

**ÉCHÉANCE DE L'OBLIGATION DE
CONSERVER DES CAPACITES DE
TRANSPORT LH ET ANALYSE DES
ALTERNATIVES POSSIBLES**

SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-049

T A B L E D E S M A T I È R E S

INTRODUCTION.....	3
1 MISE EN CONTEXTE	3
2 ÉVALUATION DE LA DEMANDE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT – ANNÉE 2018-2019 À 2029-2030	6
3 LES TROIS ALTERNATIVES POSSIBLES POUR LE 85 000 GJ/J 9	
4 BÉNÉFICES DU SERVICE PFLD-NBJ	12
CONCLUSION	14

INTRODUCTION

1 Le 3 mai 2018, en suivi de la décision D-2018-049, Énergir, s.e.c. (« Énergir ») informait la Régie
2 de l'énergie (« Régie ») qu'elle en était à étudier différentes alternatives en lien avec la fin de son
3 obligation de conserver des capacités de transport longues distances (« LH ») à compter du 1^{er}
4 janvier 2021¹. Suivant cette correspondance, le 18 mai 2018, Énergir déposait un complément
5 de preuve expliquant le contexte dans lequel la procédure de *term-up* avait été exercée². Par la
6 présente, Énergir souhaite donc présenter à la Régie les diverses alternatives à sa disposition
7 pour ces capacités de transport, ainsi que les résultats des analyses effectuées sur chacune
8 d'entre elles. Finalement, Énergir conclura, démonstration à l'appui, quelle option elle estime
9 optimale pour sa clientèle et formule une demande d'approbation à la Régie pour exécuter cette
10 option.

1 MISE EN CONTEXTE

11 Au cours des dix dernières années, le marché gazier canadien a subi de profonds changements
12 qui sont venus complètement transformer la dynamique dans laquelle les distributeurs de l'Est
13 du Canada, dont Énergir, évoluaient. L'émergence de nouveaux bassins prolifiques de
14 production de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis a à la fois créé de nouvelles
15 opportunités pour les expéditeurs situés à proximité, mais également causé des enjeux
16 importants sur le réseau principal de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). En effet,
17 l'abondance de la ressource à Dawn, à proximité des franchises desservies, est venue créer une
18 alternative économique significative à la production de gaz naturel plus traditionnelle en
19 provenance d'Empress dans l'Ouest qui, à l'époque, était en déclin. Par conséquent, cette
20 régionalisation des approvisionnements gaziers marquée par le remplacement des capacités de
21 transport LH par des capacités courtes distances (« SH »), jumelée à une baisse significative des
22 volumes, ont fait en sorte que les tarifs du réseau principal ont augmenté de manière significative,
23 motivant certains expéditeurs dont Énergir, à privilégier un approvisionnement gazier plus près
24 de leur franchise afin d'économiser des coûts de transport. D'ailleurs, l'audience du dossier
25 tarifaire 2012-2013 de TCPL (demande visant la proposition de restructuration d'entreprise et de

¹ B-0137.

² B-0148, GM-H, Document 7.

1 services ainsi que des droits définitifs exigibles sur le réseau principal en 2012 et 2013) devant
2 l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») en fut une des plus déterminantes pour TCPL et son
3 réseau principal. Par ailleurs, la décision RH-003-2011 découlant de cette audience a eu un
4 impact majeur sur les règles entourant l'obtention de capacités de transport et sur la gestion du
5 réseau principal par TCPL.

6 Dans un premier temps, l'ONÉ a fixé des tarifs de transport pluriannuels à un niveau qui, selon
7 TCPL, ne lui permettait pas de récupérer les coûts liés à la construction d'infrastructures requises
8 pour desservir les expéditeurs désireux de s'approvisionner à partir de Dawn. En plus, l'ONÉ a
9 octroyé à TCPL un grand pouvoir discrétionnaire de fixer les tarifs des services de transport
10 interruptibles et à court terme visant à encourager les expéditeurs à s'engager dans des contrats
11 de transport fermes afin qu'ils paient pour leur utilisation réelle du réseau principal. Dans un
12 second temps, l'ONÉ reconnaissait que TCPL n'était pas dans l'obligation de desservir la
13 clientèle à l'inverse d'un distributeur gazier comme Énergir. D'ailleurs, la conséquence de cette
14 décision a été le gel dans la construction par TCPL d'infrastructures de transport SH devant
15 permettre à Énergir et aux distributeurs gaziers de l'Ontario de bénéficier des nouveaux bassins
16 de production connectés à Dawn et du bas coût du gaz naturel livré dans leurs territoires
17 respectifs.

18 Cette impasse fut dénouée par la conclusion d'une entente entre TCPL, Énergir et les
19 distributeurs de l'Ontario (c.-à-d. Enbridge Gas Distribution Inc. et Union Gas Limited) à l'automne
20 2013 (« l'Entente »).

21 L'Entente a permis de fixer des tarifs pluriannuels (2015 à 2020) à un niveau qui devait
22 normalement permettre à TCPL de récupérer les coûts liés aux infrastructures requises pour
23 permettre aux expéditeurs d'accéder à Dawn, en plus de leur fournir une stabilité et certitude
24 tarifaire. De plus, la durée des termes des contrats de transport fermes a été accrue en passant
25 à 15 ans pour l'ajout de nouvelles capacités et 5 ans pour le renouvellement de contrats existants
26 dans le cas de la procédure de *term-up*, en plus du préavis de renouvellement de 2 ans. Aussi,
27 TCPL exige désormais un délai minimum de 3 ans pour construire de nouvelles capacités.

