

L'Oléoduc Énergie Est de TransCanada

Un projet voué à l'exportation
qui n'apporte
RIEN à l'économie nationale

L'Oléoduc Énergie Est de TransCanada :

Un projet voué à l'exportation qui n'apporte RIEN à l'économie nationale

Le projet d'Oléoduc Énergie Est de TransCanada n'est pas une solution énergétique destinée à l'usage des Canadiens. Comme le démontre la présente analyse, presque tout le pétrole brut transporté par Énergie Est serait exporté. Seule une petite quantité du pétrole d'Énergie Est serait acheminée aux raffineries canadiennes. La plus grande partie serait envoyée à l'extérieur du pays sans même être raffinée.

» Énergie Est – un pipeline d'exportation

L'Oléoduc Énergie Est projeté par TransCanada pourrait transporter 1,1 million de barils de pétrole brut par jour de l'Alberta jusqu'au Québec et au Nouveau-Brunswick. L'essentiel de ce pétrole, soit entre 750 000 et 1 million de barils selon les estimations, serait acheminé non raffiné en Inde, en Europe et possiblement aux États-Unis.¹

TransCanada reconnaît qu'une partie du pétrole de l'Oléoduc Énergie Est serait exportée.² Le reste, affirme l'entreprise, serait raffiné dans l'est du Canada afin de soutenir l'industrie du raffinage, puisque le projet favoriserait l'accès à du pétrole brut moins cher que celui provenant de l'importation outre-mer.³ Tout semble toutefois indiquer que cette affirmation est fautive. Selon l'information rendue publique par TransCanada, de même que d'autres renseignements émanant de l'industrie, de rapports gouvernementaux et de documents légaux,⁴ presque tout le pétrole du pipeline serait exporté brut, et ne profiterait pratiquement pas aux Canadiens.

» Énergie Est transportera beaucoup plus de pétrole que ce dont les raffineries de l'est du Canada ont besoin

TransCanada laisse entendre que les raffineries canadiennes traiteront une grande quantité du pétrole transporté par l'Oléoduc Énergie Est.⁵ Mais lorsqu'on examine les raffineries situées sur le parcours du pipeline, il est évident qu'elles n'ont pas la capacité de traiter tout le pétrole d'Énergie Est. Les raffineries canadiennes ne

En 2013, TransCanada annonce son intention de construire l'Oléoduc Énergie Est qui doit acheminer du pétrole issu des sables bitumineux de l'Alberta jusqu'au Nouveau-Brunswick. S'il est accepté, le projet Énergie Est sera encore plus grand que le pipeline Keystone XL.

Le projet prévoit la conversion de 3 000 km de gazoducs existants (servant auparavant au transport du gaz naturel) en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario et la construction de 1 500 km de pipeline additionnels au Québec et au Nouveau-Brunswick.

Ce pipeline de 12 milliards \$ pourrait transporter 1,1 million de barils par jour (b/j) de pétrole conventionnel ou issu des sables bitumineux. La presque totalité serait destinée à l'exportation.

pourraient traiter qu'une petite quantité du brut transporté par ce pipeline.

D'après notre analyse, mises ensemble, les raffineries situées sur le parcours de l'Oléoduc Énergie Est pourront traiter jusqu'à 672 000 barils de brut par jour. De plus, une partie de cette capacité est déjà comblée par deux autres sources (le brut importé des É.-U. et le brut issu du Canada atlantique), sans oublier que la canalisation 9 d'Enbridge constituera bientôt une troisième source d'importance. Ces trois sources d'approvisionnement combleront vraisemblablement les besoins (et les capacités) des raffineries canadiennes, laissant peu de place au pétrole de l'Oléoduc Énergie Est.

» Les raffineries de l'est du Canada peuvent compter sur d'autres sources nord-américaines

TransCanada suggère que les raffineries de l'est du Canada profiteront d'un accès au pétrole d'Énergie Est à meilleur coût que le brut traditionnel importé outre-mer.⁶ Mais cet argument ne tient pas compte du fait que le brut traité actuellement par les raffineries canadiennes provient de sources diverses, et que toutes ne sont pas situées outre-mer.

