
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 7
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF
D'ÉNERGIR À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2018**

Échéances contractuelles

- 1. Références :** (i) Pièce [B-0218](#), p. 86 et 87;
(ii) Pièce [B-0218](#), Annexe 4.

Préambule :

(i) « L'annexe 8 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2018-2019 (scénario 1) et un scénario alternatif (scénario 2) :

1. Achat d'une capacité de transport de 491 10³m³/jour depuis Empress du 1er novembre 2018 au 31 mars 2019 à un prix de 10,99 ¢/m³ (2,90 \$/GJ);

2. Achat d'une capacité de transport de 491 10³m³/jour depuis Parkway (8,87 ¢/m³ ou 2,34 \$/GJ) combinée à une capacité de 498 10³m³/jour entre Dawn et Parkway (du 1^{er} novembre 2018 au 31 mars 2019 (0,19 ¢/m³ ou 0,05 \$/GJ).

[...]

La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,845 M\$, soit 0,08 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 1 considérant la totalité des achats en FTLH Empress-GMIT EDA engendre des coûts légèrement inférieurs. Énergir a donc retenu ce scénario pour le plan d'approvisionnement de l'année 2019. En temps utile, Énergir réévaluera les diverses alternatives disponibles et retiendra la plus avantageuse pour la clientèle ». [nous soulignons]

(ii) Contrats d'approvisionnement existants - Transport au 28 mai 2018.

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer si Énergir a procédé à une réévaluation de sa stratégie d'approvisionnement pour l'année 2018-2019, dont il est question à la citation (i).

Le cas échéant, veuillez élaborer et mettre à jour le tableau des contrats d'approvisionnement existants en capacités de transport, tel que présenté à la référence (ii), en intégrant tous les changements résultant de la stratégie retenue.

Réponse :

À la suite de la révision budgétaire 0-12 pour l'année 2018-2019, une réévaluation des besoins a été effectuée. Toutefois, la stratégie d'approvisionnement visant à leur répondre demeure à être complétée. De ce fait, Énergir soumet qu'il n'est pas opportun pour le moment de mettre à jour le tableau des contrats d'approvisionnement, la version présentée à la référence ii) demeure applicable.

- 1.2 En vous référant à la 3^e note de bas de page de la référence (ii) : « *Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30/04/2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL. Non renouvelé* », veuillez indiquer les raisons pour lesquelles Énergir a jugé approprié de ne pas renouveler le contrat de 711 10³m³/jour auprès de la tierce partie. Veuillez également déposer le résultat des analyses permettant de justifier ce choix.

Réponse :

Lors du plus récent exercice de *term-up* de TCPL, le transporteur exigeait que la tierce partie prenne une décision à savoir si elle désirait prolonger la durée du contrat qu'elle utilisait pour offrir le service à Énergir ou si elle ne désirait pas se prévaloir de cette option et y mettre fin à la date prévue.

Comme prévu à l'Entente entre Énergir et la tierce partie, cette dernière a proposé au distributeur de renouveler le contrat de 711 10³m³/jour à des conditions différentes de celles convenues pour le terme initial de 5 ans. Compte tenu de l'évolution du marché (prix constatés, statut du projet Constitution, etc.), la proposition avait pour effet de remplacer un échange à prix fixe par une structure de prix exposant la clientèle d'Énergir à la forte volatilité d'un indice différent de celui de Dawn.

L'analyse de l'historique des prix de la structure proposée, démontre que la clientèle d'Énergir aurait été exposée à des surcoûts importants en comparaison des coûts du contrat existant ou de ceux associés à l'utilisation d'un contrat sur le marché primaire.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0264](#), p. 10 et 11;
 - (ii) Pièce [B-0264](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0264](#), Annexe 2, p. 3 et 4.

Préambule :

(i) « a) *Contrat d'une durée de 10 ans débutant le 1^{er} novembre 2020. Fait très important, puisqu'Énergir dispose déjà de 85 000 GJ/j sur le trajet Empress/NBJ et que les demandes de capacités seront prioritairement allouées aux expéditeurs existants de LH, cette date de mise en service ne devrait pas être repoussée en raison de retard dans la construction d'infrastructures puisqu'aucune nouvelle infrastructure n'est requise. Par contre, la mise en service de ce nouveau service avant le 1^{er} janvier 2021 nécessite l'accord de toutes les parties à l'Entente, un accord qui demeure à obtenir. Dans le pire des cas, ce service entrera en fonction le 1^{er} janvier 2021* ».

(ii) « *Tarif à coût fixe de 0,93\$/GJ, incluant les frais d'abandon (actuellement 0,16\$/GJ) tant que ceux-ci demeurent inférieurs à 0,22\$/GJ* ».

(iii) « *Service Commencement Date ans Contract term*

The commencement date for Conversion Bids as well as New Service Bids associated with a bid for FT capacity in the concurrent ECOS is January 1, 2021 and the minimum NBJ LTFP contract term is ten (10) years.

- *Conversion Bids for LH contract quantities subject to the Mainline Settlement Agreement may request to commence the Service as early as November 1, 2020;*
- *All other Conversion Bids and New Service Bids associated with bids in the concurrent ECOS may request to commence the Service as early as November 1, 2019;*
- *In either case, the contract end date can be no earlier than December 31, 2030.*

For New Service Bids associated with a bid in the NCOS that requires the construction of new facilities, the targeted commencement date is November 1, 2021 and the minimum NBJ LTFP contract term is ten (10) years.

- *In addition, for New Service Bids that are associated with a bid in the NCOS that requests interim FT capacity expected to commence on November 1, 2019, Service Applicant may similarly request matching interim NBJ LTFP capacity.*

All Service Applicants may request terms ending after December 31, 2030; however, TransCanada reserves the right to reject requests with end dates later than October 31, 2036.

Commencement of the Service may be delayed as a result of a number of factors, including, without limitation:

- *delays in TransCanada receiving any required regulatory or internal approvals of the Service; and;*

• delays relating to any new facilities required for the Associated FT capacity, including, but not limited to delays in acquiring regulatory approval of or constructing the facilities required for the Associated FT capacity;

• delays in securing any Transportation by Others capacity required for the Associated FT capacity.

Contracts must start on the first day of a calendar month.

Contract Quantity

The Service is dependent on an aggregate contract quantity for the Service acceptable to TransCanada in its sole discretion and is subject to capacity availability.

Shipper's contract quantity for NBJ LTFP must be no less than the contract quantity for the Associated FT capacity.

Receipt Point and Delivery Point

The Receipt Point will be Empress and the Delivery Point will be North Bay Junction, with secondary receipt points of Bayhurst 1 and Suffield 2 ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Considérant que « la mise en service de ce nouveau service avant le 1^{er} janvier 2021 nécessite l'accord de toutes les parties à l'Entente, un accord qui demeure à obtenir », veuillez présenter les impacts pour Énergir si le nouveau service débute le 1^{er} janvier 2021.

Réponse :

Si le nouveau service débutait au 1^{er} janvier 2021, plutôt que le 1^{er} novembre 2020, il en résulterait une réduction de l'économie de 3,0 M\$. L'annexe 1 présente le tableau sommaire de l'analyse marginale incluant cette mise à jour.

2.2 En lien avec la citation de la référence (iii) : « delays relating to any new facilities required for the Associated FT capacity, including, but not limited to delays in acquiring regulatory approval of or constructing the facilities required for the Associated FT capacity », veuillez indiquer si les capacités équivalentes et associées en transport ferme (FT) au segment Empress-NBJ, soit les segments NBJ-EDA/NDA, seront disponibles à Énergir dès leur mise en service prévue le 1^{er} novembre 2020 ou au plus tard le 1^{er} janvier 2021.

