écoule entre un NCOS et la procédure de « *Turn Back* ». Il est en effet peu probable que les résultats des évaluations d'Énergir aient changé significativement entre les deux exercices de TCPL (à moins d'un événement

majeur comme l'annonce de la fermeture d'un client industriel par exemple). Si au contraire Énergir n'a pas participé au NCOS, car ses analyses ont démontré un surplus d'approvisionnement, elle offrira à TCPL de lui retourner de la capacité de transport si elle évalue que c'est la meilleure option pour la clientèle. À noter qu'Énergir n'a jamais eu encore à retourner de la capacité de transport à TCPL dans le cadre d'un « *Turn Back* ».

Finalement, TCPL peut également procéder à un exercice de « *Term up* » qui peut se produire lorsqu'à la suite d'un « *Turn Back* », cette dernière ne s'est pas fait retourner de capacités suffisantes pour réduire ou annuler le besoin de construire de nouvelles infrastructures dans le cadre du NCOS associé. Ainsi, lorsque TCPL procède à un tel « *Term up* », elle informe ses clients des contrats de transport qui sont visés par l'exercice ainsi que les dates auxquelles ces contrats doivent être prolongés.

Dans le cadre d'une telle procédure, Énergir évaluera les besoins de la clientèle pour la période visée par la prolongation. Si cette analyse démontre qu'Énergir a besoin de conserver ses capacités de transport, elle tentera, dans un second temps, de trouver des alternatives à la prolongation des contrats avec TCPL dans le marché. Si de telles alternatives existent, Énergir les évaluera selon différents critères, soit :

- les coûts : Énergir comparera le coût de l'alternative au coût du transport primaire. Pour ce faire, Énergir tiendra compte des coûts fixes et variables des options comme exemple, le tarif par GJ, ainsi que les ratios de compression; et
- la flexibilité contractuelle : Énergir comparera la flexibilité offerte par l'alternative à la flexibilité de conserver du transport sur le marché primaire. Par exemple, si l'alternative oblige Énergir à s'engager pour une période de 10 ans alors que la période de prolongation demandée par TCPL n'est que de deux ans, Énergir conclura que la prolongation lui offre plus de flexibilité que l'alternative.

Il est important de souligner que ces différents exercices de TCPL se produisent dans un ordre chronologique, i.e. dans un premier temps, le NCOS, ensuite le « *Turn Back* » et finalement, la procédure de « *Term up* ». De plus, un NCOS n'est pas nécessairement suivi d'un « *Turn Back* » qui lui-même n'est pas obligatoirement suivi d'un « *Term up* ». Finalement, il est important de rappeler que même les clients de TCPL qui n'ont pas participé à un NCOS peuvent être assujettis aux procédures de « *Turn Back* » et de « *Term up* » associées lorsqu'elles surviennent. Ainsi, même si Énergir n'avait pas participé au NCOS, elle aurait quand même été assujettie à la procédure de « *Term up* » qui a suivi.

- 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.

**Réponse :**

Veillez trouver en annexe Q-1.3 le détail des calculs et des hypothèses qui soutiennent l'affirmation présentée à la référence (iii).

Les capacités Dawn-EDA sont comparables aux capacités Parkway-EDA lorsque ces dernières sont complétées avec du transport M12 (Dawn-Parkway). Comme démontré par le détail du calcul en annexe Q-1.3, Énergir a tenu compte du coût du transport M12 associé au transport Parkway-EDA dans son évaluation afin de rendre cette capacité comparable au transport Dawn-Parkway.

- 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.

**Réponse :**

Jusqu'à présent, Énergir n'a jamais eu à retourner de la capacité de transport à TCPL dans le cadre d'un « *Turn Back* ».

Lorsque TCPL procède à un « *Turn Back* », elle identifie la région visée par cet exercice. Si Énergir détient des capacités de transport dans cette région et qu'elle désire s'en départir en tout ou en partie, elle peut proposer de retourner la capacité la plus onéreuse et/ou celle qui est la moins flexible contractuellement (dont l'échéance est la plus éloignée dans le temps). De plus, Énergir évaluerait aussi son besoin de flexibilité opérationnelle afin de s'assurer qu'elle en détient toujours suffisamment pour répondre à la fluctuation de la demande en cours de journée.

Cependant, si au total TCPL se voit offrir plus de capacité à retourner que ce dont elle a besoin, elle choisira l'offre la plus avantageuse pour le réseau de transport principal parmi celles reçues.

- 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> auprès de TCPL dont il est question à la référence (i).

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

Veuillez 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.

**Réponse :**

Le besoin de capacités additionnelles qui était erroné découle simplement d'une erreur de formule dans un nouveau chiffrier utilisé pour calculer la demande de pointe dans le cadre d'un NCOS. Cette formule incluait malencontreusement un besoin de pointe pour les clients en volet C quand dans les faits, aucune demande interruptible ne doit être incluse dans la demande de pointe.