28 En contrepartie, un des engagements pour Énergir et les distributeurs de l'Ontario découlant de
29 l'Entente était de conserver des contrats de transport LH fermes à partir d'Empress jusqu'au 31
30 décembre 2020 (représentant 85 000 GJ/jour pour Énergir). Cet engagement visait entre autres,

1 à réduire les pertes de revenus et à retenir des volumes LH à partir d'Empress en favorisant
2 l'utilisation des tronçons des Prairies et du Nord de l'Ontario (« NOL »), soit sur les parties sous-
3 utilisées du réseau principal de TCPL.

4 En décembre 2014, l'ONÉ a approuvé l'Entente, mais ordonnait à TCPL de revoir les tarifs pour
5 la période de 2018 à 2020 et de déposer, au plus tard le 31 décembre 2017, une mise à jour sur
6 la prévision de la demande, des coûts, des revenus, des ventes discrétionnaires et du solde du
7 compte de frais reportés³. Toutefois, comme l'Entente stipule que les 4 parties signataires doivent
8 s'entendre pour modifier les tarifs de transport, une Entente complémentaire est survenue avec
9 TCPL sur les tarifs de transport pour la période visée. Ainsi, à la mi-décembre 2017, TCPL
10 déposait une demande à l'ONÉ suivant la révision tarifaire, proposant une baisse de l'ensemble
11 des tarifs de transport pour la période 2018 à 2020⁴. En attendant la décision sur le fond de la
12 demande, l'ONÉ a approuvé les tarifs provisoires sur une base intérimaire à compter du 1^{er}
13 janvier 2018⁵. Subséquemment, Énergir a appliqué cette baisse tarifaire dès le 1^{er} février 2018 à
14 l'ensemble de sa clientèle.

15 Ainsi, à l'approche de la fin du terme de l'Entente relativement à l'obligation de conserver du LH,
16 Énergir a analysé la nécessité de conserver à long terme ses capacités de transport de
17 85 000 GJ/j. Assez rapidement, le constat de la nécessité de ces capacités s'est avéré. Restait
18 donc à identifier les diverses alternatives possibles aux capacités LH. Il y avait évidemment la
19 possibilité de convertir ces capacités en SH selon les termes de l'Entente ou de les conserver en
20 LH. Une troisième alternative s'est aussi présentée avec un nouveau service envisagé par TCPL
21 pour conserver des volumes entre Empress et le Triangle de l'Est : le service à prix fixe de longue
22 durée entre Empress et North Bay Junction (le « PFLD-NBJ ») d'une durée minimale de 10 ans.

23 La section qui suit présente les besoins et démontre la nécessité des outils
24 d'approvisionnement à l'horizon 2029-2030.

³ Lettre de décision RH-001-2014 datée du 28 novembre 2014 avec motifs à suivre.

⁴ Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-04.

⁵ Ordonnance TGI-003-2017, Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-03 01.

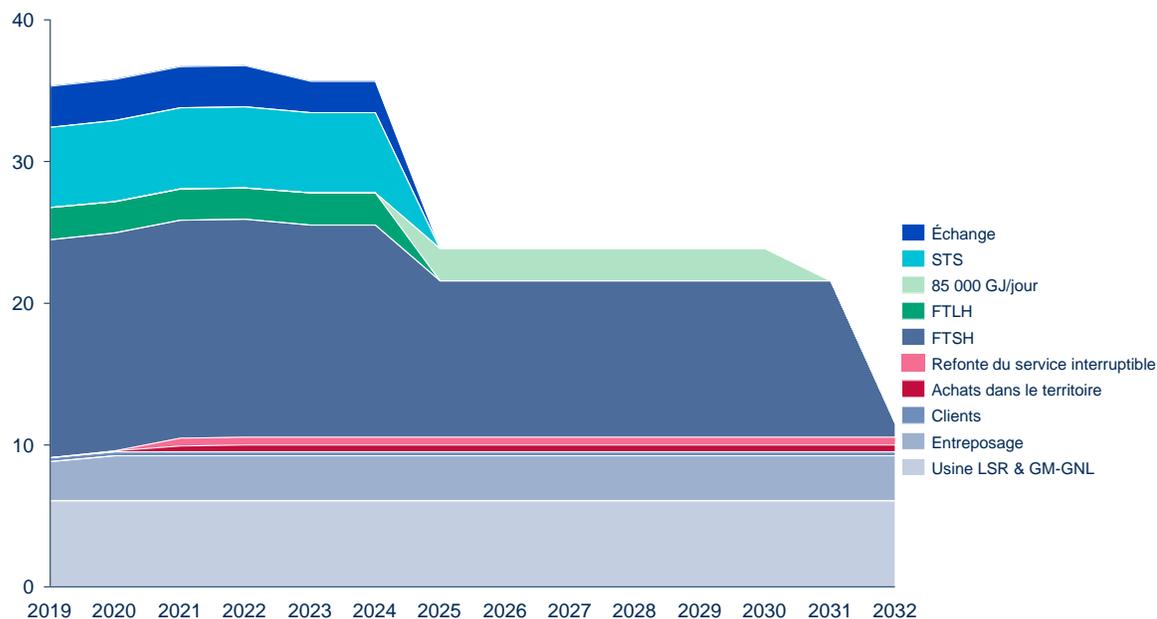
2 ÉVALUATION DE LA DEMANDE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT – ANNÉE 2018-2019 À 2029-2030

