

**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**

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

## **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<sup>er</sup>  
4 janvier 2021<sup>1</sup>. 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 exercée<sup>2</sup>. 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

---

<sup>1</sup> B-0137.

<sup>2</sup> 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 reportés<sup>3</sup>. 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 2020<sup>4</sup>. 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<sup>er</sup>  
13 janvier 2018<sup>5</sup>. Subséquemment, Énergir a appliqué cette baisse tarifaire dès le 1<sup>er</sup> 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.

---

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

<sup>4</sup> Dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-04.

<sup>5</sup> 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

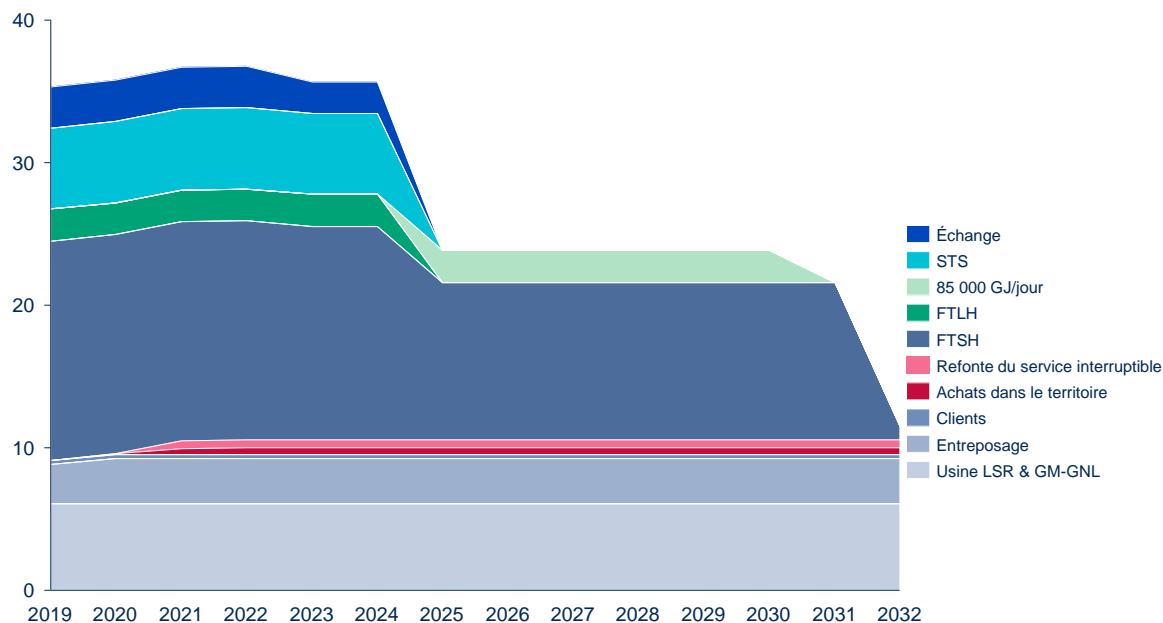
1 La prévision de la demande pour les années 2018-2019 à 2021-2022, déposée dans le cadre du  
2 plan d'approvisionnement 2019-2022<sup>6</sup>, a été utilisée comme base d'évaluation. Afin de confirmer  
3 la nécessité de conserver le 85 000 GJ/jour sous une forme ou une autre, Énergir a déterminé  
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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour<sup>7</sup>, soit :

- 8 • L'usine LSR et les interruptions de liquéfaction de GM-GNL avec 6,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 11 • Les clients ayant leur propre service de transport avec 0,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 12 • Les achats dans le territoire avec 0,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 13 • La refonte du service interruptible (R-3867-2013, Phase 2) avec 0,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 14 • Les engagements courtes distances (FTSH) avec 11,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour;
- 15 • Et une capacité de 2,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour (ou 85 000 GJ/jour) à renouveler.

---

<sup>6</sup> B-0218, GM-H, Document 1.

<sup>7</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour, cela représenterait une perte de  
 5 33 % par rapport à la demande de pointe projetée pour 2019<sup>8</sup>. 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;

<sup>8</sup> B-0218, GM-H, Document 1, page 81, tableau 26 : 35,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/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'ONÉ<sup>9</sup>, 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<sup>er</sup> 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

---

<sup>9</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 »<sup>10</sup>, cette option serait favorable de 20 M\$ sur 10 ans par rapport à l'option  
26 FTSH (voir annexe 1).

---

<sup>10</sup> 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 compresseur<sup>11</sup>. 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'ONÉ<sup>12</sup> 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<sup>er</sup> novembre 2022, soit un retard d'un an dans la mise en

---

<sup>11</sup> Dossier OF-Fac-Gas-T211-2017-07 01.

<sup>12</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour  
22 (783 070 GJ/jour) de FTSH jusqu'à EDA et 0,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/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<sup>er</sup> 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 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/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 <sup>1</sup>	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 <sup>2</sup>	131	115	118	124	126	128	130	132	134	137	1275
(1-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS LH <sup>2</sup>	18	18	18	18	19	18	18	19	18	18	182
(3-2)	Économie (+) / perte (-) PFLD-NBJ VS SH <sup>2</sup>	18	0	1	5	3	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)	20

## Notes :

- Le PFLD-NBJ entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2020.
- La conversion du LH en SH ne peut se faire avant le 1<sup>er</sup> 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 <sup>1</sup>	2,09 \$	2,14 \$	2,21 \$	2,27 \$	2,41 \$	2,57 \$	2,67 \$	2,72 \$	2,79 \$	2,86 \$	
DAWN <sup>1</sup>	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) <sup>1</sup>	1,2825	1,2799	1,2772	1,2744	1,2718	1,2692	1,2664	1,2636	1,2613	1,2611	

## Notes :

- 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	2,1307 \$	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 \$	1,5806 \$
PARK-EDA	0,5981 \$	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 \$	0,4942 \$
EMPRESS - NBJ	0,9300 \$	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 \$	0,5942 \$
NBJ - NDA	0,2230 \$	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 \$	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 \$	1,1530 \$
DAWN-PARKWAY (M12) <sup>1</sup>	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$	0,1282 \$

## Notes :

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