



LETTRE DE DÉCISION

Dossier OF-Tolls-Group1-M124-2016-01 01
Le 22 janvier 2018

Destinataires : Toutes les parties à l'ordonnance d'audience RHW-001-2017

**Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP)
Demande d'approbation du service MNLRS-IOL (le service de conservation de charge) et du droit y afférent (la demande)
Motifs de décision RHW-001-2017**

La présente renferme les motifs de décision de l'Office national de l'énergie relativement à la demande de M&NP.

1. Introduction et contexte

1.1 Aperçu de la demande et de l'audience

Le 17 novembre 2016, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (« M&NP » ou la « société ») a présenté une demande à l'Office national de l'énergie aux termes de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* afin de faire approuver un nouveau service de conservation de charge (le « service ») et le droit y afférent (la « demande »), et de solliciter la prise de toute autre mesure supplémentaire pouvant être demandée par la société ou jugée appropriée par l'Office. M&NP a également demandé à ce que l'Office considère la demande comme étant dans l'intérêt public.

Le service et le droit y afférent seraient offerts à Irving Oil Commercial G.P. (« Irving Oil ») pour le transport de gaz de la frontière canado-américaine jusqu'à sa raffinerie et sa centrale de cogénération, situées à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Le service a été négocié dans le but de conserver la charge d'Irving Oil dans le réseau de M&NP. Cette dernière a expliqué qu'Irving Oil envisageait d'utiliser un autre service pour la charge de la raffinerie de pétrole et de la centrale de cogénération, puisqu'elle avait reçu une offre d'Emera Brunswick Pipeline Company Ltd. (« EBPC ») (l'« option EBPC »). M&NP lui propose donc le service en réponse directe à cette offre concurrente.

Les principales caractéristiques et conditions du service et du droit y afférent sont les suivantes :

- Le service est garanti pour une durée initiale de 13 ans, qui devrait débuter le 1^{er} décembre 2019.

.../2

- La quantité contractuelle est de 68 579 gigajoules par jour (GJ/j), soit 65 000 millions d'unités thermiques britanniques par jour (« MBtu/j »).
- Le point de réception principal se situe à l'interconnexion du réseau de M&NP avec le réseau américain de la société, à St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, sur la frontière canado-américaine. Le point de livraison principal se situe au poste de transfert de propriété de M&NP, à la raffinerie d'Irving Oil.
- Le service vise exclusivement les livraisons à la raffinerie et à la centrale de cogénération d'Irving Oil. Il ne s'agit pas d'une offre de service générale.
- Le droit, fixé à 0,2417 \$ par GJ/j (0,2550 \$ par MBtu/j) pour une durée ferme de 13 ans, s'applique seulement aux points de réception et de livraison principaux désignés.
- Irving Oil doit assumer la totalité du supplément tarifaire lié aux coûts de cessation d'exploitation de M&NP.
- Irving Oil peut uniquement céder l'entente de service à un cessionnaire qui remplit les critères du tarif normal de M&NP et qui reprend l'intérêt d'Irving Oil dans la raffinerie de pétrole et la centrale de cogénération.
- Le service est assujéti aux dispositions tarifaires de l'Office pour le gaz qui s'appliquent à M&NP, dans la mesure où elles sont compatibles avec le service, à l'exception des articles 21 (*Inventory Transfer* [échanges gaziers]), 22 (*Periodic Toll Adjustments* [rajustements périodiques des droits]) et 24 (*Turnback* [remise de capacité]).

Le 5 décembre 2016, l'Office a sollicité des commentaires au sujet de la demande de M&NP et du processus qui conviendrait pour en faire l'examen. Il a reçu quatre lettres de commentaires : trois de la part d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (« EGNB »), de Heritage Gas Limited (« Heritage Gas ») et de Nova Scotia Power Inc. (« NSP »), et une autre cosignée par la Pétrolière Impériale Ressource Limitée (l'« Impériale ») et ExxonMobil Canada Properties (« ExxonMobil »).