1 La prévision de la demande pour les années 2018-2019 à 2021-2022, déposée dans le cadre du
2 plan d'approvisionnement 2019-2022⁶, a été utilisée comme base d'évaluation. Afin de confirmer
3 la nécessité de conserver le 85 000 GJ/jour sous une forme ou une autre, Énergir a déterminé
4 dans quelles circonstances, en tenant compte de l'échéance de ses autres outils, elle n'en aurait
5 pas besoin. Advenant qu'Énergir ne renouvelle pas ses autres outils d'approvisionnement venant
6 à échéance d'ici 2030, les outils d'approvisionnement de long terme qui demeureraient toujours
7 disponibles en 2030 seraient de 23,9 10⁶m³/jour⁷, soit :

- 8 • L'usine LSR et les interruptions de liquéfaction de GM-GNL avec 6,1 10⁶m³/jour;
- 9 • L'entreposage aux sites Pointe-du-Lac, qui inclut le projet d'investissement à l'étude
10 par la Régie (R-4034-2018), et Saint-Flavien avec 3,2 10⁶m³/jour;
- 11 • Les clients ayant leur propre service de transport avec 0,2 10⁶m³/jour;
- 12 • Les achats dans le territoire avec 0,5 10⁶m³/jour;
- 13 • La refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) avec 0,5 10⁶m³/jour;
- 14 • Les engagements courtes distances (FTSH) avec 11,1 10⁶m³/jour;
- 15 • Et une capacité de 2,2 10⁶m³/jour (ou 85 000 GJ/jour) à renouveler.

⁶ B-0218, GM-H, Document 1.

⁷ B-0218, GM-H, Document 1, Annexe 4, page 1 et Annexe 9, page 2.

1 **Figure 1 : Outils d’approvisionnement en Transport**2 2019-2032; en 10⁶m³/jour

3 Advenant une diminution de la demande de pointe en 2030 équivalente aux outils
 4 d’approvisionnement de long terme projetés de 23,9 10⁶m³/jour, cela représenterait une perte de
 5 33 % par rapport à la demande de pointe projetée pour 2019⁸. Pour qu’une telle situation se
 6 produise, il faudrait que chacune des conditions défavorables suivantes se produisent :

- 7 • Une croissance annuelle du PIB réel du Québec de 0,7 % de 2019 à 2030;
 - 8 ○ Les variations annuelles du PIB inférieures à 1 % ont été observées seulement six
 - 9 fois au cours des 35 dernières années;
- 10 • Une perte de la position concurrentielle de 10 points de pourcentage (%) à partir de 2019
 11 maintenue jusqu’en 2030;
 - 12 ○ Ce scénario défavorable du plan d’approvisionnement de la Cause tarifaire 2018-
 - 13 2019 est peu probable considérant le maintien prévu des prix actuels du gaz
 - 14 naturel et la hausse anticipée des prix du pétrole;
- 15 • Un ralentissement marqué du nombre de nouveaux clients et du volume de
 16 consommation moyen associé à chacun d’eux;

⁸ B-0218, GM-H, Document 1, page 81, tableau 26 : 35,8 10⁶m³/jour.

- 1 ○ Cela consisterait en une décélération deux fois plus prononcée des volumes de
2 nouvelles ventes que ceux figurant dans le scénario de base;
- 3 • La perte des trois plus importants clients, soit l'équivalent de 34,6 Bcf ou environ 15 %
4 des livraisons;
- 5 ○ Ces clients font affaire avec Énergir depuis plus de 40 ans et sont actifs dans des
6 secteurs industriels de la métallurgie ou de l'énergie. Ces trois clients ont
7 également annoncé des investissements de plusieurs centaines de millions de
8 dollars au cours des deux dernières années.

9 Aucune de ces conditions ne peut évidemment être écartée, mais il apparaît fort peu probable
10 que l'ensemble de ces conditions se matérialise et fasse en sorte que la demande de pointe en
11 2030 soit inférieure aux engagements d'approvisionnement de long terme. Il y a donc lieu de
12 considérer que des outils d'approvisionnement de long terme de l'ordre de $23,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ à
13 l'horizon 2030 demeurerait utiles et requis. Conséquemment, conserver un contrat
14 d'approvisionnement de long terme jusqu'en 2030 d'une capacité de 85 000 GJ/jour, sous une
15 forme ou une autre, apparaît justifié.

3 LES TROIS ALTERNATIVES POSSIBLES POUR LE 85 000 GJ/J

1 Dans le cadre de ses analyses à l'égard du 85 000 GJ/j ($2\,243\,10^3\text{m}^3/\text{j}$) à renouveler, Énergir a
2 procédé à l'évaluation de 3 options d'approvisionnement:

- 3 • Maintenir le FTLH de $2,2\,10^6\text{m}^3/\text{jour}$ (85 000 GJ/jour);
- 4 • Convertir le FTLH de $2,2\,10^6\text{m}^3/\text{jour}$ (85 000 GJ/jour) en FTSH;
- 5 • Convertir le FTLH de $2,2\,10^6\text{m}^3/\text{jour}$ (85 000 GJ/jour) en PFLD-NBJ, un nouveau service
6 présentement offert par TCPL dont les caractéristiques sont exposées plus loin.