Les raffineries canadiennes peuvent compter sur d'autres sources nord-américaines : le brut américain, celui du Canada atlantique et, bientôt, celui de la canalisation 9 d'Enbridge.

Tableau 1
Capacité des raffineries se trouvant sur le parcours d'Énergie Est⁷

Raffinerie	Capacité (barils par jour)
Suncor	137,000
Valero	235,000 ⁸
Irving	300,000
Total	672,000

» *«Si le Canada devient un pays exportateur de pétrole, cette exportation se fera par mer.»*

—Russ Girling, PDG de TransCanada, à propos de la question de l'exportation dans le projet Énergie Est³¹

Tableau 2
Estimation du débit de pétrole brut sur le parcours d'Énergie Est en 2020[†]

Sources de pétrole brut des raffineries de l'est	Débit (barils par jour)
Brut de la canalisation 9 d'Enbridge	250,000
Brut extracôtier du Canada atlantique ⁹	100,000 ¹⁰
Brut américain (par pétrolier ou par train) ¹¹	200,000
Total	550,000

[†]L'année 2020 sert de point de référence¹² pour l'estimation des premières années d'exploitation d'Énergie Est, et repose avant tout sur des données fournies par l'industrie, puisque les données gouvernementales sur le débit du brut dans l'est du Canada sont peu nombreuses.¹³

» Le brut américain

Les raffineries de l'est du Canada importent actuellement environ 200 000 barils de brut léger des États-Unis chaque jour,¹⁴ par pétrolier ou par train. Ces importations devraient se poursuivre aussi longtemps que le pétrole américain demeurera peu dispendieux. L'importation de brut américain est si avantageuse pour les raffineries de l'est du Canada que de grands analystes des marchés pétroliers ont annoncé qu'elle pourrait doubler, dépassant les 400 000 barils par jour dès la fin de cette année.¹⁵

» Le brut extracôtier du Canada atlantique

Plus près de chez nous, l'exploitation au large des côtes de Terre-Neuve et du Nouveau-Brunswick produit environ 200 000 barils de brut par jour.¹⁶ Tandis qu'on prévoit un déclin de la production, de nouveaux champs pétrolifères extracôtiers sont sur le point d'être exploités.¹⁷ Le plus important de ces sites, le gisement Hebron, entrera en

production en 2017, avant que ne soit construit l'Oléoduc Énergie Est. L'exploitation du gisement Hebron propulsera la production extracôtière du Canada atlantique à environ 320 000 barils par jour durant quelques années, avant qu'elle ne décroisse.¹⁸ Il se pourrait que de nouveaux champs pétrolifères de grande taille, comme le gisement Bay du Nord (qui contiendrait jusqu'à 600 millions de barils récupérables),¹⁹ viennent augmenter la production du Canada atlantique. Les raffineries de l'est étant approvisionnées en partie par un débit constant de brut canadien, leurs besoins d'un nouveau pipeline sont très limités.

» *Le brut de la canalisation 9 d'Enbridge*

La plus importante part de l'approvisionnement des raffineries se trouvant sur le parcours de l'Oléoduc Énergie Est – environ 37 pour cent – proviendra bientôt de la canalisation 9 d'Enbridge, dont le *Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9* vient d'être approuvé. Ainsi, deux des raffineries éventuellement desservies par l'Oléoduc Énergie Est au Québec (Suncor à Montréal et Valero à Lévis) se verront déjà acheminer quelque 250 000 barils par jour par le pipeline d'Enbridge.²⁰ Dans la mesure où les raffineries du Québec s'approvisionneront déjà principalement à la canalisation 9, toute offre supplémentaire sera superflue pour la province. Son projet d'inversion de la canalisation 9 étant approuvé, Enbridge a ouvertement remis en question le besoin d'approvisionner les raffineries de l'est en brut nord-américain par l'Oléoduc Énergie Est.