Lorsqu'Énergir s'est rendu compte de l'erreur de calcul, elle a procédé à une revue du nouveau chiffrier, l'a corrigée et celui-ci donne à présent les résultats attendus. De plus afin de réduire le risque d'erreur, les résultats des calculs de la demande de pointe font l'objet d'une vérification supplémentaire.

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 Date: 2019-July-02											
Service Type: FT, FT-NR, FT-SN, STS, EMB, LTTP											
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	2020-Oct-31	FT	Niagara Falls	Enbridge Parkway CDA	76,559	76,559	0	0	
						<b>Enbridge Parkway CDA Total</b>	<b>200,000</b>	<b>200,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
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	
36447	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	
34666	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-20	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	85,000	0	0	85,000	
55194	Energir, L.P.	2016-Dec-15	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	19,500	19,500	0	0	
35195	Energir, L.P.	2016-Dec-20	2031-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	39,000	39,000	0	0	
37066	Energir, L.P.	2017-Nov-01	2032-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	11,400	11,400	0	0	
37067	Energir, L.P.	2017-Nov-01	2032-Oct-31	FT	Union Parkway Belt	Energir EDA	24,800	4,800	0	20,000	
38671	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	
						<b>Energir EDA Total</b>	<b>981,047</b>	<b>821,047</b>	<b>0</b>	<b>160,000</b>	

## 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).

### Réponse :

Les capacités de transport détenues par la contrepartie étant les seules disponibles pour répondre aux besoins d'Énergir, les options potentielles auraient été de remplacer l'échange actuel par une transaction d'achat ou d'échange basée sur le prix à Niagara avec la même contrepartie. Comme la liquidité à ce point est faible et qu'il n'y a que très peu de transactions rapportées à ce point, l'indice de Niagara expose les parties impliquées au risque que le prix ne reflète pas réellement la valeur du marché. Pour cette raison, ni Énergir ni la contrepartie n'était intéressée à ce type de structure.

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 ».*

**Réponse :**

La structure actuelle permet à Énergir d'utiliser le gaz dont elle dispose à Dawn pour combler le besoin de gaz à transporter et de procéder à ses achats en gaz de réseau au moment opportun. La transaction d'achat à Niagara aurait forcé Énergir à acheter des quantités importantes de gaz de réseau chaque jour à un point où elle ne dispose pas d'entreposage en plus de devoir injecter des quantités importantes de gaz à Dawn certaines journées, ce qui aurait pour impact de limiter la flexibilité opérationnelle dont elle dispose. Des achats importants à Niagara auraient également été sujets à des variations importantes de prix de par les petits volumes transigés à ce point. Ces variations auraient eu pour impact de donner une plus grande volatilité au prix du gaz de réseau.

- 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.

**Réponse :**

La cession temporaire de 85 000 GJ relative au contrat 55193 est une cession temporaire avec droit de rappel pour la période estivale. Ces capacités sont requises pour répondre aux besoins de pointe ainsi qu'aux besoins en période d'épaulement, par contre elles sont peu utilisées pendant l'été. Énergir peut donc les céder de façon temporaire et ainsi générer de la valeur pour la clientèle. Il n'y pas de lien entre cette cession temporaire et l'analyse des alternatives aux prolongations de contrats effectuées par Énergir.

Dans un scénario où la prolongation des contrats n'aurait pas été requise pour répondre aux besoins d'approvisionnement, mais que leur valeur de revente aurait été supérieure à leur coût, Énergir aurait pu considérer comme alternative de procéder à une prolongation pour ainsi générer de la valeur pour sa clientèle en conservant une flexibilité en cas de croissance de la demande future.

## 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 ( $10^6\text{m}^6$ ) et le débit quotidien d'approvisionnement en journée – continue y afférent (en  $10^3\text{m}^3$  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 ( $10^6\text{m}^6$ )	10	54	74	76
Débit total quotidien d'approvisionnement en journée – continue ( $10^3\text{m}^3$ 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.

**Réponse :**

Les dates de réalisation de chacun des projets sont prises en compte dans les différents scénarios (base, favorable et défavorable). Aucun volume n'est pris en compte avant la date de réalisation. Ensuite, à partir de cette date, les volumes prévus sont considérés.

3.2 Veuillez indiquer si les renseignements présentés à la référence (iii) tiennent compte des dates prévues de mise en service.

**Réponse :**

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.

**Réponse :**

Les renseignements présentés aux références (iii) et (iv) ne sont pas totalement comparables. Tout d'abord, le tableau à la référence (iii) présente les volumes totaux associés à ces projets alors que le tableau 17 de la référence (iv) présente les variations de volumes entre deux années du plan liés aux nouvelles ventes. Ensuite, le tableau 17 de la référence (iv) présente les volumes liés aux tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> alors que le tableau (iii) inclut également des volumes de clients grandes entreprises au tarif D<sub>1</sub>.

- 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 2021 : 36 020 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 2022 : 35 322 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 2023 : 35 040 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 2021 : 35 360 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 2022 : 34 663 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 2023 : 34 380 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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.