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

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

17 **Maintenir le FTLH**

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

21 **Convertir le FTLH en FTSH**

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

1 Convertir en PFLD-NBJ

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

5 L'offre de service PFLD-NBJ

6 En 2017, TCPL a lancé deux nouvelles offres de service à prix fixe longue durée soit, le
7 service à prix fixe longue durée d'Empress jusqu'à Herbert en Saskatchewan (PFLD-
8 Herbert) et le service à prix fixe longue durée d'Empress jusqu'à Dawn (PFLD-Dawn). Ces
9 deux nouvelles offres visaient principalement à préserver les volumes existants et à en
10 attirer de nouveaux afin de maximiser l'utilisation du réseau principal de l'Ouest et
11 engendrer des revenus additionnels au bénéfice de l'ensemble des expéditeurs. Les
12 principales caractéristiques de ces deux services PFLD LH à partir d'Empress, approuvés
13 par l'ONÉ⁹, sont qu'ils sont offerts à un tarif inférieur à celui présentement en vigueur et en
14 échange notamment d'une durée du contrat de 10 ans. Le service PFLD-Herbert a été
15 conçu pour répondre aux besoins d'une nouvelle centrale électrique en Saskatchewan et
16 pour préserver les volumes existants du distributeur gazier de cette province. En ce qui a
17 trait au service PFLD-Dawn, le but était de relier la production de gaz naturel canadienne
18 de l'Ouest aux marchés desservis par Dawn. En plus de favoriser la compétitivité de
19 l'approvisionnement canadien par rapport à celui en provenance du Nord-Est américain,
20 ce service permettra d'accroître la liquidité à Dawn et de potentiellement avoir un effet à la
21 baisse sur le prix de la fourniture.

22 À l'instar des services précédemment cités, le service PFLD-NBJ proposé par TCPL dans
23 son plus récent appel d'offres lancé le 22 août 2018 et se terminant le 21 septembre 2018,
24 comprend certaines caractéristiques clés qui sont les suivantes :

- 25 a) Contrat d'une durée de 10 ans débutant le 1^{er} novembre 2020. Fait très important,
26 puisqu'Énergir dispose déjà de 85 000 GJ/j sur le trajet Empress/NBJ et que les demandes
27 de capacités seront prioritairement allouées aux expéditeurs existants de LH, cette date de

⁹ PFLD-Herbert : Voir Lettre de décision RH-002-2017 datée du 5 juillet 2017. PFLD-Dawn : Voir Décision RH-003-2017 datée du 21 septembre 2017 avec motifs à suivre.

1 mise en service ne devrait pas être repoussée en raison de retard dans la construction
2 d'infrastructures puisqu'aucune nouvelle infrastructure n'est requise. Par contre, la mise
3 en service de ce nouveau service avant le 1^{er} janvier 2021 nécessite l'accord de toutes les
4 parties à l'Entente, un accord qui demeure à obtenir. Dans le pire des cas, ce service
5 entrera en fonction le 1^{er} janvier 2021.

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

8 c) À l'échéance du contrat et avec un préavis de 2 ans, droit de conversion en contrat FTLH.
9 De plus, advenant que le tarif des contrats FTLH entre Empress et NBJ (résultant de
10 l'audience future sur les tarifs de transport post-2020) passe sous le tarif à prix fixe du
11 service PFLD-NBJ, un droit de conversion pourrait être exercé par Énergir avant l'échéance
12 du terme. En d'autres mots, Énergir peut se prévaloir d'un droit de conversion qui lui
13 assurerait de payer le tarif le plus bas entre le service à prix fixe et le FTLH.

14 L'ensemble des conditions de ce service se retrouve dans le document de l'appel d'offres
15 de TCPL à l'annexe 2.

16 De surcroît, pour compléter le service, Énergir contractera une capacité de transport sur le
17 tronçon entre NBJ et EDA/NDA équivalente à la quantité convertie en service PFLD-NBJ.
18 Les tarifs applicables à ces tronçons ne seront pas ceux en vigueur tout au long des 10
19 années du contrat relatif au service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables sur ces deux tronçons
20 seront ceux approuvés par l'ONÉ et pourront varier de temps à autre. Il s'agira ainsi de
21 contrats de transport standard avec TCPL.

22 Finalement, les coûts associés à contracter le service PFLD-NBJ s'élèvent à 1,26 G\$ sur
23 une période de 10 ans. Ceci représente une économie d'environ 180 M\$ par rapport à
24 l'option FTLH (voir annexe 1). Du point de vue de l'analyse marginale et en fonction des
25 prix « futures »¹⁰, cette option serait favorable de 20 M\$ sur 10 ans par rapport à l'option
26 FTSH (voir annexe 1).

¹⁰ Prix et taux de change provenant de NGX/ICE en date du 30 mai 2018.

1 RÉSULTATS DE L'ANALYSE DES TROIS OPTIONS

2 D'un point de vue économique, l'option FTLH est sans équivoque la plus onéreuse sans
3 présenter d'autres avantages qui la démarque des autres options. Ainsi, considérant les deux
4 options de conversion, le *statu quo* n'est pas une alternative avantageuse pour la clientèle. Si
5 l'on compare les deux options de conversion, l'alternative la plus intéressante économiquement
6 est de convertir le FTLH en PFLD-NBJ. Selon l'approche marginale, l'option PFLD-NBJ devrait
7 être priorisée. De plus, ce service PFLD-NBJ comporte de nombreux avantages qualitatifs non
8 négligeables qui seront exposés à la section suivante.