Ensemble, le brut de la canalisation 9 d'Enbridge, le brut américain²¹ et le brut extracôtier du Canada atlantique comblent l'essentiel des besoins des raffineries de l'est. La demande de celles-ci pour le pétrole de l'Oléoduc Énergie Est sera faible. Les raffineries seront déjà ravitaillées à satiété – quel besoin auront-elles du pétrole d'Énergie Est?

«Lorsque le projet d'inversion de la canalisation 9 sera réalisé, tout autre projet de pipeline sera destiné à des marchés hors Québec.»



—Stephen Wuori, conseiller principal d'Enbridge, s'exprimant sur le fait que la canalisation 9 ne laissera pas de place au projet Énergie Est au Québec³²

Tableau 3
Calcul du potentiel d'exportation de l'Oléoduc Énergie Est

	Nombre (barils par jour)
Capacité totale des raffineries (Tableau 1)	672,000
Quantité totale de brut acheminé aux raffineries de l'est (Tableau 2)	550,000
Capacité de traitement restante aux raffineries de l'est	122,000
Quantité totale de brut transporté par Énergie Est	1,100,000
Capacité de traitement restante aux raffineries de l'est	122,000
Quantité estimée de brut d'Énergie Est disponible pour l'exportation	978,000

Les raffineries situées sur le parcours du pipeline n'auront besoin ou ne voudront que d'une petite quantité du brut transporté par l'Oléoduc Énergie Est.

En premier lieu, puisque la raffinerie montréalaise de Suncor compte sur l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge pour combler ses besoins,²² seules les raffineries de Valero à Lévis (QC) et d'Irving à Saint John (NB) s'intéresseront potentiellement au brut d'Énergie Est. En second lieu, l'information rendue publique montre que la production actuelle de pétrole extracôtier du Canada atlantique pourrait combler une partie de la demande. En troisième lieu, comme on s'attend à ce que la production de brut léger américain demeure soutenue au cours des prochaines décennies,²³ il est vraisemblable que les raffineries de l'est du Canada continueront de s'approvisionner en partie à ces sources, surtout si cette pratique demeure avantageuse économiquement.

Si 1,1 million de barils sont acheminés chaque jour dans l'est du pays par l'Oléoduc Énergie Est et que seule une petite quantité de ce pétrole est prélevée par les raffineries situées sur son parcours, alors il apparaît que l'essentiel du brut transporté sera destiné à l'exportation.

» La capacité des raffineries de l'est du Canada ne risque pas d'augmenter

Il est peu probable que les trois raffineries se trouvant sur le parcours du pipeline augmentent leurs capacités, en raison des coûts élevés²⁴ de telles transformations et du temps très long requis pour les amortir.²⁵

Construire de nouvelles raffineries coûterait évidemment très cher; malgré tout, augmenter la capacité d'une installation existante, notamment par un projet de conversion (afin d'être en mesure de traiter le pétrole lourd en plus du brut léger, par exemple) demeure aussi très coûteux.²⁶ L'abondance de l'offre de brut léger des États-Unis et de l'exploitation extracôtière du Canada atlantique pourrait aussi dissuader les raffineries d'investir massivement dans la conversion de leurs installations en vue de traiter le pétrole lourd.²⁷ Il est peu probable que le projet d'Oléoduc Énergie Est entraîne une augmentation du nombre de raffineries dans l'est du Canada ni la capacité de celles-ci.

» À l'extrémité du pipeline... des terminaux d'exportation

Les projets d'infrastructures dans lesquels TransCanada investit renforcent l'idée que l'Oléoduc Énergie Est sera un pipeline d'exportation.