**Réponse :**

Énergir confirme que la marge excédentaire est intégrée pour les trois dernières années du plan d'approvisionnement au scénario défavorable.

- 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.

**Réponse :**

La production de chacun des scénarios (favorable, défavorable) du plan d'approvisionnement se fait à partir d'un plan de base où la marge excédentaire est incluse, c'est pourquoi elle s'y retrouve également dans les scénarios favorable et défavorable. En effet, Énergir prévoit la réalisation du scénario de base dans lequel elle aura contracté la marge excédentaire et une fois celle-ci concrétisée, elle sera disponible, peu importe si les scénarios défavorable ou favorable se réalisent dans les faits. Il est à noter que ces scénarios n'ont pas influencé Énergir dans ses choix d'approvisionnement pour le plan d'approvisionnement 2020-2023.

- 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.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.2.

- 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.

**Réponse :**

Veuillez trouver en annexe Q-4.4 le tableau de la référence (vi) avec les capacités associées à la marge excédentaire pour les trois dernières années du plan.

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 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	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 :

1. 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.
2. 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.

## Réponse :

En effet, le nombre de jours pour les années 2019-2020 aurait dû être de 122 plutôt que 121.

Voici le tableau ajusté :

Pour les mois de décembre à mars Tous les volumes en 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	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	122	121	121	121	122	121	121	121
Augmentation (baisse) de la demande clients continus purs relative à la base 2019-2020		1,84%	1,86%	2,16%	2,45%	7,27%	8,66%	10,55%	-1,83%	-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%	3,79%	4,63%	15,25%	15,25%	-2,29%	-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%

- 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.

**Réponse :**

Le ratio est parfois élevé, car le pourcentage de variation est plus faible. Ainsi, une variation de la pointe (ligne (b)) constante produit une fluctuation plus élevée lorsqu'appliquée à une variation d'augmentation de la demande (ligne (a)) plus faible. Afin d'évaluer la stabilité de la méthode, un écart calculé par différence, plutôt que par ratio (ou pourcentage d'augmentation) est préférable.

Par exemple, en 2022-2023, un écart d'environ 0,8 % se produit, peu importe le scénario :

- Base :  $3,02 \% - 2,16 \% = 0,86 \%$
- Favorable :  $11,38 \% - 10,55 \% = 0,83 \%$
- Défavorable :  $(3,95 \%) - (4,67 \%) = 0,72 \%$

Dans l'ensemble des scénarios pour les années subséquentes à celle du plan de l'année 1 (2019-2020), l'écart en pourcentage entre l'augmentation de la demande et de la pointe se situe entre 0,44 % et 0,86 %. En considérant que le facteur d'ajustement vise à estimer l'effet de la variation de la demande sur la pointe, Énergir estime que cette plage d'écart permet d'affirmer que la pointe suit d'assez près l'évolution de la demande pour les clients du service continu pur.

- 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.

**Réponse :**

Le ratio calculé par la Régie fluctue, car l'écart est relativement constant entre la croissance de la demande et la croissance de la pointe. Comme la croissance est différente entre les scénarios, alors le ratio fluctue (le poids de l'écart constant est différent).

En ce qui a trait à l'écart constant, celui-ci provient du fait que l'on compare, dans le tableau, la croissance de la demande sans tenir compte de l'effet du réchauffement de la température. En fonction du réchauffement de la température, le même bassin de clientèle devrait consommer légèrement moins chaque hiver. Pour que la clientèle consomme autant malgré des températures moins froides, il faut soit l'ajout de clientèle ou encore un profil de consommation plus important en fonction de la température. Dans les deux cas, le facteur d'ajustement résulte en une légère augmentation de la pointe à consommation égale en raison du réchauffement climatique.

Afin d'illustrer l'effet marginal du réchauffement de la température, Énergir compare le plan 2020 avec un nouveau plan 2020 au même volume d'hiver prévu, mais avec une température prévue qui se serait réchauffée.

		Plan 2020	Plan 2020 réchauffé	Variation	Notes
Volume calculé régression	(1)	2 518 541	2 509 665	-0,35 %	La projection sur des degrés-jours réchauffés (inférieur à ceux du plan 2020) est inférieure, à coefficient de régression égal
Prévision de demande continus purs	(2)	2 537 207	2 537 207	0,00 %	Pour illustrer l'exemple, on suppose que même en réchauffant la température, la demande prévue est identique
Facteur d'ajustement	(3) = (2)/(1)	1,0074	1,0110	0,35 %	
Pointe calculée régression	(4)	30 168	30 141	-0,09 %	La pointe projetée est inférieure parce que projetée à des températures extrêmes réchauffées
Pointe continus purs	(5) = (4)*(3)	30 392	30 472	0,26 %	

Dans cet exemple, le volume calculé par la régression diminue de -0,35 % en raison du réchauffement. Le volume consommé par la clientèle est le même, pour une croissance du volume de 0 %. Le facteur d'ajustement augmente donc de 0,35 %, reflétant la hausse de consommation par rapport au profil passé de la clientèle à la température réchauffée. La pointe calculée par la régression diminue également, mais en moindre mesure que le volume prévu sur l'ensemble de la période. Ajustée du facteur d'ajustement, la pointe pour les clients continus purs augmente pour refléter le nouveau profil de la clientèle plus sensible à la variation de la température.