4 BÉNÉFICES DU SERVICE PFLD-NBJ

9 En effectuant la conversion en PFLD-NBJ, en plus des avantages économiques cités dans les
10 sections précédentes, Énergir bénéficierait d'avantages non monétaires substantiels en
11 comparaison des deux autres alternatives disponibles :

- 12 a) Risque de retard dans la mise en service d'infrastructures liées à du transport FTSH : La
13 construction de nouvelles infrastructures s'avère de plus en plus difficile et subit
14 régulièrement des retards. Par exemple, le projet King's North a connu un retard de 13
15 mois. Selon TCPL, advenant une demande de conversion du LH en SH, de nouvelles
16 infrastructures devraient être construites aux alentours de la municipalité de Vaughan, là
17 où des promoteurs immobiliers se sont opposés vigoureusement dernièrement devant
18 l'ONÉ à un de ses projets visant la construction d'un compresseur¹¹. Ceux-ci, insatisfaits
19 de la décision de l'ONÉ qui accueillait la demande de TCPL, ont déposé une demande de
20 permission d'en appeler devant la Cour d'appel fédérale afin d'obtenir le renversement de
21 la décision de l'ONÉ¹² créant ainsi beaucoup d'incertitudes. Cette demande de permission
22 a finalement été rejetée en juin 2018. Les exemples d'oppositions à la construction de
23 nouvelles infrastructures et de retards dans leur mise en service sont nombreux de nos
24 jours. Or, un retard dans la mise en service de nouvelles capacités de FTSH aurait un
25 impact significatif sur les analyses, rendant encore plus favorable le service à PFLD-NBJ.
26 En effet, une mise en service le 1^{er} novembre 2022, soit un retard d'un an dans la mise en

¹¹ Dossier OF-Fac-Gas-T211-2017-07 01.

¹² Dossier 18-A-19.

1 service des nouvelles capacités, obligerait Énergir à conserver le FTLH une année de plus
2 et à payer environ 18 M\$ en coûts additionnels (sur la base des taux actuels). L'avantage
3 économique du PFLD-NBJ passerait alors de 20 M\$ à plus de 38 M\$.

4 b) Service d'injection Firm Transportation Injections (« FTI ») : Aussi, contrairement au
5 service FTSH, le service PFLD-NBJ et son contrat associé dispose du service FTI pour les
6 expéditeurs comme Énergir qui ont des contrats de Storage Transportation Service
7 (« STS »). Rappelons que le FTI est un service accessoire au FTLH qui permet de diriger
8 le gaz naturel vers Parkway plutôt que vers EDA ou NDA afin d'éventuellement l'injecter à
9 Dawn. Il y a là un avantage opérationnel indéniable puisqu'il permet de moduler la quantité
10 de gaz naturel acheminée en franchise. Le service FTSH permet aussi cette modulation,
11 mais seulement sur les 3 fenêtres NAESB *intra-day* alors que le FTI est permis sur les 3
12 fenêtres NAESB *intra-day* et les 5 fenêtres STS. Il offre donc une meilleure flexibilité
13 opérationnelle. De surcroît, chaque gigajoule injecté par le biais du service FTI permet
14 d'accumuler des crédits de STS. Tant et aussi longtemps que les crédits de STS sont
15 supérieurs à 0, le tarif du service STS est équivalent au tarif du service FTSH. En revanche,
16 une fois les crédits de STS épuisés, le tarif applicable à chaque gigajoule transporté avec
17 le service STS est majoré de 25% par rapport au tarif du service FTSH. Bref, avec le service
18 FTI associé au service PFLD-NBJ, le moment auquel les crédits de STS seront épuisés est
19 repoussé par rapport à une conversion du FTLH en service FTSH, réduisant par le fait
20 même les coûts d'approvisionnement.

21 c) Impact sur les tarifs de FTSH: Énergir dispose présentement d'environ 20,7 10⁶m³/jour
22 (783 070 GJ/jour) de FTSH jusqu'à EDA et 0,4 10⁶m³/jour (15 327 GJ/jour) de FTSH
23 jusqu'à NDA. Tout impact sur le tarif de FTSH causé par des investissements requis pour
24 convertir des capacités FTLH en capacités FTSH augmenterait les coûts totaux de ces
25 contrats déjà existants. À titre d'exemple, une hausse de 5 % des tarifs FTSH provoquerait
26 une hausse des coûts de transport d'Énergir de l'ordre de 8,9 M\$ annuellement, donc
27 d'environ 90 M\$ sur la période de 10 ans du PFLD-NBJ. Énergir a donc intérêt à limiter le
28 plus possible les nouvelles infrastructures requises dans cette région afin de contrôler les
29 impacts sur le tarif FTSH.

30 d) Diversité et sécurité d'approvisionnement : En demeurant connectée à Empress, Énergir
31 assure une certaine diversification de son portefeuille d'outils d'approvisionnement. Non

1 seulement cela permettrait à Énergir de maintenir des activités à Empress en sus de celles
 2 à Dawn où une grande part y est déjà concentrée, mais aussi d'avoir accès à une plus
 3 grande diversité de producteurs présents sur le territoire du bassin sédimentaire de l'Ouest.
 4 De plus, en cas d'incident majeur en amont des points de Parkway et Dawn, Énergir
 5 bénéficierait d'une source d'approvisionnement alternative pour sécuriser, du moins en
 6 partie, la franchise.