Veuillez élaborer et, le cas échéant, fournir les prix des capacités de transport NBJ-EDA/NDA correspondantes au 1^{er} novembre 2020 ou 1^{er} janvier 2021. Sinon, veuillez indiquer quand ces capacités NBJ-EDA/NDA seront disponibles et le cas échéant, veuillez élaborer.

Veillez indiquer si la construction de nouvelles capacités de transport NBJ-EDA/NDA est nécessaire. Veuillez élaborer.

Réponse :

Selon toutes vraisemblances, les capacités équivalentes et associées en transport ferme (FT) au segment Empress-NBJ, soit les segments NBJ-EDA/NDA devraient être disponibles pour Énergir à compter du 1^{er} janvier 2021. En effet, selon les indications de TCPL, aucune construction ne serait requise pour la conversion des capacités en LH dont dispose Énergir présentement. Toutefois, il est possible que la demande de nouvelles capacités par des tiers nécessite la construction de nouvelles infrastructures.

Il est important de souligner que lorsque TCPL offre un nouveau service, elle ne s'engage généralement pas à l'offrir à une date ferme en raison du risque associé au calendrier réglementaire et au moment de la prise de décision de l'Office national de l'énergie.

Dans le cadre des analyses faites aux fins de la demande, Énergir a présumé que les tarifs des capacités de transport NBJ-EDA/NDA seraient les mêmes au 1^{er} novembre 2020 et au 1^{er} janvier 2021.

- 2.3 Veuillez élaborer sur les implications associées aux frais d'abandon et notamment, s'ils dépassent le seuil de 0,22\$/GJ, tel que mentionné à la référence (ii), à l'horizon de la période contractuelle de 10 ans.

Veillez expliquer et présenter votre réponse à l'aide d'un exemple chiffré.

Réponse :

Si les frais d'abandon devaient augmenter au-delà du seuil de 0,22\$/GJ, le tarif du PFLD-NBJ augmenterait d'autant. En d'autres termes, si les coûts d'abandon devaient grimper à 0,23\$/GJ, le tarif du PFLD-NBJ augmenterait de 0,01\$/GJ en passant donc de 0,93\$/GJ à 0,94\$/GJ. L'annexe 2 de la présente démontre l'impact d'une augmentation des frais d'abandon à 0,23\$/GJ et à 0,25\$/GJ.

Évaluation des alternatives à la capacité FTLH de 85 000 GJ/jour

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0148](#);
 - (ii) Pièce [B-0148](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0148](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0264](#);
 - (v) Pièce [B-0218](#), Tableau 28, p. 84;
 - (vi) Pièce [B-0218](#), Annexe 9;
 - (vii) Pièce [B-0264](#), p. 6.

Préambule :

(i) En suivi de la décision D-2018-049, Énergir dépose un complément de preuve portant sur la procédure de *Term up*.

(ii) « *La ligne 24 du tableau montre les excédents et les déficits d'approvisionnement annuels prévus par Énergir au moment où elle devait prendre la décision de prolonger ou pas le contrat de transport de 73 000 GJ/j pour deux années supplémentaires et conserver son droit de renouvellement. Puisque des déficits d'approvisionnement étaient prévus pour les années 2022-2023 et 2023-2024, Énergir a prolongé celui-ci qui aurait autrement expiré le 31 octobre 2022* ».

(iii) Tableau - Analyse des besoins de pointe et des outils d'approvisionnement disponibles.

(iv) En suivi de la décision D-2018-049, Énergir dépose une preuve portant sur l'échéance de l'obligation de conserver des capacités de transport LH et analyse des alternatives possibles.

(v) Au Tableau 28, Énergir présente notamment les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit journalier maximal respectif, ainsi que la capacité de transport déficitaire établie en considérant le débit quotidien maximal de chaque outil pour l'année 2018-2019.

(vi) Plan d'approvisionnement 2019-2022.

(vii) « *Advenant qu'Énergir ne renouvelle pas ses autres outils d'approvisionnement venant à échéance d'ici 2030, les outils d'approvisionnement de long terme qui demeureraient toujours disponibles en 2030 seraient de 23,9 10⁶m³/jour, soit :*

- *L'usine LSR et les interruptions de liquéfaction de GM-GNL avec 6,1 10⁶m³/jour;*
- *L'entreposage aux sites Pointe-du-Lac, qui inclut le projet d'investissement à l'étude par la Régie (R-4034-2018), et Saint-Flavien avec 3,2 10⁶m³/jour;*
- *Les clients ayant leur propre service de transport avec 0,2 10⁶m³/jour;*
- *Les achats dans le territoire avec 0,5 10⁶m³/jour;*
- *La refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) avec 0,5 10⁶m³/jour;*
- *Les engagements courtes distances (FTSH) avec 11,1 10⁶m³/jour;*

- Et une capacité de $2,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ (ou $85\,000 \text{ GJ}/\text{jour}$) à renouveler ».

Demandes :

- 3.1 Veuillez présenter les différents outils d'approvisionnement toujours disponibles en 2030 ainsi que leur débit journalier maximal respectif, dont il est question à la référence (vii) selon le format de la référence (v). Veuillez également ajouter au tableau, une colonne afin d'indiquer les lignes de la référence (v) s'y référant.

Réponse :

Sources	$10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$	Références	
		B-0218, GM-H, Doc1 Annexe 4 page 1 Colonnes 3 à 9	B-0218, GM-H, Doc1 Annexe 9 page 2 Colonne 2022 (10^6 m^3)
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	-	Ligne 1 (échéance 2025) + lignes 3 et 4 (échéance 2021)	
Transport par échange (EMP-GMIT)	-		Ligne 35
Achats dans le territoire	530		Ligne 36
Transport fourni par les clients	248		Ligne 37
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	-	Lignes 6 et 7 (échéance 2025)	
Transport par échange (Dawn-GMIT)	-	Ligne 9 (échéance 2023) + ligne 10 (échéance 2025)	
FTSH (Parkway-GMIT EDA & NDA)	11 054	Ligne 17 (échéance 2025) + lignes 18 à 22 (échéance 2032)	
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	-	Lignes 12 à 15 (échéance 2025)	
Pointe-du-Lac	1 616		Ligne 42
Saint-Flavien	1 535		Ligne 43
Outil de maintien de fiabilité	-		Ligne 44
Usine LSR (Vaporisation)	5 805		Ligne 45
Interruption de liquéfaction GM GNL	297		Ligne 46
Sous-total approvisionnements	21 084		
Achat / (Vente) de transport	-		
Refonte du service interruptible	528		Ligne 48
Capacité à renouveler	2 243		
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	23 856		

- 3.2 Veuillez mettre à jour les pièces aux références (i) et (iv), afin de présenter les débits journaliers en $10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ et en GJ/jour .

Réponse :

La mise à jour des pièces aux références (i) et (iv) se retrouve à l'annexe 3 de la présente.

- 3.3 Veuillez élaborer sur les hypothèses sous-tendant le maintien des débits journaliers jusqu'en 2030 pour les outils d'approvisionnement suivants :

- Les clients ayant leur propre service de transport avec $0,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$;
- Les achats dans le territoire avec $0,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$;
- La refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) avec $0,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$.

Réponse :

Les clients ayant leur propre service de transport avec $0,2 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$:

Il s'agit d'une hypothèse conservatrice pour un outil d'approvisionnement peu variable selon les scénarios analysés dans la Cause tarifaire 2018-2019. Rien ne laisse croire que cette prévision pourrait grandement évoluer dans les prochaines années.

Les achats dans le territoire avec $0,5 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$:

Cet outil représente les achats en gaz naturel renouvelable (GNR) dans la franchise. La prévision des approvisionnements en GNR jusqu'en 2022 de la Cause tarifaire 2018-2019 est faite selon une prévision conservatrice des disponibilités futures. Bien que cette projection puisse augmenter de 2022 à 2030, il n'y a présentement aucun engagement contractuel qui permettrait d'assurer une augmentation des approvisionnements en GNR.

La refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) avec $0,5 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$:

Il s'agit de l'estimation de la capacité due à la refonte du service interruptible qui avait été réalisée lors de la Cause tarifaire 2015¹ en suivi de la décision D-2014-201. Cette hypothèse se veut conservatrice et devrait se maintenir selon le nombre de clients interruptibles qui pourraient se manifester dans l'avenir.

3.4 Veuillez confirmer que les capacités visées dans le cadre de la procédure de *Term up*, dont il est question aux références (i) à (iii), sont les capacités de Transport FTLH Empress-EDA de 73 000 GJ/jour.

Veuillez expliquer la prise en compte des capacités de transport FTLH Empress-NDA de 12 000 GJ/jour dans le cadre du *Term up*, tel que présenté au tableau de la référence (iii).

Réponse :

Énergir confirme que les capacités visées dans le cadre de la procédure de *term-up* sont les capacités de transport FTLH Empress-EDA de 73 000 GJ/jour.

En ce qui a trait aux capacités de transport FTLH Empress-NDA de 12 000 GJ/jour, comme la demande totale de pointe inclut la demande de la zone NDA, il est nécessaire de considérer le contrat de transport FTLH Empress-NDA dans l'analyse des besoins de pointe et des outils d'approvisionnement. Par ailleurs, il est important de souligner que ces contrats ont récemment été renouvelés jusqu'au 31 octobre 2021 et qu'Énergir entrevoit les renouveler au-delà de ce terme à la suite des analyses effectuées sur ses besoins en outils d'approvisionnement. Ces contrats contiennent un droit de renouvellement annuel, avec un préavis de 2 ans.

¹ R-3879-2014 (Cause tarifaire 2015), B-0337, Gaz Métro-7, Document 7, p. 9, l. 5-7.

- 3.5 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles Énergir a considéré des capacités de 85 000 GJ/jour dans ses analyses relatives à l'échéance de l'obligation de conserver des capacités de transport FTLH, tel que présenté à la référence (iv) plutôt que des capacités de 73 000 GJ/jour aux termes de la procédure de *Term up*, tel qu'indiqué à la référence (ii).

Le cas échéant, veuillez élaborer si Énergir prévoit renouveler les capacités de transport FTLH Empress-NDA de 12 000 GJ/jour lorsque l'échéance sera atteinte, tel que présenté à la référence (iii).

Réponse :

Énergir a considéré la totalité des capacités de 85 000 GJ/jour dans ses analyses car l'offre de TCPL incluait la possibilité de convertir également les capacités vers NDA. Les analyses démontrant que la conversion totale des capacités de 85 000 GJ/jour était la plus avantageuse, Énergir a donc tiré sa conclusion à cette fin. Énergir maintiendra la capacité FTLH Empress-NDA de 12 000 GJ/jour jusqu'au moment de la conversion.

Veuillez-vous référer à la réponse à la question 3.4 concernant le renouvellement des capacités de 12 000 GJ/jour entre Empress et NDA.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0264](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0264](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0264](#), p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0264](#), Annexe 1;
 - (v) Pièce [B-0264](#), Annexe 1;
 - (vi) Pièce [B-0218](#), Tableau 24, p. 67;
 - (vii) Pièce [B-0218](#), Annexe 15.

Préambule :

(i) « Énergir est d'avis que la meilleure façon d'analyser la rentabilité de ces options est en comparant les coûts à long terme des trois alternatives. En effet, une analyse de moyen terme basée par exemple sur un plan d'approvisionnement ne permet pas de capter toute la valeur de chacune des options. De plus, Énergir a démontré à la section précédente que la capacité peut être renouvelée sans craindre que ce renouvellement ne limite sa flexibilité quant à la possibilité de décontracter des capacités de transport si la demande baisse dans le futur. Énergir propose donc une approche d'analyse marginale (analyse différentielle) sur 10 ans pour évaluer ces trois options.

L'annexe 1 présente les résultats des analyses sur les différentes années en fonction des hypothèses de tarifs de transport et des prix de la fourniture de 2020 à 2030.

Maintenir le FTLH

Économiquement, maintenir le FTLH sur une période de 10 ans représenterait des coûts de plus de 1,44 G\$ pour la clientèle. Veuillez vous référer à l'annexe 1 pour les détails concernant cette analyse.

Convertir le FTLH en FTSH

Les coûts associés à la conversion du 85 000 GJ/j de FTLH en FTSH représenterait des coûts de 1,28 G\$ sur une période de 10 ans. Ceci représente une économie d'environ 162 M\$ comparativement à l'option de maintenir le FTLH (voir annexe 1).

Convertir en PFLD-NBJ

Comme mentionné précédemment, le PFLD-NBJ est un nouveau service à prix fixe de longue durée entre Empress et la jonction du NOL et du Triangle de l'Est située à North Bay offert par TCPL ». [nous soulignons]

(ii) « De surcroît, pour compléter le service, Énergir contractera une capacité de transport sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA équivalente à la quantité convertie en service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables à ces tronçons ne seront pas ceux en vigueur tout au long des 10 années du contrat relatif au service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables sur ces deux tronçons seront ceux

approuvés par l'ONÉ et pourront varier de temps à autre. Il s'agira ainsi de contrats de transport standard avec TCPL ».

(iii) « [...] Tant et aussi longtemps que les crédits de STS sont supérieurs à 0, le tarif du service STS est équivalent au tarif du service FTSH. En revanche, une fois les crédits de STS épuisés, le tarif applicable à chaque gigajoule transporté avec le service STS est majoré de 25 % par rapport au tarif du service FTSH. Bref, avec le service FTI associé au service PFLD-NBJ, le moment auquel les crédits de STS seront épuisés est repoussé par rapport à une conversion du FTLH en service FTSH, réduisant par le fait même les coûts d'approvisionnement. » [nous soulignons]

(iv) À l'annexe 1 :

ANALYSE MARGINALE - coûts des scénarios - 10 ans (en million de \$)												
SCÉNARIO	SERVICE	2020-21 ¹	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	TOTAL
1	FTLH	131	133	135	137	142	147	150	152	154	156	1437
2	PFLD-NBJ	113	115	117	119	123	129	132	133	136	138	1255
3	FTSH - PARK EDANDA ²	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH ²	18	18	18	18	19	18	18	19	18	18	182
(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH ²	18	0	1	5	3	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)	20

Notes :

1. Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1^{er} novembre 2020.

2. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1^{er} novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

(v) Hypothèses de prix en \$ GJ (taux moyen par an) :

HYPOTHÈSES PRIX EN \$/GJ (taux moyen par an)										
	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
EMPRESS [*]	2,09 \$	2,14 \$	2,21 \$	2,27 \$	2,41 \$	2,57 \$	2,67 \$	2,72 \$	2,79 \$	2,86 \$
DAWN [*]	2,92 \$	2,92 \$	3,03 \$	3,22 \$	3,29 \$	3,36 \$	3,43 \$	3,49 \$	3,56 \$	3,63 \$
BASIS	0,8286 \$	0,7792 \$	0,8204 \$	0,9498 \$	0,8860 \$	0,7916 \$	0,7562 \$	0,7710 \$	0,7696 \$	0,7694 \$
TAUX CHANGE (cad/usd) [*]	1,2825	1,2799	1,2772	1,2744	1,2718	1,2692	1,2664	1,2636	1,2613	1,2611

Notes :

1. Prix et taux de change provenant de NGXIIICE en date du 30 mai 2018

TARIFS EN \$/GJ (transport)										
	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
EMPRESS-EDA	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$	2,1316 \$
EMPRESS-NDA	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$	1,5805 \$
PARK-EDA	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$
PARK-NDA	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$
EMPRESS - NBJ	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$
NBJ - EDA	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$
NBJ - NDA	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$
EMP -NBJ - EDA	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$
EMP -NBJ - NDA	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$

(vi) « Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue durée. Le tableau ci-dessous présente la répartition des contrats par durée, excluant les contrats de Union Gas :

Tableau 24

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2018-10-01	2018-11-01	2019-11-01	2020-11-01	2021-11-01
2020-10-31	1%	1%	1%	1%	1%
2022-10-31	3%	3%	3%	3%	3%
2024-10-31	52%	52%	52%	52%	52%
2031-10-31	40%	40%	40%	40%	40%
2032-10-31	4%	4%	4%	4%	4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Pour l'année 2018-2019, un peu plus de la moitié des contrats a une durée de 5 et 6 ans et l'autre moitié près de 15 ans. Ainsi, la stratégie d'approvisionnement relativement aux capacités de transport sera limitée ».