Pour que le facteur d'accroissement de la pointe soit équivalent au facteur d'accroissement de la demande, il faudrait que les prévisions de demande ainsi que les calculs de la pointe soient tous deux effectués sans tenir compte du réchauffement climatique. À ce moment, une croissance nulle aurait également un effet nul sur la croissance de la pointe.

L'effet du réchauffement de la température explique donc la majorité de l'écart entre la variation des volumes et la variation de la pointe. Cet écart croît progressivement chaque année dans tous les scénarios : écart de 0,43 % à 0,58 % pour 2020-2021, écart de 0,59 % à 0,71 % pour 2021-2022 et écart de 0,73 % à 0,86 % pour 2022-2023.

**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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/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.

**Réponse :**

Il s'agit du même projet cité aux références (i) et (iv).

- 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.

**Réponse :**

À la référence (iii), Énergir stipule que le rôle de la méthodologie de la marge excédentaire est de définir un volume de capacité requise sur l'horizon du plan pour permettre l'implantation d'un projet industriel d'envergure, et ce, sans y associer une date d'implantation ni un projet spécifique. Suite à cette définition, la prochaine étape est l'opérationnalisation des outils du plan d'approvisionnement.

Pour la référence (iv), Énergir indiquait au plan d'approvisionnement 2019-2022, qu'elle ne planifiait pas d'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire pour les années 2018-2019 et 2019-2020, principalement en raison de l'incapacité d'obtenir des capacités sur le marché primaire à Dawn pour ces deux années. Énergir estimait également que la possibilité qu'un projet industriel d'envergure se réalise sur un horizon de deux ans était bas, mais le cas échéant, elle aurait comblé ponctuellement ce besoin, au moyen d'outils non préalablement planifiés, et ce jusqu'à concurrence de la marge excédentaire autorisée.

Au plan d'approvisionnement 2020-2023, cette incapacité existe toujours pour l'année 2019-2020. Énergir n'a donc pas planifié d'ajout de capacité de transport pour l'année 1 du plan (2019-2020). Comme indiqué à la pièce B-0058, Énergir-H, Document 2, page 8, si un projet industriel d'envergure souhaite réserver des capacités de transport non préalablement planifiées au cours de l'année 2019-2020, Énergir veillerait à combler ponctuellement ce besoin jusqu'à concurrence de la marge excédentaire de 25 000 GJ/j.

- 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.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.2.

## 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).

### Réponse :

Au lieu de faire l'objet d'une pièce distincte, les informations relatives à la fonctionnalisation des coûts des outils d'approvisionnement découlant de la décision D-2017-094, ont été intégrées aux pages 5 et 6 de la pièce B-0114, Énergir-N, Document 8 (cette dernière regroupant déjà tous les autres détails relatifs à la fonctionnalisation et aux coûts de transport, d'équilibrage et de distribution). La pièce Énergir-N, Document 8, page 5 est cependant révisée et redéposée en date du 1<sup>er</sup> août 2019, en versions caviardée et confidentielle, de façon à présenter des informations additionnelles.

**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<sup>ème</sup> 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.

**Réponse :**

Afin d'évaluer l'impact de la hausse du seuil à 4,0 M\$, Énergir a répertorié les projets d'investissement qui ont fait l'objet d'une demande d'autorisation auprès de la Régie au cours des cinq dernières années tarifaires complétées (2013-2014 à 2017-2018). Un total de treize projets se situant entre 1,5 M\$ et 4,0 M\$ ont ainsi été retracés. Le total des demandes d'investissement par chaque année a ensuite été établi. Un pourcentage d'inflation de 3,4 %, représentant la croissance moyenne des indices annuels de prix de la construction des infrastructures (2013-2018) publié par Statistique Canada, a été utilisé pour tenir compte de la croissance des coûts et ramener le total annuel à une valeur pour l'année tarifaire 2020. Tel que présenté dans le tableau A, la valeur moyenne annuelle des investissements inflationnés est de 5,0 M\$ pour l'année tarifaire 2019-2020.

Ce montant représente l'enveloppe additionnelle requise évaluée par Énergir, découlant de la hausse du seuil à 4,0 M\$. Énergir soumet que l'évaluation de ce montant, qui repose sur le niveau moyen d'investissement des cinq dernières années en dollars constants, est raisonnable. En effet, aucune croissance du niveau des investissements (en dollars constants) n'a été considérée, ce qui signifie que les investissements qui seraient autorisés, se situant

entre 1,5 M\$ et 4 M\$, seraient d'un niveau équivalant aux investissements moyens réalisés au cours des années 2013-2014 à 2017-2018.