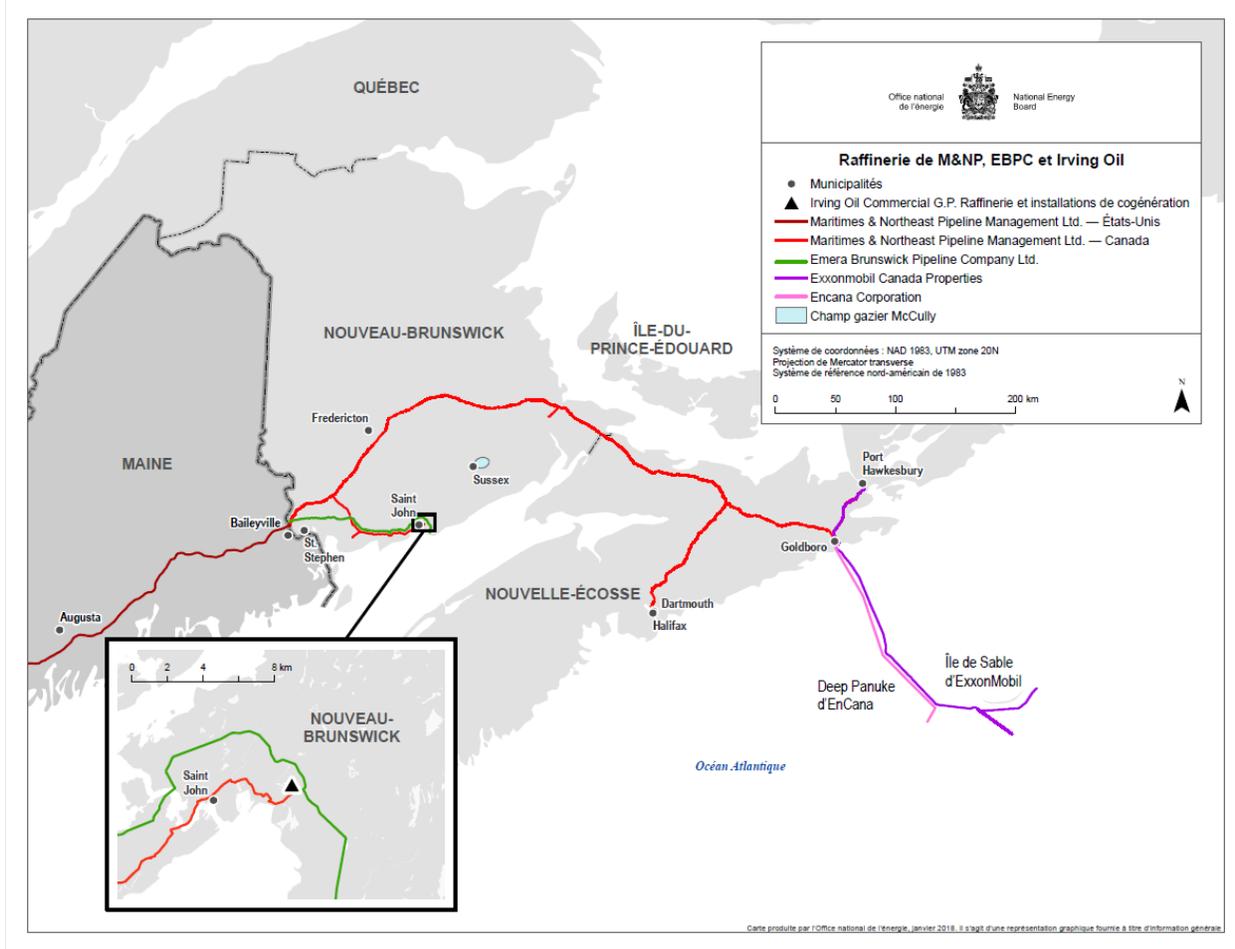
Le 17 mars 2017, l'Office a annoncé qu'il établissait un processus d'audience sur pièces pour examiner la demande, et en a fixé l'échéancier.

Dans la même lettre, l'Office invitait toutes les parties intéressées qui n'avaient pas déjà présenté de lettre de commentaires à participer au processus.

Le 31 mars 2017, l'Office a diffusé la liste des participants, soit M&NP et les intervenants.

Le 22 septembre 2017, l'Office a annoncé le calendrier de la plaidoirie finale ([A86249](#)). La plaidoirie écrite et le dossier d'audience se sont clos le 16 octobre 2017.