(vii) Analyse de rentabilité établie selon la perspective globale du plan d'approvisionnement.

Demandes :

4.1 Veuillez déposer le détail des calculs permettant d'établir les coûts annuels estimés, pour la période des 10 années, selon chacun des trois scénarios présentés à la référence (iv).

Réponse :

Veuillez noter qu'une erreur a été soulevée à l'annexe 1 de la pièce B-0264, GM-H, Document 9 et qu'une version révisée est déposée pour corriger les tarifs de transport Empress-EDA/NDA en CAD\$/GJ. Toutefois, cette révision n'affecte pas les résultats de l'analyse puisqu'ils sont basés sur le bon taux. Le détail des calculs permettant d'établir les coûts annuels pour la période de 10 ans se retrouve à l'annexe 4 de la présente.

4.2 La Régie note au 2^e tableau de la référence (v), que les capacités de transport FTSH sont représentés par les segments Parkway-EDA (Park-EDA) et Parkway-NDA (Park-NDA).

Dans l'évaluation des coûts de l'option de « Convertir le FTLH en FTSH », veuillez indiquer si Énergir a considéré, les prix et les capacités du segment associé Dawn-Parkway (Union M12) afin de compléter le segment Parkway-EDA/NDA permettant l'approvisionnement à partir de Dawn jusqu'au territoire desservi par Énergir. Veuillez élaborer.

Le cas échéant, veuillez déposer une évaluation des coûts de cette option en tenant compte des prix et des capacités des segments associés, soit Dawn-Parkway (Union M12) et Parkway-EDA/NDA et mettre à jour le tableau de la référence (iv).

Veuillez également mettre à jour le tableau des hypothèses afin d'inclure les tarifs relatifs au segment Dawn-Parkway, tel que présenté à la référence (v).

Réponse :

Énergir confirme qu'elle a considéré les prix et les capacités du segment associé Dawn-Parkway dans son analyse des segments Parkway-EDA/NDA et ce, bien qu'elle n'ait pas présenté les tarifs associés à la référence (v). Le tableau qui suit inclut les coûts du segment Dawn-Parkway (M12). À noter que cette ligne de prix Dawn-Parkway (M12) est intégrée à la pièce révisée GM-H, Document 9.

TARIFS EN \$/GJ (transport)										
	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
EMPRESS-EDA	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$	2,1307 \$
EMPRESS-NDA	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$	1,5806 \$
PARK-EDA	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$
PARK-NDA	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$	0,4942 \$
EMPRESS - NBJ	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$	0,9300 \$
NBJ - EDA	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$	0,5942 \$
NBJ - NDA	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$	0,2230 \$
EMP -NBJ - EDA	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$	1,5242 \$
EMP -NBJ - NDA	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$	1,1530 \$
DAWN-PARKWAY (M12) ¹	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$

Notes :

1. Le tarif inclus le frais fixe de 0,1222 \$/GJ et le frais variable "cap and trade" de 0,006\$ de Union Gas

- 4.3 La Régie note qu'à l'annexe 1, tel que présenté à la référence (iv), ainsi que selon l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* » de la référence (i), le service réfère au segment Empress-NBJ. Elle s'interroge si l'évaluation tient également compte des prix et des capacités des segments associés NBJ-EDA et NBJ-NDA afin de permettre l'approvisionnement à partir de Empress jusqu'au territoire desservi par Énergir.

Veillez indiquer si l'évaluation de l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* » tient compte des prix et des capacités des segments Empress-NBJ et NBJ-EDA/NDA.

Veillez élaborer et le cas échéant, déposer une évaluation des coûts de cette option en tenant compte des segments NBJ-EDA/NDA et mettre à jour le tableau de la référence (v).

Réponse :

Énergir confirme que l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* » tient compte des prix et des capacités des segments PFLD-NBJ et NBJ-EDA/NDA. Le détail des calculs se retrouve à l'annexe 4 de la présente.

- 4.4 Veillez justifier l'approche retenue par Énergir qui consiste en une analyse marginale (analyse différentielle), tel que mentionné à la référence (i), afin d'évaluer la rentabilité des trois options d'approvisionnement comparativement à l'approche selon une perspective globale du plan d'approvisionnement, tel que présenté à la référence (vii) et celle appliquée depuis plusieurs années aux fins de l'évaluation des stratégies d'approvisionnement.

Veillez expliquer en quoi une approche globale, tel que présentée en (vii) ne serait pas plus appropriée et les raisons pour lesquelles une évaluation marginale devrait être privilégiée.

Veillez élaborer votre réponse en considération de l'impact sur les coûts de service de transport, de fourniture et d'équilibrage.

Veillez expliquer en quoi l'approche marginale permet de capter toute la valeur de chacune des options, tel que mentionnée à la référence (i) plutôt qu'à l'approche globale habituellement appliquée.

Réponse :

Une analyse selon une approche globale comme celle servant à réaliser le plan d'approvisionnement d'Énergir comme référée en (vii) ne constitue pas l'approche idéale pour analyser la valeur du service NBJ. Cette approche est actuellement conçue pour évaluer des options d'approvisionnement sur un horizon de court et moyen termes (1 à 4 ans). Or, l'analyse de la valeur du service NBJ doit s'évaluer sur une période de temps beaucoup plus longue que celle habituellement présentée à la Régie, c'est-à-dire un horizon jusqu'à 2030 comparativement à un plan d'approvisionnement sur un horizon de 4 ans. Considérant ce fait, Énergir s'est concentrée à évaluer la valeur du service NBJ selon une approche marginale qui compare ce service aux autres services qu'il pourrait substituer à long terme.

De surcroît, si l'approche globale était utilisée, il serait requis d'effectuer une prévision de la demande annuelle jusqu'à 2030. Or, la fiabilité d'une telle prévision de la demande serait difficile à obtenir.

De plus, l'utilisation de l'approche globale requiert d'utiliser une multitude d'hypothèses concernant l'ensemble des autres outils d'approvisionnement. Par exemple, des hypothèses annuelles sur 10 ans débutant au plus tôt en 2020 seraient requises pour les tarifs, la capacité d'entreposage, le taux de compression, les opportunités d'optimisation, le besoin de flexibilité opérationnelle, etc. Compte tenu du long horizon sur lequel l'ensemble de ces hypothèses devraient se concrétiser, il apparaît improbable que le scénario qui se dégagerait de ces diverses hypothèses se matérialise intégralement.

Considérant ce qui précède, Énergir croit qu'il est préférable dans les circonstances de se concentrer sur l'essentiel de ce que constitue la valeur d'un outil d'approvisionnement par rapport à d'autres et que l'approche marginale est la plus appropriée pour capter la valeur de chacune des options.