Ce montant est donc ajouté aux investissements inférieurs au seuil et aux additions à la base de tarification pour l'année tarifaire 2019-2020. Pour les années tarifaires subséquentes, 2020-2021 et 2021-2022, un taux d'inflation correspondant à ceux qui sont présentés dans la pièce B-0084, Énergir-K, Document 1 a été utilisé, tel que présenté au tableau B.

<b>Tableau A: projets entre 1,5 M\$ et 4,0 M\$</b>			
<b>année</b>	<b>nbre de pjts</b>	<b>demandes en M\$ par année</b>	<b>valeur en M\$ inflationnée</b>
2014	4	8,7	10,6
2015	2	1,0	1,2
2016	1	1,9	2,1
2017	2	4,5	5,0
2018	4	5,0	5,3
	13	21,1	24,2
	moyenne annuelle		5,0

<b>Tableau B: ajustements aux additions à la base de tarification</b>			
<b>année tarifaire</b>	<b>2019-2020</b>	<b>2020-2021</b>	<b>2021-2022</b>
taux d'inflation <sup>(1)</sup>		2,0%	1,9%
enveloppe additionnelle	5,0	5,1	5,2

<sup>(1)</sup>B-0084, Énergir-K, Doc. 1, page 6, Tableau 1

La prévision d'Énergir ne considère pas de projet dont le coût individuel est entre 1,5 M\$ et 4,0 M\$ au cours des trois prochaines années tarifaires. Pour les besoins de mise à jour de la pièce Énergir-L, Document 10, l'enveloppe additionnelle a été répartie également aux catégories respect des exigences et amélioration des actifs puisque les probabilités de réalisation de projets de nature imprévue sont plus élevées dans ces catégories.

Les pièces suivantes sont mises à jour et redéposée au dossier en date du 1<sup>er</sup> août 2019 :

- ✓ B-0087, Énergir-L, Document 3 (version caviardée);
- ✓ B-0088, Énergir-L, Document 3 (version confidentielle);
- ✓ B-0090, Énergir-L, Document 5;
- ✓ B-0095, Énergir-L, Document 10.

Il est à noter que cette hausse des additions à la base de tarification de 5,0 M\$ à la Cause tarifaire 2019-2020 n'entraînera pas de variation de la dépense d'amortissement des immobilisations initialement prévue de 135,3 M\$ (B-0119, Énergir-N, Document 12). En effet, Énergir estime que ces investissements additionnels ne seront mis en service qu'au cours de l'exercice subséquent, soit 2020-2021.

Énergir évalue l'impact tarifaire de ces investissements additionnels à 0,2 M\$, représentant le rendement et les impôts sur la base de tarification. Considérant l'impact tarifaire marginal que ces investissements additionnels auront sur les tarifs 2019-2020, Énergir propose d'intégrer ces changements aux pièces comptables dans le cadre du dépôt prévu au cours du mois d'août 2019 afin de mettre à jour les taux utilisés dans la formule paramétrique des dépenses d'exploitation ainsi que dans le coût du capital prospectif.

**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<sup>er</sup> 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).

**Réponse :**

Énergir le confirme.

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).

**Réponse :**

L'utilisation du terme « pass-on » fait référence à la baisse des tarifs de TCPL du 1<sup>er</sup> février 2019 et à ses impacts sur la variation tarifaire tels que présentés au tableau de la section 1.3 de la page 8 de la référence (i) :

**Ligne 1 : Baisse des coûts de transport**

La baisse des tarifs de TCPL est appliquée sur les 8 derniers mois de la Cause tarifaire 2018-2019, à partir du 1<sup>er</sup> février 2019, date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs de TCPL, alors qu'elle est appliquée sur les 12 mois de la Cause tarifaire 2019-2020; et

**Ligne 6 : Baisse des revenus de transport**

La même logique s'applique au niveau des revenus de transport. A la suite de la baisse des tarifs de TCPL, le tarif de transport d'Énergir a été révisé à la baisse, conformément au pass-on et tel qu'approuvé par la Régie dans la décision D-2019-019. Ainsi, à la Cause tarifaire 2018-2019, les revenus sont établis en considérant l'application de ce nouveau tarif à compter du 1<sup>er</sup> février 2019, soit 8 mois sur 12. Par ailleurs, les revenus de transport sont établis en considérant l'application de ce nouveau tarif de transport sur les 12 mois de la Cause tarifaire 2019-2020.

- 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).

**Réponse :**

La pièce B-0108, Énergir-N, Document 1 est mise à jour et redéposée au dossier en date du 1<sup>er</sup> août 2019.

- 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).

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 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.