Figure 1-1 : Carte des gazoducs de M&NP et d'EBPC



1.2 Contexte

Réseau de M&NP

M&NP a indiqué qu'à l'origine, son réseau transportait uniquement du gaz vers l'ouest, principalement à partir du champ gazier extracôtier de l'île de Sable (à Goldboro, en Nouvelle-Écosse) jusqu'au point d'interconnexion avec son réseau américain (à Baileyville, au Maine), approvisionnant au passage le marché des Maritimes. La société a expliqué que l'écoulement du gaz avait changé de direction, la diminution du flux de Goldboro vers les marchés canadiens étant compensée par un apport provenant de l'interconnexion frontalière avec le réseau américain. Cependant, bien que la proportion de gaz américain acheminé vers le marché intérieur augmente, le flux de Goldboro vers Baileyville représente encore 92 pour cent des contrats de service garanti de la société.

La méthode de conception des droits actuellement utilisée par M&NP est celle du timbre-poste (tarification intégrée). En 2016, le droit du service garanti (le « droit MN365 ») était de 0,7554 \$ par MBtu/j. La société a précisé que le débit réel dans le marché intérieur pour 2016 était de 176 119 MBtu/j, ce qui représente environ 41 pour cent des 434 000 MBtu/j prévues dans ses contrats de service garanti.

Réseau d'Emera Brunswick Pipeline (« EBPC »)

M&NP a fourni de l'information contextuelle sur le réseau d'EBPC dans la preuve déposée à l'appui de sa demande. La société a indiqué que ce réseau était entré en service en 2009, et que le nouveau parcours de transport de gaz naturel ainsi établi entre Saint John, au Nouveau-Brunswick, et une interconnexion frontalière avec son réseau américain faisait double emploi avec un tronçon de son réseau. La société a précisé que le réseau d'EBPC n'était pas relié à son réseau canadien, mais qu'il rejoignait son réseau américain à Baileyville, au Maine. Elle croit savoir que le réseau d'EBPC n'a actuellement qu'un seul point de réception, au raccordement avec l'installation de gaz naturel liquéfié Canoport (« Canoport ») de Repsol Energy Canada Ltd (« Repsol »), à Saint John, et qu'un seul point de livraison, au raccordement avec le réseau américain de M&NP.

M&NP a spécifié que le réseau d'EBPC pouvait fournir une capacité de transport garanti de 850 000 MBtu/j, plus 150 000 MBtu/j additionnels en mode interruptible. À l'heure actuelle, il n'y a qu'un expéditeur sous contrat pour le service de transport sur ce réseau : Repsol. Celui-ci a souscrit une capacité de transport garanti de 750 000 MBtu/j jusqu'en 2034 et assume tous les frais liés à la demande pour le gazoduc, y compris le rendement du capital investi, jusqu'à la fin du contrat. Selon M&NP, Repsol pourrait exercer des droits relativement à la capacité d'EBPC au-delà de 750 000 MBtu/j.

2. Marché gazier des Maritimes

Opinion de M&NP

M&NP a indiqué que la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, ainsi que le Maine et le New Hampshire, forment un marché gazier distinct. Elle a ajouté que les prix du gaz naturel dans les Maritimes sont plus élevés et plus volatils que dans le reste du Canada, surtout durant les mois d'hiver où la demande augmente. Selon elle, cette situation s'explique principalement par la production régionale limitée et l'engorgement des gazoducs dans le Nord-Est des États-Unis.

M&NP a précisé s'attendre à ce que les débits quotidiens moyens en 2017-2019 soient égaux à la demande intérieure réelle de 2016. Pour ce qui est d'après 2019, cependant, la société a allégué qu'il y avait trop d'inconnues pour prévoir la demande avec exactitude, notamment le marché des sociétés de distribution locale au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, la prise en compte des combustibles concurrents, et la possible construction d'installations de stockage de gaz pour répondre plus facilement à la demande de pointe des sociétés de distribution locale pendant l'hiver. D'autres inconnues mentionnées par M&NP sont la quantité de gaz qui sera fournie au marché intérieur par les champs du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (le « PEES »), de Deep Panuke et de McCully, et la possibilité que des projets de mise en valeur

du gaz de schiste soient lancés au Nouveau-Brunswick, étant donné les vastes réserves présentes dans la province. La société a également cité au nombre des inconnues l'intensité de la demande en gaz associée aux charges de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick et de la Nova Scotia Power Inc., compte tenu de l'incertitude relative à leurs choix actuels et futurs de combustibles pour la production d'électricité. Enfin, la société considère difficile d'estimer avec précision la demande future, vu l'incertitude entourant les exportations de gaz naturel liquéfié à partir de la côte Est après 2019.