Quant à la considération de l'impact sur les coûts de service de transport, de fourniture et d'équilibrage, lorsque Énergir doit sélectionner une option elle le fait en considérant le coût global des options, peu importe comment les coûts seront par la suite divisés entre les différents services.

- 4.5 Veuillez élaborer quant à la représentativité et l'acuité des prévisions prises en compte aux fins des évaluations de rentabilité effectuées sur un horizon de long terme, considérant les

hypothèses de tarifs de transport, des prix de la fourniture, ainsi que l'environnement gazier sont sujets à évoluer de 2020 à 2030.

Veillez élaborer quant à la sensibilité de l'évaluation effectuée sur la base long terme.

Réponse :

Comme mentionné à la note 1 sous le tableau des hypothèses de prix de la référence (v), les prix et taux de change proviennent de NGX/ICE.

Acquis en 2017 par la Intercontinental Exchange (ICE), la Natural Gas Exchange (NGX) fournit une plateforme qui rassemble des acheteurs et vendeurs qualifiés de contrats à terme dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité et offre des services de compensation, de règlements connexes ainsi que des données pour le marché nord-américain du gaz naturel et de l'électricité. La NGX est une source reconnue et fiable de données dans le domaine de l'énergie et en tant que marché reconnu en matière d'énergie en Amérique du Nord, elle procure notamment, depuis 2011, le prix de référence du gaz naturel en Alberta (Alberta Market Price).

L'exercice de prévoir l'avenir demeure difficile. Aucune prévision n'est parfaite et ce, particulièrement dans un environnement dynamique comme celui de l'énergie.

Les données prévisionnelles issues des marchés à terme (contrats à terme ou « Futures ») comme ceux du NGX/ICE, sont le résultat de la rencontre d'une multitude d'acteurs du marché qui, dans leur prise de décision d'acheter ou de vendre prennent en compte un ensemble d'éléments de contexte découlant de l'environnement gazier.

Ainsi, dans le contexte de l'évaluation de la valeur du service PFLD-NBJ, l'utilisation de données du marché à terme permet de s'appuyer sur le consensus de ces nombreux acteurs du marché. Compte tenu de la profondeur de marché du NGX/ICE, les données du marché à terme nous apparaissent posséder une grande crédibilité.

Une analyse de sensibilité sur l'évolution des prix de la fourniture sur la période de 10 ans est présentée à l'annexe 5 de la présente. Veillez également vous référer à la réponse à la question 4.4 en ce qui a trait à la sensibilité de l'évaluation effectuée sur la base long terme.

- 4.6 Pour les années 2020-2021 et 2021-2022 du plan d'approvisionnement 2019-2022, veuillez déposer une analyse de rentabilité ainsi que les hypothèses considérées, selon le format de la référence (vii), afin d'évaluer et de comparer la rentabilité selon les trois options identifiées à la référence (iv).

Veillez considérer dans votre analyse, les éléments suivants :

- Pour l'option « *Convertir le FTLH en FTSH* », les prix et les capacités des segments associés, soit Dawn-Parkway (Union M12) et Parkway-EDA/NDA;
- Pour l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* », les prix et les capacités des segments associés, soit Empress-NBJ et NBJ-EDA/NDA.

Réponse :

L'annexe 6 présente les analyses de rentabilité. Les hypothèses considérées sont disponibles à l'annexe 1 de la pièce révisée GM-H, Document 9. Les résultats des analyses viennent appuyer l'utilisation d'une approche marginale pour capter la valeur des options. Par exemple, l'analyse via le plan d'approvisionnement (approche globale) tient compte des ventes des excédents d'outils d'approvisionnement de pointe pour chacun des scénarios, et ce, à des prix différents. Des éléments qui ne devraient pas influencer et qui n'ont pas d'impact sur l'alternative proposée de convertir en PFLD-NBJ. Non seulement l'approche globale n'est pas disponible au-delà de l'année 2021-2022 (le plan présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 couvrant une période de 4 ans), mais elle vient créer, via certains paramètres qui n'ont rien à voir avec l'analyse en soi, des biais au niveau des résultats. C'est pourquoi l'approche marginale a été priorisée pour cette analyse.

- 4.7 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (vi) en prenant l'hypothèse que l'option de « *Convertir en PFLD-NBJ* » est exercée.

Veuillez élaborer quant à la flexibilité du portefeuille en capacités de transport qui en résultera, eu égard des propositions citées à la référence (i) « *la capacité peut être renouvelée sans craindre que ce renouvellement ne limite sa flexibilité quant à la possibilité de décontracter des capacités de transport si la demande baisse dans le futur* » et de la référence (vi), « *la stratégie d'approvisionnement relativement aux capacités de transport sera limitée* ».

Réponse :

Si l'option de convertir en PFLD-NBJ est exercée, la flexibilité du portefeuille sera distribuée différemment comme démontré au tableau suivant. Par contre, comme démontré à la pièce révisée GM-H, Document 9, la flexibilité actuelle sera selon toute vraisemblance superflue et la flexibilité post PFLD-NBJ le sera tout autant. En effet, en exerçant l'option PFLD-NBJ, 45% des capacités seront en renouvellement en 2024, date à laquelle un scénario fort peu probable d'un effondrement majeur de la demande devra se réaliser pour qu'Énergir soit dans une situation où elle devrait ne pas renouveler plus de 45% de ses capacités. Sur cette base, Énergir croit que sa flexibilité future n'est pas limitée.

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2018-10-01	2018-11-01	2019-11-01	2020-11-01	2021-11-01
2022-10-31	3%	3%	3%	3%	3%
2024-10-31	45%	45%	45%	45%	45%
2030-12-31	9%	9%	9%	9%	9%
2031-10-31	40%	40%	40%	40%	40%
2032-10-31	4%	4%	4%	4%	4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

4.8 Veuillez indiquer si Énergir a considéré, aux fins des analyses de chacune des options, tel que présenté à la référence (i), une valeur économique associée au service FTI, tel que mentionné à la référence (iii). Le cas échéant, veuillez élaborer.

Sinon, veuillez présenter une proposition à cet égard et déposer les analyses selon chacune des trois options, en considérant une valeur économique du service FTI.

Réponse :

Énergir n'a pas considéré, dans aucune des trois options, une valeur économique associée au service FTI. Cet aspect favorise les options FTLH et PFLD-NBJ comparativement à l'option FTSH. Une analyse traitant de l'impact du FTI sur chacune des trois options se retrouve à l'annexe 7. En résumé, les options FTLH et PFLD-NBJ permettent de générer des crédits STS et de repousser à 2026 l'utilisation d'un tarif majoré de 25%. Quant à l'option FTSH, les crédits seront épuisés dès 2022, entraînant ainsi l'application du tarif majoré.

5. **Références :** (i) Pièce [B-0264](#), p. 12 à 14;
(ii) Pièce [B-0220](#), p. 7 et 8.

Préambule :

- (i) À la section 4, Énergir présente les bénéfices du service PFLD-NBJ et conclut par un tableau qui résume les avantages et inconvénients de chacune des options :

	Prix	Impact sur le tarif SH	Diversité d'approvisionnement	Sécurité d'approvisionnement	Risque de retard	Service FTI
FTLH	-	+	++	++	++	++
FTSH	++	-	-	-	-	-
PFLD NBJ	+++	+	++	++	++	++

- (ii) « En effet, une mise en service le 1er novembre 2022, soit un retard d'un an dans la mise en service des nouvelles capacités, obligerait Énergir à conserver le FTLH une année de plus et à payer environ 18 M\$ en coûts additionnels (sur la base des taux actuels). L'avantage économique du PFLD-NBJ passerait alors de 20 M\$ à plus de 38 M\$ ».