**Réponse :**

Énergir a pris connaissance de la pièce B-0011 tirée du dossier R-4058-2018 de transporteur d'électricité. Elle comprend que cette pièce regroupe des informations semblables à celles présentées à travers les différentes pièces du dossier tarifaire d'Énergir, citées en référence par la Régie à sa question. Toutefois, la pièce du transporteur présente aussi les principes comptables et réglementaires relatifs aux dépenses du coût de service ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes. Répertorier les différents principes et décisions appliqués actuellement pour les fins d'établissement du coût de service constitue un travail de recherche considérable. En effet, certains principes et/ou décisions sont en vigueur depuis plusieurs années. Produire une pièce, tel que demandé par la Régie, requiert donc réflexion et analyse. Compte tenu des délais impartis, jumelés à la période de vacances estivales, Énergir n'est pas en mesure de produire une telle pièce au présent dossier. Cependant, elle demeure ouverte à la possibilité d'intégrer ces informations complémentaires dans un prochain dossier tarifaire.

## 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 m<sup>3</sup> tout en maintenant la cohérence générale du tarif. »*

**Demande :**

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

**Réponse :**

Énergir souligne que ce n'est pas le maintien d'une stratégie tarifaire de hausse ou de baisse uniforme qui a fait en sorte que l'interfinancement s'est accentué. Les revenus ont plutôt augmenté de façon significative au tarif D<sub>1</sub> avec la migration de grands clients vers ce tarif. Ceux-ci avaient une plus grande capacité et ont fait croître les coûts. Cependant, les revenus ont augmenté de façon plus importante que les coûts avec la croissance de leurs volumes moyens.

Cet enjeu de lien causal entre les coûts et les revenus est au cœur de la refonte du tarif de distribution. L'ajustement proposé par la FCEI ne serait que temporaire. En effet, toute

migration de grands clients au tarif D<sub>1</sub> continuerait de se traduire par un accroissement des revenus par rapport aux coûts étant donné la structure tarifaire actuelle.

Or, les niveaux d'interfinancement acceptables seront abordés dans la phase 4 du dossier de la Vision tarifaire (R-3867-2013), tel que la Régie l'a demandé dans la décision D-2018-072 :

*« [23] Dans sa décision D-2011-182, la Régie émettait une ordonnance qu'elle a réitérée dans sa décision D-2014-144. En préparation d'une réflexion sur la refonte de la structure tarifaire, elle demandait au Distributeur de traiter des éléments suivants :*

" [356] [...]

- [...]
- une réflexion sur les niveaux acceptables d'interfinancement par catégorie tarifaire ;
- [...] ". »

Le traitement de la phase 4 du dossier R-3867-2013 a été suspendu pour une période indéterminée par la Régie dans sa décision D-2018-072 au motif que l'issue de la demande de révision logée par l'ACIG dans le dossier R-4054-2018 n'était pas connue. Or, le 22 février 2019, la Régie a rejeté cette dernière demande de révision en rendant sa décision D-2019-020. Par conséquent, il est possible, voire probable, que la phase 4 du dossier R-3867-2013 soit réactivée prochainement et que la réflexion sur les niveaux acceptables d'interfinancement soit amorcée dans le cadre de ce forum. D'ailleurs, les équipes d'Énergir se préparent actuellement à cette prochaine éventualité et ont entamé des réflexions quant aux niveaux d'interfinancement qui seraient optimaux et raisonnables, et ce, en vue d'un dépôt dans le dossier R-3867-2013. Ainsi, Énergir soumet que la proposition de la FCEI n'est pas formulée dans le forum approprié.

**Annexe Q-1.1**

**ANALYSE DES BESOINS DE POINTE ET DES OUTILS APPROVISIONNEMENT DISPONIBLES  
PROJECTION 2023-2037, en GJ/jour**

		CT2020 (AN 4)														
Année		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
<b>Aprovisionnement</b>																
<b>Transport</b>																
	<b>Échéance</b>															
1	Transport FTLH Empress-EDA (NBJ)	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	-	-	-	-	-	-	-
2	Transport FTLH Empress - NDA (NBJ)	264	264	264	264	264	264	264	264	-	-	-	-	-	-	-
3		53	53	53	53	53	53	53	53	-	-	-	-	-	-	-
4	Transport FTSH Dawn/EDA	1 320	1 320	1 320	1 320	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5		872	872	872	872	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Transport STS-Pkwy/GMI	3 313	3 313	3 313	3 313	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7		676	676	676	676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8		1 188	1 188	1 188	1 188	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9		528	528	528	528	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Transport FTSH Parkway-EDA	1 715	1 715	1 715	1 715	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11		6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312
12		1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029
13		515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515
14		2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243
15		955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955
17	Transport FTSH-Parkway-NDA	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
18	Marché Secondaire - Dawn/EDA	2 164	2 164	2 164	2 164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Transport FTSH Parkway-EDA - Open season	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602
20	<b>Total Transport</b>	<b>26 081</b>	<b>26 081</b>	<b>26 081</b>	<b>26 081</b>	<b>14 304</b>	<b>14 304</b>	<b>14 304</b>	<b>14 304</b>	<b>12 061</b>	<b>1 558</b>	<b>602</b>	<b>602</b>	<b>602</b>	<b>602</b>	<b>602</b>
<b>Autres approvisionnements</b>																
21	Réception en franchise (GNR) (Note 1)	69	99	141	201	286	408	581	828	828	828	828	828	828	828	828
22	Clients fournissant leur transport et Biogaz	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
23	St-Flavien	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543	1 543
24	Pointe-du-Lac	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624	1 624
25	Usine LSR	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835	5 835
26	Refonte service interruptible - Volet C	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
27	Interruption liquéfaction GM GNL	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
28	Outil de maintien et fiabilité LSR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	<b>Total approvisionnements</b>	<b>36 229</b>	<b>36 259</b>	<b>36 301</b>	<b>36 361</b>	<b>24 670</b>	<b>24 791</b>	<b>24 965</b>	<b>25 212</b>	<b>22 968</b>	<b>12 465</b>	<b>11 510</b>				