TransCanada projette de construire un terminal d'exportation à Gros-Cacouna, au Québec (à 225 km à l'est de Québec, environ), et un autre à Saint John, au Nouveau-Brunswick.²⁸ (La possibilité qu'un autre terminal s'ajoute aux deux premiers a également été évoquée par une tierce partie, propriétaire d'un vaste terminal maritime dans le détroit de Canso, en Nouvelle-Écosse.²⁹)

Des trois terminaux potentiels, un seul, celui de Saint John, est situé à proximité d'une raffinerie, ce qui met en évidence l'objectif de l'Oléoduc Énergie Est : exporter

«La quantité de pétrole dépasse largement la capacité de traitement de cette raffinerie. Presque tout le pétrole devra être exporté»

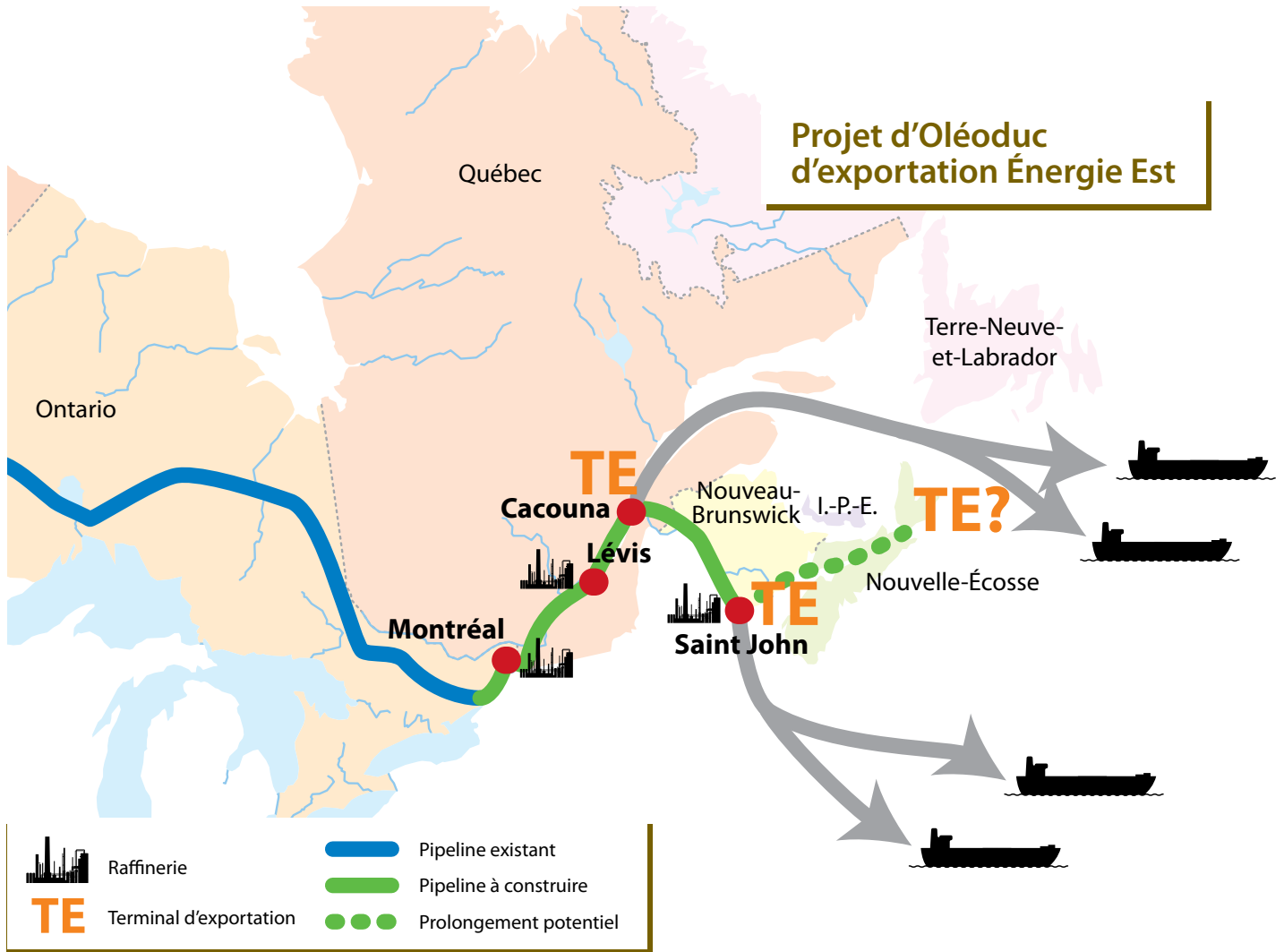
Mark Sherman, directeur général de la raffinerie Irving Oil (la plus grande raffinerie du pays), au sujet de la finalité du brut transporté par l'Oléoduc Énergie Est³³