7 Le tableau qui suit résume et compare les avantages et inconvénients de chacune des
 8 options citées précédemment.

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

9
 10 En plus des importants bénéfices économiques, les avantages non monétaires exposés
 11 précédemment militent tous en faveur de la conversion du 85 000 GJ/j de FTLH existant en
 12 service PFLD-NBJ au 1^{er} novembre 2020.

CONCLUSION

13 Avec les hypothèses financières actuelles et les nombreux avantages qualitatifs s'y rattachant,
 14 Énergir a évalué que l'option de convertir 2,2 10⁶m³/jour (85 000 GJ/jour) de FTLH en PFLD-
 15 NBJ représente l'alternative la plus avantageuse pour sa clientèle. Le risque associé à une
 16 hausse potentielle des tarifs advenant que les distributeurs de l'Est effectuent la conversion
 17 de leur FTLH en FTSH favorise également l'option PFLD-NBJ. Ainsi, pour Énergir, avec tous
 18 les faits mentionnés, l'option PFLD-NBJ est la solution la plus viable à long terme pour sa
 19 clientèle. En conséquence, Énergir déposera d'ici le 21 septembre 2018 une soumission dans
 20 le cadre de l'appel d'offres lancé par TCPL pour le service PFLD-NBJ.

21 En temps normal, la soumission d'Énergir ne peut être assortie de conditions comme
 22 l'obtention de l'autorisation de la Régie. Énergir ne pourrait donc retirer sa soumission qu'en
 23 respectant les règles en vigueur qui prévoient le paiement d'une pénalité dont le montant varie
 24 en fonction du moment auquel la soumission est retirée. Dans ce dossier, à la demande
 25 d'Énergir, TCPL a exceptionnellement accepté que la soumission d'Énergir soit conditionnelle

1 à l'obtention d'une décision favorable de la Régie en autant que celle-ci soit rendue au plus
2 tard le 31 décembre 2018. Une décision de la Régie d'ici cette date est donc requise dans la
3 mesure du possible.

Énergir demande à la Régie de :

- **prendre acte du niveau de capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL pour le service PFLD-NBJ;**
- **approuver les caractéristiques des contrats qui découleront de ces soumissions ainsi que celles des contrats complémentaires sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA.**

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/NDA 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.

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 ¹	2,09 \$	2,14 \$	2,21 \$	2,27 \$	2,41 \$	2,57 \$	2,67 \$	2,72 \$	2,79 \$	2,86 \$
DAVN ¹	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	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 NGX/ICE 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 \$

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

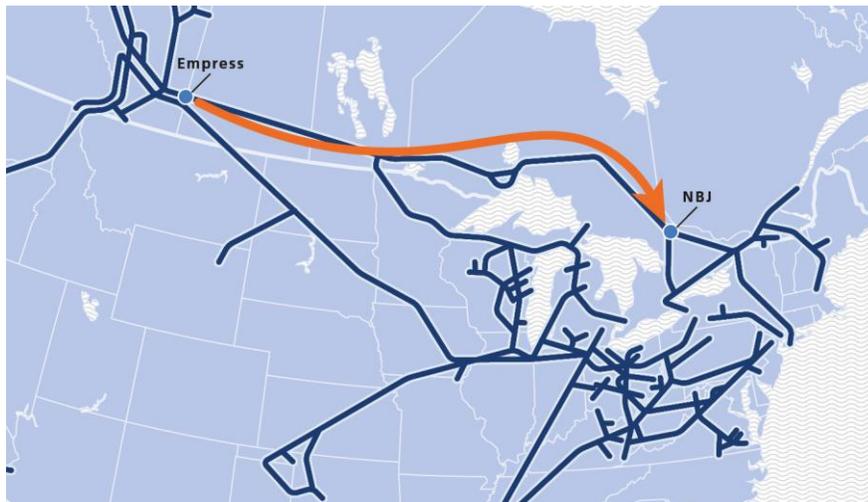
August 22, 2018 to September 21, 2018

Overview

TransCanada PipeLines Limited (“TransCanada”) is pleased to announce a binding open season (“Open Season”) for a new long term fixed price service from Empress to North Bay Junction (“NBJ LTFP” or the “Service”) that, combined with Firm Transportation (“FT”) service with a Receipt Point of North Bay Junction (“Associated FT”), will provide long-haul transportation access to diverse Mainline markets. Capitalized terms not defined within this Open Season have the meaning ascribed to them under the TransCanada Mainline Transportation Tariff (“Tariff”).

The Service is intended to retain long-haul firm transportation contracting, and to attract incremental long-haul firm contracting to the Mainline system.