Note 1 Hypothèse de croissance pour atteindre 5 % de la demande annuelle moyenne en 2030 (5 % de la demande annuelle moyenne de la dernière année de la CT-2020 utilisée pour 2030).



**Annexe Q-1.3**

No de ligne	2013-2014 <sup>1-6</sup>		2014-2015 <sup>2-7</sup>		2015-2016 <sup>3-8</sup>		2016-2017 <sup>4-9</sup>		2017-2018 <sup>5-10</sup>		
	PARK-EDA	DAWN-EDA	PARK-EDA	DAWN-EDA	PARK-EDA	DAWN-EDA	PARK-EDA	DAWN-EDA	PARK-EDA	DAWN-EDA	
1	Tarifs - TCPL (\$/GJ) <sup>11</sup>	0,4119 \$	0,5323 \$	0,4119 \$	0,5323 \$	0,661 \$	0,855 \$	0,676 \$	0,872 \$	0,684 \$	0,883 \$
2	Tarifs - M12 - Enbridge (\$/GJ) <sup>11</sup>	0,0783 \$		0,0796 \$		0,086 \$		0,095 \$		0,112 \$	
3	Tarifs - M12 - Enbridge / Cap and trade (\$/GJ)									0,009 \$	
4	Taux - compression - TCPL	0,69%	0,79%	0,69%	0,87%	0,87%	1,03%	1,15%	1,68%	1,10%	1,61%
5	Taux - compression - M12 - Enbridge (taux moyen annuel)	0,714%		0,717%		0,750%		0,756%		0,756%	
6	Molécule - DAWN (\$/GJ) <sup>6-7-8-9-10-11</sup>	5,661 \$	5,661 \$	4,352 \$	4,352 \$	2,977 \$	2,977 \$	4,428 \$	4,428 \$	3,696 \$	3,696 \$
7	<b>COÛTS - avant compression</b>	<b>0,4902 \$</b>	<b>0,5323 \$</b>	<b>0,4914 \$</b>	<b>0,5323 \$</b>	<b>0,7470 \$</b>	<b>0,8550 \$</b>	<b>0,7706 \$</b>	<b>0,8719 \$</b>	<b>0,8049 \$</b>	<b>0,8831 \$</b>
8	<b>COÛTS - TOTAL</b>	<b>0,5697 \$</b>	<b>0,5770 \$</b>	<b>0,5525 \$</b>	<b>0,5700 \$</b>	<b>0,7952 \$</b>	<b>0,8857 \$</b>	<b>0,8552 \$</b>	<b>0,9461 \$</b>	<b>0,8736 \$</b>	<b>0,9426 \$</b>

- 9 1. R-3837-2013, B-0055, Gaz Métro-2, Document 1, Annexe 3, p.2-3.  
10 2. R-3879-2014, B-0258, Gaz Métro-7, Document 1, Annexe 3, p.2-3.  
11 3. R-3879-2014, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1, Annexe 3, p.3-4.  
12 4. R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1, Annexe 3, p.3-4.  
13 5. R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1, Annexe 4, p.2-3.  
14 6. R-3916-2014, B-0089, Gaz Métro-43, Document 1, Tableau 2, ligne 9, colonne 5.  
15 7. R-3951-2015, B-0025, Gaz Métro-12, Document 7, Tableau 1, ligne 9, colonne 5.  
16 8. R-3992-2016, B-0065, Gaz Métro-12, Document 7, Tableau 1, ligne 8, colonne 5.  
17 9. R-4024-2017, B-0076, Énergir-12, Document 7, Tableau 1, ligne 8, colonne 5.  
18 10. R-4079-2018, B-0154, Énergir-12, Document 7, Tableau 1, ligne 5, colonne 5.  
19 11. À des fins de comparaison, certains paramètres ont été convertis en \$/GJ.