le pétrole plutôt que de le raffiner. En fait, la description du projet qu'a récemment déposé l'entreprise explique comment l'Oléoduc Énergie Est pourrait approvisionner des pétroliers, totalisant jusqu'à une capacité maximale de 3,3 millions de barils.³⁰

Les indices pointent tous vers l'exportation

L'Oléoduc Énergie Est est avant tout un pipeline d'exportation. Comme le montre notre analyse, la quantité de pétrole transportée par le projet Énergie Est excéderait la demande des raffineries de l'est du Canada. Ces raffineries peuvent combler leurs besoins en pétrole brut nord-américain à partir d'autres sources, notamment la canalisation 9 d'Enbridge et le brut importé des États-Unis. D'importantes quantités de pétrole transporté par l'Oléoduc Énergie Est devront être raffinées ailleurs. Où? La volonté de TransCanada de construire deux nouveaux terminaux d'exportation trahit l'objectif réel de ce projet de pipeline : exporter le pétrole brut non raffiné.

Projet d'Oléoduc d'exportation Énergie Est



L'Oléoduc Énergie Est de TransCanada :

Un projet voué à l'exportation qui n'apporte RIEN à l'économie nationale

Notes

1. Voir, par exemple, l'article de Jeff Lewis : « TransCanada to proceed with "nation building" Energy East pipeline between Alberta, New Brunswick », *National Post*, 1er août 2013, http://business.financialpost.com/2013/08/01/transcanada-going-ahead-with-energy-east-pipeline-between-alberta-and-new-brunswick/?_lsa=b4aa-cabf.
2. TransCanada, *TransCanada poursuit le Projet Oléoduc Énergie Est de 1,1 million de barils/jour jusqu'à Saint John : communiqué de presse*, 1er août 2013, <http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2013/08/%C3%89nergie-Est-Communiqu%C3%A9-2013-08-01.pdf>, et « Oléoduc Énergie Est : Fiche d'information – Aperçu du projet », <http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2013/08/Ol%C3%A9oduc-%C3%89nergie-Est%E2%80%94Aper%C3%A7u-du-projet.pdf>.
3. *Ibid.*, TransCanada, *communiqué de presse*, 1er août 2013. Voir aussi le document produit par la s.r.l. Deloitte et Touche, *Énergie Est : Retombées économiques du projet de conversion du réseau principal de TransCanada*, septembre 2013, pages 6 et 7, <https://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2013/09/Energie-Est-Rapport-Deloitte-sur-les-retombees-economiques.pdf>. Ce rapport portant sur les enjeux économiques du projet a été produit à la demande de TransCanada.
4. Les « documents légaux » dont il est question ici sont des documents déposés par Enbridge et les raffineries de l'est du Canada lors des audiences du *Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9* qui ont eu lieu l'an dernier devant l'Office national de l'énergie, OH-002-2013, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/pplctnsbfrthnb/nbrdgl9brvrsj/nbrdgl9brvrsj-fra.html>.
5. TransCanada, *Besoin de pipeline*, site web du projet Oléoduc Énergie Est, <http://www.oleoducenergieest.com/home/besoin-de-pipeline/>.
6. *Ibid.*, TransCanada, *communiqué de presse*, 1er août 2013. Voir aussi le document produit par la s.r.l. Deloitte et Touche, *Énergie Est : Retombées économiques du projet de conversion du réseau principal de TransCanada*, septembre 2013, pages 6 et 7, <https://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2013/09/Energie-Est-Rapport-Deloitte-sur-les-retombees-economiques.pdf>.
7. Deloitte et Touche, *Énergie Est : Retombées économiques du projet de conversion du réseau principal de TransCanada*, septembre 2013, pages 8 et 9, <https://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2013/09/Energie-Est-Rapport-Deloitte-sur-les-retombees-economiques.pdf>.