Figure 1 – TransCanada System



Service Description

The following is an overview of the proposed NBJ LTFP Service, subject to the detailed terms and conditions provided below:

- Firm transportation service utilizing existing facilities from a Receipt Point of Empress to a delivery point North Bay Junction
- Fixed toll of \$0.93 CDN/GJ/d, inclusive of the applicable Abandonment Surcharge, subject to the provisions described in more detail below.
- Equal priority to FT service
- No Diversions, Alternate Receipt Points or temporary Receipt and Delivery Points
- Secondary Receipt Points of Bayhurst 1 and Suffield 2
- Assignable

TransCanada’s 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

- Available for conversions of existing long-haul (“LH”) contracts (“Conversion Bid”) or for new service requests (“New Service Bid”)
- For Conversion Bids, Service Applicant’s existing LH contract will be converted into a NBJ LTFP contract and an Associated FT contract of equal term with the same delivery point as the existing LH contract
- For New Service Bids, bids for NBJ LTFP service are conditional on Service Applicant or its designate being awarded Associated FT capacity for a term equal to or greater than the NBJ LTFP Contract term through the concurrently held [New Capacity Open Season \(“NCOS”\)](#) or [Existing Capacity Open Season \(“ECOS”\)](#)
- Associated FT service will be governed by the FT Toll Schedule and retains all FT service attributes, including diversions.
- 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 NBJ LTFP minimum term is 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 all cases, the contract end date can be no earlier than December 31, 2030.
- For New Service Bids associated with a bid in the concurrent NCOS that requires the construction of new facilities, the targeted commencement date is November 1, 2021 and the NBJ LTFP minimum term is 10 years.
 - In addition, for New Service Bids 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 in addition to the minimum NBJ LTFP term.

This Open Season and the provision of service proposed hereunder are subject to the following terms and conditions:

TransCanada Internal and Regulatory Requirements for the Service	Service is dependent on TransCanada obtaining all internal and regulatory approvals that it determines necessary to provide the Service, on terms and conditions substantially the same as described in this Open Season and acceptable to TransCanada in its sole discretion.
Toll and Surcharges	The toll will be fixed at \$0.93 GJ/d for the term of the contract and is inclusive of the Abandonment Surcharge based on the distance between Empress and North Bay Junction.

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	<p>If, at any time during the term of the NBJ LTFP contract, the daily equivalent Abandonment Surcharge between Empress and North Bay Junction exceeds \$0.22 GJ/d, then a surcharge equal to the amount by which the Abandonment Surcharge exceeds \$0.22 GJ/d will be paid by Shippers in addition to the NBJ LTFP toll.</p> <p>Shippers will be required to pay any surcharge approved by the NEB or any of its successors to recover the costs to comply with domestic or foreign laws, regulations or rules that were not in effect or applicable to TransCanada on October 13, 2016.</p> <p>Shippers will also be required to pay any applicable Goods and Services Tax ("GST") or Harmonized Sales Tax ("HST") in addition to the toll.</p>
<p>Service Commencement Date and Contract Term</p>	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none">• 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. <p>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.</p> <ul style="list-style-type: none">• 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. <p>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.</p> <p>Commencement of the Service may be delayed as a result of a number of factors, including, without limitation:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	<ul style="list-style-type: none"> 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 <p>Contracts must start on the first day of a calendar month</p>
<p>Contract Quantity</p>	<p>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.</p> <p>Shipper's contract quantity for NBJ LTFP must be no less than the contract quantity for the Associated FT capacity.</p>
<p>Receipt Point and Delivery Point</p>	<p>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.</p>
<p>Fuel Requirements</p>	<p>Fuel for NBJ LTFP is not included in the toll. Shipper must provide fuel in kind at the applicable Receipt Point of the NBJ LTFP Contract based on the applicable FT fuel ratio from such Receipt Point to North Bay Junction.</p> <p>For Shipper's Associated FT Contract, Shipper may provide fuel at the applicable Receipt Points under Shipper's NBJ LTFP Contract provided:</p> <ul style="list-style-type: none"> the applicable monthly fuel ratio respecting transportation service from North Bay Junction to the nominated delivery point will be applied; Shipper's nomination for the Associated FT Contract is from the Receipt Point of North Bay Junction; Shipper holds a NBJ LTFP Contract for a quantity equal to the Associated FT contract quantity; and Shipper's NBJ LTFP Contract expires no earlier than the Associated FT Contract. <p>In all other circumstances, Shipper will be required to provide fuel for the Associated FT Contract in accordance with the General Terms and Conditions of the Tariff.</p>
<p>Other Service Attributes</p>	<p>Nomination windows, Financial Assurances, Demand Charge Adjustments, assignments, service priority and other terms not listed herein will be in accordance with the Tariff for FT service.</p>

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	<p>Early Conversion and Term-up provision will be applicable if TransCanada determines, in the future, that the NBJ LTFP contract may affect the design of new facilities required to provide firm transportation service where the costs of such new facilities are expected to exceed \$20 million.</p> <p>For Shippers with an existing STS contract, Shipper's NBJ LTFP Contract and Associated FT Contract of equal contract quantity will be jointly deemed to be a LH FT Contract with a receipt point of Empress for the purposes of STS service. For clarity, this does not preclude any party from seeking to change or eliminate STS service effective after December 31, 2020.</p>
<p>Conversion Bids</p>	<p>Service Applicants with existing LH contracts may submit a Conversion Bid to have all or a portion of its LH FT contract quantity converted to a NBJ LTFP contract and an Associated FT Contract of equal term with the same delivery point as the existing LH FT contract.</p>
<p>Requirements for Associated FT Capacity</p>	<p>New Service Bids are conditional on Service Applicant or its designate being awarded Associated FT capacity with a Receipt Point of North Bay Junction for a term equal to or greater than the NBJ LTFP Contract term pursuant to the terms of the concurrent NCOS and ECOS, as applicable.</p> <p>For New Service Bids, the awarded bid quantity will be subject to the same pro-rationing applicable to Service Applicant's or its designate's bid for Associated FT capacity in the ECOS or NCOS. For clarity, should Service Applicant not be awarded any Associated FT capacity, the New Service Bid will be rejected.</p>
<p>Capacity Allocation</p>	<p>TransCanada will allocate capacity to the Conversion Bids first.</p> <p>For New Service Bids, once the bids for Associated FT Capacity in the concurrently held ECOS and NCOS have been evaluated and allocated in accordance with TransCanada's Transportation Access Procedures ("TAPs"), TransCanada will allocate the corresponding NBJ LTFP capacity.</p>
<p>Notification to Service Applicants</p>	<p>TransCanada will notify all Service Applicants of the allocation of capacity within fifteen (15) Banking Days of the close of the Open Season subject to the conditions outlined above and provide successful service applicants with an NBJ LTFP Contract and a NBJ LTFP precedent agreement that will govern the effective date of their NBJ LTFP Contract and Associated FT capacity.</p> <p>Service Applicants will be required to execute the NBJ LTFP Contract and NBJ LTFP precedent agreement within thirty (30) days of the notification of their capacity allocation.</p>