**Annexe Q-4.4**

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023**

	<i>Hiver</i>	<i>2020 Été</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2021 Été</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2022 Été</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2023 Été</i>	<i>Total</i>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>												
1 Continue	3 252	2 414	5 667	3 250	2 464	5 714	3 277	2 482	5 759	3 285	2 485	5 770
2 Interruptible	165	127	292	164	127	291	169	132	301	169	132	300
3 Gaz d'appoint	5	45	50	5	45	50	5	45	50	5	45	50
4 Client biogaz en réseau dédié	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
5 <i>Sous-total</i>	<i>3 435</i>	<i>2 603</i>	<i>6 039</i>	<i>3 432</i>	<i>2 652</i>	<i>6 084</i>	<i>3 464</i>	<i>2 676</i>	<i>6 140</i>	<i>3 472</i>	<i>2 678</i>	<i>6 150</i>
6 Interruptions	-9	0	-9	-5	0	-5	-6	0	-6	-6	0	-6
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	20	15	35	22	17	39	22	17	39	22	17	39
8 Compression (transport et entreposage)	74	49	122	75	49	124	75	49	124	78	50	128
9 Écart de mesurage	2	2	4	2	2	4	2	2	4	2	2	4
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>3 522</b>	<b>2 669</b>	<b>6 191</b>	<b>3 525</b>	<b>2 720</b>	<b>6 246</b>	<b>3 557</b>	<b>2 744</b>	<b>6 301</b>	<b>3 567</b>	<b>2 748</b>	<b>6 315</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>												
11 Transport												
12 FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	341	480	821	339	480	819	339	480	819	339	480	819
13 Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	23	27	51	23	28	51	23	28	51	23	28	51
15 Transport gaz d'appoint	5	45	50	5	45	50	5	45	50	5	45	50
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>369</i>	<i>553</i>	<i>922</i>	<i>366</i>	<i>553</i>	<i>920</i>	<i>366</i>	<i>553</i>	<i>920</i>	<i>366</i>	<i>553</i>	<i>920</i>
18 Achats dans le territoire	1	3	5	7	11	18	12	18	30	14	21	34
19 Achat à Empress pour compression	15	18	33	15	18	33	15	18	33	15	18	33
20 Achats à Dawn (GR)	1 218	326	1 545	1 200	308	1 509	1 222	315	1 537	1 267	283	1 550
21 Livraisons à Dawn (AD)	1 516	2 154	3 670	1 543	2 192	3 735	1 548	2 200	3 748	1 547	2 198	3 745
22 Biogaz	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
23 Écart de mesurage	2	2	4	2	2	4	2	2	4	2	2	4
24 Retraits - injections	387	-403	-15	381	-382	-1	377	-377	1	343	-343	0
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 522</b>	<b>2 669</b>	<b>6 191</b>	<b>3 527</b>	<b>2 719</b>	<b>6 246</b>	<b>3 557</b>	<b>2 744</b>	<b>6 301</b>	<b>3 567</b>	<b>2 748</b>	<b>6 315</b>

**Annexe Q-4.4**

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2023**

		2020		2021		2022		2023	
		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )						
<b>ENTREPOSAGE (Capacité)</b>									
26	LSR (daQ)	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7	2,1	53,7
27	Pointe-du-Lac	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0	12,1	318,0
30	<b>TOTAL</b>	<b>20,1</b>	<b>528,3</b>	<b>20,1</b>	<b>528,3</b>	<b>20,1</b>	<b>528,3</b>	<b>20,1</b>	<b>528,3</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>									
		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)						
31	Journée de pointe - continue	1 355	35 771	1 378	36 372	1 379	36 391	1 383	36 498
32	Marge excédentaire			25	660	25	660	25	660
33	Besoins hiver extrême	1 313	34 660	1 326	35 001	1 335	35 232	1 340	35 367
34	Maximum	1 355	35 771	1 403	37 032	1 404	37 051	1 408	37 158
<b>Approvisionnements</b>									
35	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
36	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Achats dans le territoire - GNR	0	9	0	11	1	14	3	69
38	Transport clients & biogaz	10	251	10	252	10	252	10	252
39	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
40	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	82	2 164
41	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	522	13 777
42	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
43	Pointe-du-Lac *	62	1 624	62	1 624	62	1 624	62	1 624
44	Saint-Flavien *	58	1 543	58	1 543	58	1 543	58	1 543
45	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
46	LSR (vaporisation) *	221	5 835	221	5 835	221	5 835	221	5 835
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
48	Sous-total approvisionnements	1 355	35 749	1 355	35 752	1 355	35 756	1 353	35 702
49	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
50	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 355</b>	<b>35 749</b>	<b>1 375</b>	<b>36 280</b>	<b>1 375</b>	<b>36 283</b>	<b>1 373</b>	<b>36 229</b>
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-1	-22	-28	-752	-29	-767	-35	-928
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.51/ 1.48)	-0,1%	-0,1%	-2,1%	-2,1%	-2,1%	-2,1%	-2,6%	-2,6%
53	Achat / (vente) de transport a priori	1	21	29	752	29	768	35	929
54	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 355</b>	<b>35 770</b>	<b>1 403</b>	<b>37 032</b>	<b>1 404</b>	<b>37 051</b>	<b>1 408</b>	<b>37 158</b>
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	-1	0	0	0	1	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.55/ 1.54)		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2020 est 38,46.