8. En dépit de l'affirmation véhiculée dans les médias selon laquelle la raffinerie Valero a une capacité de 265 000 b/j, les données déposées par Valero, en tant qu'intervenant aux audiences du *Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9* d'Enbridge, indiquent clairement que les installations de Lévis ont une capacité de 235 000 b/j. Voir le document produit par IHS Global Canada Limited, *Outlook for Enbridge Line 9 Re-Reversal Impact on Quebec Refineries*, juillet 2013 (déposé à l'ONÉ le 6 août 2013), page 13, accessible sur le site web de l'ONÉ, Pipelines Enbridge Inc. – *Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9*, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/981197/C34%2D2%2D4_%2D_Gowlings_BennettJones_IHSEvidence_2Aug2013_%2D_A3J8A7.pdf?func=doc.Fetch&nodeid=981197.
9. Le pétrole brut extracôtier du Canada atlantique est extrait essentiellement au large des côtes de Terre-Neuve; une petite partie provient du Nouveau-Brunswick également. Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, 5 juin 2013, page 37, <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=227308>.
10. Le document de prévision de l'ACPP *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation* paru en juin 2013 rapporte que le Canada atlantique produisait 197 000 b/j de pétrole brut extracôtier en 2012, dont 110 000 b/j étaient raffinés au Canada (*Ibid.*, ACPP, juin 2013, pages 2 et 10). Ainsi, un peu plus de la moitié (56 %) du brut du Canada atlantique était raffiné au pays en 2012, probablement dans les raffineries de l'est (les sources consultées, tant celles du gouvernement que celles de l'industrie, n'indiquent pas où a lieu le raffinage du pétrole restant). L'ACPP estime que la production de brut du Canada atlantique atteindra 247 000 b/j en 2020 (*Ibid.*, ACPP, juin 2013, page 36). En supposant que les raffineries de l'est traiteront en 2020 à peu près la même proportion de brut issu du Canada atlantique qu'en 2012 (environ 56 %), ces raffineries devraient alors avoir accès à environ 138 320 b/j de brut provenant du Canada atlantique. Nous retenons un chiffre plus petit dans notre estimation (100 000 b/j) pour refléter le fait qu'une partie du brut du Canada atlantique est raffinée par North Atlantic Refinery, à Come by Chance (Terre-Neuve). Puisque Statistique Canada ne précise pas les données à l'échelle des raffineries, il nous est impossible de déterminer quelle part du brut est acheminée aux raffineries terre-neuviennes et quelle part se rend aux autres raffineries de l'est comme Irving Oil à Saint John ou Suncor à Montréal. Toutefois, Paul Browning, le président et chef de la direction d'Irving Oil, confiait l'automne dernier au bulletin d'information en ligne *Bloomberg.com news* que son entreprise s'approvisionne principalement de pétrole provenant de Terre-Neuve (Rebecca Penty, « Irving Oil boosting crude by rail capacity with Alberta loading », *Bloomberg.com news*, 29 novembre 2013, <http://www.bloomberg.com/news/2013-11-29/irving-oil-boosting-crude-by-rail-capacity-with-alberta-loading.html>). Ainsi, et si l'on tient compte du fait que la raffinerie Irving Oil a une capacité de traitement de 300 000 b/j de pétrole brut, notre estimation de 100 000 b/j de brut extracôtier issu du Canada atlantique pour approvisionner les raffineries de l'est en 2020 paraît plausible.