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

Financial Assurances	TransCanada requires acceptable financial assurances. Please refer to Section XXIII Financial Assurances of the General Terms and Conditions of the Tariff.
Conversion and Renewal Rights	<p>NBJ LTFP Service is non-renewable.</p> <p>Shipper may request to convert all or a portion of its NBJ LTFP contract quantity to FT service at the end of the term with two years advance written notice.</p>
Other Shipper Commitments	<p>Service Applicants shall not oppose in any way, whether directly or indirectly, pricing discretion for Interruptible Transportation Service and Short Term Firm Transportation Service on any portion of the Mainline from the time the Service Applicant executes its NBJ LTFP precedent agreement and the NBJ LTFP Contract until the end of the NBJ LTFP Contract term.</p> <p>Service Applicants shall support TransCanada in any regulatory proceeding required to approve or continue the Service, as determined by TransCanada in its reasonable discretion from the time the shipper executes its NBJ LTFP precedent agreement and the NBJ LTFP Contract until the end of the NBJ LTFP Contract term.</p>
TransCanada Commitments	<p>In the event of an eastward extension of the NOVA Gas Transmission Ltd. System that allows TransCanada and/or its affiliates to provide a lower total cost for service from NIT to North Bay Junction, shippers will have the right to convert all or a portion of their contract quantity to such service(s) for the remainder of their contract term</p> <p>In the event the toll for FT service from Empress to North Bay Junction is lower than the NBJ LTFP toll as a result of the decision of the National Energy Board (or any successor) on TransCanada's first post-2020 toll application, Shipper will be provided a one-time election to convert all or a portion of its NBJ LTFP contract quantity to FT service from Empress to North Bay Junction for the remainder of the NBJ LTFP Contract term.</p> <p>Upon termination of Shipper's NBJ LTFP Contract and the original term of Shipper's Associated FT Contract, and provided existing capacity is posted pursuant to TAPs and Shipper's Renewal Option remains available pursuant to the FT Toll Schedule, the Receipt Point of the Associated FT Contract may be amended to any available Receipt Point on the Mainline with written notice prior to the end of the NBJ LTFP contract term For requests that require the construction of new facilities, three years written notice prior to the end of NBJ LTFP Contract term will be required for TransCanada to hold a New Capacity Open Season. To the extent Shipper is awarded capacity in such New Capacity Open Season and there is an in-service delay associated with the new facilities, TransCanada will extend service to</p>

TransCanada's 2018 North Bay Junction Long Term Fixed Price Service Open Season

	<p>the Shipper under the NBJ LTFP Contract and the Associated FT Contract, subject to any necessary regulatory approvals.</p> <p>Upon conversion of the NBJ LTFP Contract to FT service in accordance with the NBJ LTFP Toll Schedule, and provided Shipper's Renewal Option remains available pursuant to the FT Toll Schedule, TransCanada will allow Shipper to combine, if available, the converted FT Contract from Empress to North Bay Junction and the Associated FT Contract from North Bay Junction to a delivery point into a LH FT contract from Empress to the same delivery point, upon Shipper's request.</p>
GST or HST Procedures	<p>TransCanada is required to charge the GST or HST, whichever is applicable, on transportation of gas that is consumed in Canada. For more information, please see GST/HST Procedures.</p>

How to Bid:

- Service applicant can submit multiple bids.
- Service applicants should submit a separate NBJ LTFP bid for each Associated FT bid.
- Each bid is binding. No bid deposit is required.

Service applicants must submit a binding bid using either [TransCanada's 2018 Conversion to NBJ LTFP Bid Form](#) or [TransCanada's 2018 NBJ LTFP Bid Form](#) to TransCanada's Mainline Contracting Department via email mainline_contracting@transcanada.com or by fax at 1.403.920.2343. All bids must be received by 1:00 p.m. Eastern Time (11:00 a.m. Mountain Time), September 21, 2018.

Questions:

For inquiries regarding this Open Season please direct questions to your Mainline Customer Account Manager.

Calgary	
Gordon Betts	403.920.6834
Michael Mazier	403.920.2651
Toronto	
Amelia Cheung	416.869.2115
Reena Mistry	416.869.2159

**This Open Season closes at 1:00 p.m. Eastern Time (11:00 a.m. Mountain Time) on
September 21, 2018.**