Demande :

- 5.1 Veuillez confirmer que l'option de « *Maintenir le FTLH* » permettrait également à Énergir de bénéficier de l'ensemble des avantages non monétaires substantiels, tel que plus amplement expliqué aux points suivants :
- Risque de retard dans la mise en service d'infrastructures liées à du transport FTSH;
 - Service d'injection Firm Transportation Injections (« FTI »);
 - Impact sur les tarifs de FTSH;
 - Diversité et sécurité d'approvisionnement.

Le cas échéant, veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir confirme que l'option « *Maintenir le FTLH* » permettrait de bénéficier des mêmes avantages non monétaires que le projet PFLD-NBJ. Cependant, tel que démontré en preuve, l'option PFLD-BNJ reste la plus rentable pour la clientèle.

ANNEXE 1

ANALYSE MARGINALE - coûts des scénarios - 10 ans (en million de \$)

SCÉNARIO	SERVICE	2020-21 ¹	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	TOTAL
1	FTLH	131	133	135	137	142	147	150	152	154	156	1437
2	PFLD-NBJ	113	115	117	119	123	129	132	133	136	138	1255
3	FTSH - PARK EDA/MDA ²	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH ²	18	18	18	18	19	18	18	19	18	18	182
(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH ²	18	0	1	5	3	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	20

Notes :

1. Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1^{er} novembre 2020.

2. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1^{er} novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

ANALYSE MARGINALE - coûts des scénarios - 10 ans (en million de \$)

SCÉNARIO	SERVICE	2020-21 ¹	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	TOTAL
1	FTLH	131	133	135	137	142	147	150	152	154	156	1437
2	PFLD-NBJ	116	115	117	119	123	129	132	133	136	138	1258
3	FTSH - PARK EDA/MDA ²	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH ²	15	18	18	18	19	18	18	19	18	18	179
(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH ²	15	0	1	5	3	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	17

Notes :

1. Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021.

2. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1^{er} novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

ANNEXE 2

TOLL EMP-NBJ		ANALYSE MARGINALE - coûts des scénarios - 10 ans (en million de \$)												
Frais abandon	0,2300 \$	SCÉNARIO	SERVICE	2020-21 ¹	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	TOTAL
	0,9400 \$	1	FTLH	131	133	135	137	142	147	150	152	154	156	1437
		2	PFLD-NBJ	113	115	118	120	123	129	133	133	136	139	1259
		3	FTSH - PARK EDA/NDA 2	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
		(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH 2	18	18	17	17	19	18	17	19	18	17	178
		(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH 2	18	0	0	4	3	-1	-3	-1	-2	-2	16

Notes :

1. Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1^{er} novembre 2020.
2. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1^{er} novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

TOLL EMP-NBJ		ANALYSE MARGINALE - coûts des scénarios - 10 ans (en million de \$)												
Frais abandon	0,2500 \$	SCÉNARIO	SERVICE	2020-21 ¹	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	TOTAL
	0,9600 \$	1	FTLH	131	133	135	137	142	147	150	152	154	156	1437
		2	PFLD-NBJ	114	116	118	120	123	130	133	133	137	139	1263
		3	FTSH - PARK EDA/NDA 2	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
		(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH 2	17	17	17	17	19	17	17	19	17	17	174
		(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH 2	17	-1	0	4	3	-2	-3	-1	-3	-2	12

Notes :

1. Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1^{er} novembre 2020.
2. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1^{er} novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

ANNEXE 3

Analyse des besoins de pointe et des outils d'approvisionnement disponiblesProjection 2018-2025, en $10^3 m^3/jour$ ¹

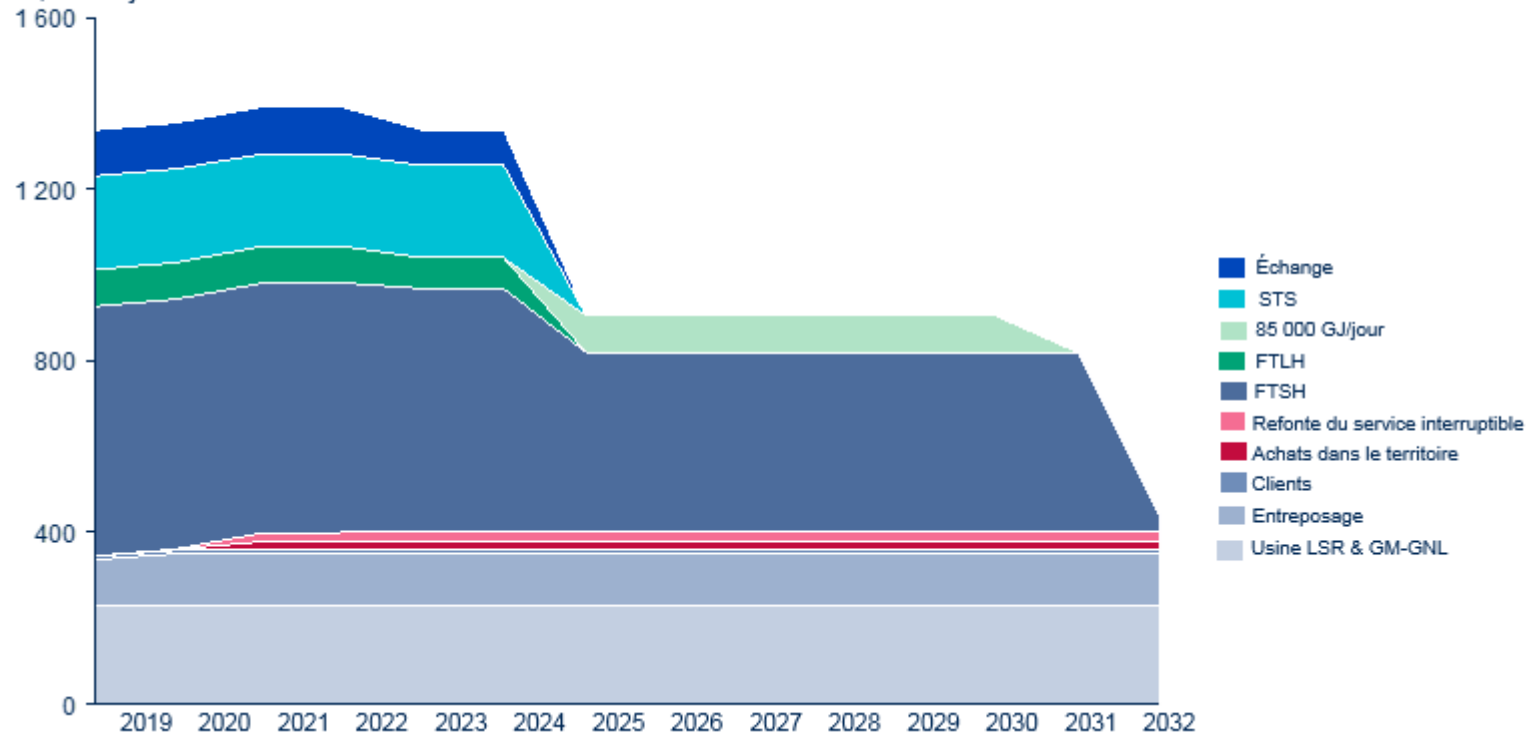
1	Année		2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
2	Demande de pointe		35 011	35 666	35 697	35 575	35 545	35 492	35 488	35 337
	Approvisionnement									
	Transport	Échance								
3	Transport FTLH Empress-EDA	2022-10-31	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927	1 927
4	Transport FTLH Empress-NDA	2021-10-31	317	317	317	317	317	317	317	317
5	Transport FTSH Dawn-EDA	2022-10-31	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192	2 192
6	Transport STS Parkway-EDA	2022-10-31	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705
7	Transport FTSH Parkway-EDA	2022-10-31	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715
8		2031-10-31	10 099	10 099	10 099	10 099	10 099	10 099	10 099	10 099
9		2032-10-31	955	955	955	955	955	955	955	955
10	Transport FTSH Parkway-NDA	2031-10-31	405	405	405	405	405	405	405	405
11	Marché secondaire Dawn-EDA	2022-10-31	711	711	711	711	711	711	711	711
12	Marché secondaire Dawn-EDA	2023-10-31	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164
13	Total Transport		26 190	26 190	26 190	26 190	26 190	26 190	26 190	26 190
14	Autres approvisionnements									
15	Réception en franchise (GNR)		19	27	34	36	36	36	36	36
16	St-Flavien		1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530
17	Pointe-du-Lac		1 208	1 208	1 208	1 208	1 208	1 208	1 208	1 208
18	Outil de maintien de fiabilité LSR		-	-	-	-	-	-	-	-
19	Usine LSR		5 788	5 788	5 788	5 788	5 788	5 788	5 788	5 788
20	Refonte service interruptible		-	528	528	528	528	528	528	528
21	Interruption liquéfaction GM GNL		267	267	267	267	267	267	267	267
22	Client fournissant leur transport et Biogaz		248	248	248	248	248	248	245	248
23	Total approvisionnements		35 252	35 788	35 794	35 796	35 796	35 796	35 793	35 796
24=23-2	Écart Pointe VS approvisionnements		240	122	97	221	251	304	305	459

1. Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé

ANNEXE 3

Figure 1: Outil d'approvisionnement en Transport

2019-2032; en TJ/jour



ANNEXE 4

2020-2021		EDA	NDA	
FTLH ¹				
(1)	Qté (GJ)	73 000	12 000	
(2)	Empress (\$/GJ)	2,09 \$	2,09 \$	
(3)	Tarif LH (\$/GJ)	2,1307 \$	1,5806 \$	
(4)	Fuel (%)	4,14%	3,17%	
(5) = (2) X (4)	\$ Fuel (\$/GJ)	0,09 \$	0,07 \$	
(6) = (2)+(5)+(3)	Coût livré	4,30 \$	3,73 \$	TOTAL²
(6) X (1) X 365	Coûts (M\$)	115 \$	16 \$	131 \$

PFLD-NBJ		EDA	NDA	
(1)	Qté (GJ)	73 000	12 000	
(2)	Empress (\$/GJ)	2,09 \$	2,09 \$	
(3)	Tarif LH (\$/GJ) - EMP/NBJ	0,9300 \$	0,9300 \$	
(4)	Tarif LH (\$/GJ) - NBJ/EDA	0,5942 \$	0,2230 \$	
(5)	Fuel (%) - EMP/NBJ	3,41%	3,41%	
(6)	Fuel (%) - NBJ/EDA-NDA	0,89%	0,28%	
(7) = (2) X (5) + (2) X (6)	\$ Fuel (\$/GJ)	0,09 \$	0,08 \$	
(8) = (2)+(7)+(3)+(4)	Coût livré	3,70 \$	3,31 \$	TOTAL²
(8) X (1) X 365	Coûts	99 \$	15 \$	113 \$
			VARIATION VS FTLH	18 \$
			VARIATION VS FTSH ²	18 \$

2021-2022		EDA	NDA	
FTLH				
(1)	Qté (GJ)	73 000	12 000	
(2)	Empress (\$/GJ)	2,14 \$	2,14 \$	
(3)	Tarif LH (\$/GJ)	2,1307 \$	1,5806 \$	
(4)	Fuel (%)	4,14%	3,17%	
(5) = (2) X (4)	\$ Fuel (\$/GJ)	0,09 \$	0,07 \$	
(6) = (2)+(5)+(3)	Coût livré	4,36 \$	3,79 \$	TOTAL²
(6) X (1) X 365	Coûts (M\$)	116 \$	17 \$	133 \$

PFLD-NBJ		EDA	NDA	
(1)	Qté (GJ)	73 000	12 000	
(2)	Empress (\$/GJ)	2,14 \$	2,14 \$	
(3)	Tarif LH (\$/GJ) - EMP/NBJ	0,9300 \$	0,9300 \$	
(4)	Tarif LH (\$/GJ) - NBJ/EDA	0,5942 \$	0,2230 \$	
(5)	Fuel (%) - EMP/NBJ	3,41%	3,41%	
(6)	Fuel (%) - NBJ/EDA-NDA	0,89%	0,28%	
(7) = (2) X (5) + (2) X (6)	\$ Fuel (\$/GJ)	0,09 \$	0,08 \$	
(8) = (2)+(7)+(3)+(4)	Coût livré	3,76 \$	3,38 \$	TOTAL²
(8) X (1) X 365	Coûts (M\$)	100 \$	15 \$	115 \$
			VARIATION VS FTLH	18 \$
			VARIATION VS FTSH ²	- \$

FTSH		EDA	NDA	
	Qté (GJ)	73 000	12 000	
	Dawn (\$/GJ)	2,92 \$	2,92 \$	
	Tarif LH (\$/GJ) - Dawn/Park (M12)	0,1282 \$	0,1282 \$	
	Tarif LH (\$/GJ) - Park EDA/NDA	0,5981 \$	0,4942 \$	
	Fuel (%) - Dawn/Park (M12)	0,51%	0,51%	
	Fuel (%) - Park EDA/NDA	1,22%	0,99%	
	Coût livré - Park	0,05 \$	0,04 \$	
	Coût livré - EDA/NDA	3,71 \$	3,60 \$	TOTAL²
	Coûts (M\$)	99 \$	16 \$	115 \$

1. La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1er novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH. L'option FTSH n'est donc pas quantifiée pour l'an 1.

2. L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des totaux.

ANNEXE 5

		ANALYSE DE SENSIBILITÉ DIFFÉRENTIEL DE PRIX EMPRESS/DAWN										
		2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	TOTAL
Basis +20%	PFLD NBJ VS SH (En millions de \$)	24	5	6	11	9	5	4	4	4	4	75
	DIFFÉRENTIEL (\$/GJ)	0,9943	0,9350	0,9845	1,1397	1,0632	0,9499	0,9074	0,9252	0,9235	0,9233	
Basis +10%	PFLD NBJ VS SH (En millions de \$)	21	2	4	8	6	3	1	2	2	2	50
	DIFFÉRENTIEL (\$/GJ)	0,9114	0,8571	0,9025	1,0448	0,9746	0,8707	0,8318	0,8481	0,8465	0,8463	
Scénario de base	PFLD NBJ VS SH (En millions de \$)	18	0	1	5	3	-1	-2	-1	-1	-2	20
	BASIS (\$/GJ)	0,8286	0,7792	0,8204	0,9498	0,8860	0,7916	0,7562	0,7710	0,7696	0,7694	
Basis -10%	PFLD NBJ VS SH (En millions de \$)	16	-2	-1	3	1	-2	-3	-3	-3	-3	2
	DIFFÉRENTIEL (\$/GJ)	0,7533	0,7084	0,7458	0,8634	0,8055	0,7196	0,6874	0,7009	0,6996	0,6994	
Basis -20%	PFLD NBJ VS SH (En millions de \$)	14	-4	-3	0	-1	-4	-5	-5	-5	-5	(17)
	DIFFÉRENTIEL (\$/GJ)	0,6905	0,6493	0,6837	0,7915	0,7383	0,6597	0,6302	0,6425	0,6413	0,6412	