11. Voir, par exemple, l'article de Jeff Lewis, « The Hub: Saint John end point of "Energy East" ready for crude revolution », *National Post*, 9 novembre 2013, http://business.financialpost.com/2013/11/09/the-pipeline-that-could-turn-canadas-oil-diet-on-its-head/?_lsa=6b4bc778. D'après Michael Fitzsimmons, analyste de recherche, « Les raffineries canadiennes tirent avantage du faible coût du pétrole importé des États-Unis. Elles peuvent ainsi augmenter leur marge de transformation » (Michael Fitzsimmons, « U.S. Crude Export Ban Benefiting This Canadian Offshore Oil Producer », *Blogue SeekingAlpha*, 10 décembre 2013, <http://seekingalpha.com/article/1889761-u-s-crude-export-ban-benefiting-this-canadian-offshore-oil-producer>). Aussi, Dave Cooper, de l'*Edmonton Journal*, écrit : « Il est probable que les producteurs de pétrole américains vendent leur brut à rabais afin de conserver leurs parts de marché dans l'est du Canada lorsque le pétrole de l'Ouest canadien sera disponible... » (Dave Cooper, « Eastern Canada only option for U.S. crude exports », *Edmonton Journal*, 27 décembre 2013, <http://www.edmontonjournal.com/business/Eastern+Canada+only+option+crude+exports/9328143/story.html/>). Si une partie de l'approvisionnement en pétrole américain par rail ou par pétrolier des raffineries de l'est tient lieu de mesure temporaire jusqu'à ce que la construction des pipelines reliant l'Ouest canadien à l'est du pays soit terminée, quelques entreprises semblent envisager l'importation de pétrole américain à long terme. Par exemple, au sujet du portrait global de l'approvisionnement de l'est du Canada une fois que l'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge sera réalisée, Bill Day, le porte-parole de Valero, a déclaré : « Nous n'importerons plus de brut outre-mer. À moins que vous considériez le Texas comme un État d'outre-mer. » (Jeff Lewis, « What export ban? How Suncor is taking advantage of cheap prices to bring in crude from the U.S. », *National Post*, 4 février 2014, http://business.financialpost.com/2014/02/04/what-export-ban-how-suncor-is-taking-advantage-of-cheap-prices-to-bring-in-crude-from-u-s/?_lsa=b4aa-cabf).
12. De manière générale, nous n'avons pas tenté de pousser notre évaluation au-delà de 2020. Nous avons choisi cette avenue puisque nous savons combien il est hasardeux de faire des prédictions dans le domaine pétrolier de nos jours. Comme le faisait remarquer récemment Adam Sieminski, de la U.S. Energy Information Administration, à propos de l'immense boom du pétrole léger américain : « Il y a cinq ou dix ans, tout le monde croyait que la production américaine de pétrole allait péricliter. » (James Stafford, « Could the U.S. become a net oil exporter? Not likely, says EIA Oil Chief », *Oilprice.com*, 21 février 2014, http://business.financialpost.com/2014/02/21/could-the-u-s-become-a-net-oil-exporter-not-likely-says-eia-chief/?_lsa=b4aa-cabf). C'est peut-être en partie pour cette raison que le chapitre

30. TransCanada, *Projet de l'Oléoduc Énergie Est : Description de projet Volume 1*, mars 2014, page 2-33,
<http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2014/03/Oleoduc-Energie-Est-Description-du-projet-Volume-1.pdf>.
31. Kelly Cryderman, « Keystone criticism misplaced, TransCanada insists », *The Globe and Mail*, 22 avril 2013,
<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/keystone-criticism-misplaced-transcanada-ceo-insists/article11446046/>.
32. Shawn McCarthy, « Enbridge balks at claims Energy East pipeline boon for Quebec refineries », *The Globe and Mail*, 5 mars 2014,
<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/enbridge-balks-at-claims-energy-east-pipeline-boon-for-quebec-refineries/article17311999/>.
33. Jeff Lewis, « The Hub: Saint John end point of "Energy East" readies for crude revolution », *National Post*, 9 novembre 2013,
http://business.financialpost.com/2013/11/09/the-pipeline-that-could-turn-canadas-oil-diet-on-its-head/?_lsa=6b4b-c778.