ANNEXE 6

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2021

CAPACITÉS DE TRANSPORT ET ANALYSE ALTERNATIVES

	Plan 2021 - FTLH ¹	Plan 2021 PFLD NBJ	Variation
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
DEMANDE (10⁶ m³)			
1 Continue	5 601	5 601	0
2 Interruptible	264	264	0
3 Gaz d'appoint	33	33	0
4 Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5 <i>Sous-total</i>	<i>5928</i>	<i>5928</i>	<i>0</i>
6 Interruptions	-2	-2	0
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8 Compression (transport et entreposage)	102	103	-1
9 Écart de mesurage	3	3	0
10 TOTAL DEMANDE	6 070	6 071	-1
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11 Transport			
12 FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	50	50	0
15 Transport gaz d'appoint	33	33	0
16 FTLH non utilisé	-189	-189	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>714</i>	<i>714</i>	<i>0</i>
18 Achats dans le territoire	171	171	0
19 Achat à Empress pour compression	22	23	-1
20 Achats à Dawn (GR)	1 401	1 401	0
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 731	3 731	0
22 Biogaz	29	29	0
23 Écart de mesurage	3	3	0
24 Retraits - injections	0	0	0
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 070	6 071	-1
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26 Journée de pointe - continue	35 451	35 451	0
27 Total appro. après vente	32 844	32 844	0
28 Provision additionnelle	35 451	35 451	0
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)			
Coûts de transport			
29 Transport clients	n/a	n/a	0
30 FTLH (primaire, secondaire & échange)	59 177	45 784	13 393
31 FTSH (Dawn, Parkway & échange)	165 141	165 141	0
32 STS	47 575	47 575	0
33 M12 / C1	38 459	38 459	0
34 Vente de transport FTLH non utilisé	-1 925	-1 925	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35 Transport	-31 765	-31 765	0
36 Crédit de compression	0	0	0
37 Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38 Total - coûts de transport	<i>276 661</i>	<i>263 268</i>	<i>13 393</i>
39 Coûts d'entreposage	<i>33 314</i>	<i>33 314</i>	<i>0</i>
40 Sous-total transport et équilibrage	309 975	296 582	13 393
41 Fourniture	656 301	656 301	0
42 Maintien des inventaires	1 815	1 815	0
43 TOTAL DES COÛTS	968 091	954 698	13 393
44 Variation en %			1,40%

¹ La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1^{er} novembre 2021 au plus tôt. Pour l'année 2020-21, l'économie du PFLD-NBJ par rapport au SH est égale à l'option LH.

ANNEXE 6

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2022

CAPACITÉS DE TRANSPORT ET ANALYSE ALTERNATIVES

	Plan 2022 - FTLH	Plan 2022 - PFLD NBJ	Plan 2022 - FTSH	Variation	Variation
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) - (2)	(5) = (3) - (2)
DEMANDE (10⁶ m³)					
1	Continue	5 586	5 586	0	0
2	Interruptible	264	264	0	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0	0
5	Sous-total	5912	5912	0	0
6	Interruptions	-2	-2	0	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0	0
8	Compression (transport et entreposage)	100	102	-1	-11
9	Écart de mesurage	4	4	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 053	6 054	-1	-11
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)					
11	Transport				
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0	-749
13	Transport par échange (EMP - GMTI)	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	50	0	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0	0
16	FTLH non utilisé	-222	-222	0	222
17	Transport Emp-GMIT	681	681	0	-528
18	Achats dans le territoire	198	198	0	0
19	Achat à Empress pour compression	21	22	-1	-18
20	Achats à Dawn (GR)	1 385	1 385	0	535
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 736	3 736	0	0
22	Biogaz	29	29	0	0
23	Écart de mesurage	3	3	0	0
24	Retraits - injections	0	0	0	0
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 053	6 054	-1	-11
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)					
26	Journée de pointe - continue	35 373	35 373	0	0
27	Total appro. après vente	33 047	33 047	0	0
28	Provision additionnelle	35 373	35 373	0	0
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)					
Coûts de transport					
29	Transport clients	n/a	n/a	0	0
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	58 942	39 810	19 132	-30 441
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	165 214	165 214	0	6 761
32	STS	47 580	47 580	0	0
33	M12 / C1	38 525	38 525	0	4 904
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-3 221	-2 029	-1 192	2 029
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur					
35	Transport	-31 499	-31 499	0	15 230
36	Crédit de compression	0	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0	0
38	Total - coûts de transport	275 541	257 601	17 940	-1 518
39	Coûts d'entreposage	33 320	33 320	0	-4
40	Sous-total transport et équilibrage	308 861	290 921	17 940	-1 522
41	Fourniture	655 582	655 583	0	-529
42	Maintien des inventaires	1 870	1 870	0	-90
43	TOTAL DES COÛTS	966 313	948 374	17 940	-2 141
44	Variation en %			1,89%	-0,23%

ANNEXE 7

Option FTLH & PFLD NBJ		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
(1)	Solde ouverture - crédits STS	22 818 084	20 567 723	17 974 176	14 104 531	10 129 365	6 957 185	3 785 005	612 826	-	-	-	-
(2)	Utilisation STS prévue / CT 2018-2019 ²	8 752 861	9 096 047	10 372 146	10 477 666	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680
(3)	Estimation des crédits STS (FT IN) générés par an ¹	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500	6 502 500
(4) = (1) + (3) - (2)	Solde de fermeture	20 567 723	17 974 176	14 104 531	10 129 365	6 957 185	3 785 005	612 826	-	-	-	-	-
(5)	Tarif - STS	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$
(6)	Majoration - Tarif STS	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
(7) = (5) X (6)	Majoration en \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$
(8) = (7) X (3)	Économie (+) / perte (-) / crédit générés/utilisés ^{3,4}	972 286 \$	972 286 \$	972 286 \$	972 286 \$	972 286 \$	972 286 \$	972 286 \$	(382 687) \$	(474 320) \$	(474 320) \$	(474 320) \$	(474 320) \$

- Génération de crédit STS sur la période de mai à septembre (été). Hypothèse que 50% du transport Empress EDA/NDA servira à créer des crédits STS (85 000 GI/jour X 0,50% * 153 jours).
- De 2019 à 2022, basé sur l'utilisation (demande normale) du STS prévue à la Cause Tarifaire 2018-2019. Pour les années subséquentes, utilisation de la moyenne des années 2019 à 2022
- À partir de 2026, les crédits STS seront épuisés annuellement. L'économie est donc réduite de l'utilisation excédentaire de STS.
- Si les crédits sont épuisés (solde de fermeture à zéro), la formule devient (8) = (1) + (3) X (7) - (2) X (7)

Option FTSH		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
(1)	Solde ouverture - crédits STS	22 818 084	20 567 723	17 974 176	7 602 031	-	-	-	-	-	-	-	-
(2)	Utilisation STS prévue / CT 2018-2019 ²	8 752 861	9 096 047	10 372 146	10 477 666	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680	9 674 680
(3)	Estimation des crédits STS (FT IN) générés par an ¹	6 502 500	6 502 500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(4) = (1) + (3) - (2)	Solde de fermeture	20 567 723	17 974 176	7 602 031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(5)	Tarif - STS	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$	0,5981 \$
(6)	Majoration - Tarif STS	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
(7) = (5) X (6)	Majoration en \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$	0,1495 \$
(8) = (7) X (3)	Économie (+) / perte (-) / crédit générés/utilisés ³	972 286 \$	972 286 \$	- \$	(429 979) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$	(1 446 606) \$

- Génération de crédit STS sur la période de mai à septembre (été). Hypothèse que 50% du transport Empress EDA/NDA servira à créer des crédits STS (85 000 GI/jour X 0,50% * 153 jours).
- De 2019 à 2022, basé sur l'utilisation (demande normale) du STS prévue à la Cause Tarifaire 2018-2019. Pour les années subséquentes, utilisation de la moyenne des années 2019 à 2022
- À partir de 2026, les crédits STS seront épuisés annuellement. L'économie est donc réduite de l'utilisation excédentaire de STS.
- Si les crédits sont épuisés (solde de fermeture à zéro), la formule devient (8) = (1) + (3) X (7) - (2) X (7)