M&NP a indiqué s'attendre à ce que la demande et la production intérieures demeurent stables pour la période 2017-2019. Pour les deux années suivantes, 2020 et 2021, la société prévoit une baisse de l'offre de gaz naturel extracôtier de la Nouvelle-Écosse, et aucune production intérieure d'importance sur la terre ferme. Elle ne croit pas que la production intérieure de gaz de schiste dépassera la demande du marché intérieur pour la période 2017-2021, et estime que l'échéancier de leur mise en valeur repose sur un trop grand nombre de facteurs inconnus, notamment d'ordre politique, technique et commercial.

En ce qui concerne EBPC et le marché des Maritimes, M&NP a souligné que l'accès du marché canadien était mis de l'avant par l'Office dans son approbation du gazoduc d'EBPC (GH-1-2006) :

« Ainsi qu'il l'a mentionné précédemment, l'Office estime qu'un des facteurs qui justifient le projet est le fait qu'il puisse offrir aux Maritimes l'accès à une nouvelle source d'approvisionnement en gaz naturel¹. »

Opinions des intervenants

Nova Scotia Power Inc.

NSP a indiqué qu'à l'heure actuelle, elle se procurait l'essentiel de son gaz naturel auprès de sources locales, comme le PEES et Deep Panuke. Cependant, étant donné la fin prochaine des opérations de ces deux sources, elle a soutenu que les Maritimes continueraient d'évoluer et deviendraient une région consommatrice de gaz naturel plutôt que productrice. À l'avenir, NSP s'attend à devoir s'approvisionner de plus en plus hors de la région et transporter le gaz sur de bien plus longues distances. Elle a avancé que ses clients seraient toujours plus exposés à la superposition des droits de transport en amont par pipeline qui s'amorce déjà dans la province. NSP a souligné que ce changement dans l'approvisionnement coïnciderait avec l'expiration de l'entente d'appui entre ExxonMobil et M&NP, en 2019, alors que les besoins en produits de M&NP seront répartis entre les expéditeurs restants, dont NSP, ce qui fera augmenter les coûts pour ses clients. NSP a ajouté que, pris individuellement, chacun de ces événements aura une incidence majeure sur ses coûts d'approvisionnement en gaz, et donc sur les coûts de l'électricité pour ses clients. En combinaison, leur incidence globale sera encore plus importante. NSP a affirmé qu'elle pourrait n'avoir d'autre choix que de délaissier le gaz naturel si elle veut limiter la hausse des coûts pour ses clients.

¹ GH-1-2006, page 38

NSP a donné le mandat à ICF d'examiner le contexte du marché pour lequel le service de conservation de charge a été proposé. Le rapport d'ICF, déposé par NSP, résume le contexte du marché gazier tel qu'il était au moment où les réseaux de M&NP et d'EBPC ont d'abord été élaborés et approuvés, les changements qui se sont produits depuis et les perspectives pour les marchés, les gazoducs et les expéditeurs concernés.

NSP a indiqué que le rapport d'ICF résume les différences dans le contexte du marché gazier au moment où les réseaux de M&NP et d'EBPC ont d'abord été élaborés et approuvés, les changements qui se sont produits depuis et les perspectives pour les marchés, les gazoducs et les expéditeurs concernés. NSP a expliqué qu'ICF, à la lumière de ces renseignements, avait fait voir que transformer le réseau d'EBPC, conçu spécialement pour servir Canaport, afin qu'il transporte d'autres charges des Maritimes reviendrait à implanter un nouveau pipeline dans un petit marché déjà saturé.

ICF a indiqué que le réseau de M&NP avait été conçu pour acheminer la production gazière extracôtière du Canada aux marchés du Nord-Est des États-Unis et pour créer des possibilités de développement d'un marché du gaz naturel dans les Maritimes. Les principaux expéditeurs étaient les producteurs extracôtiers de la Nouvelle-Écosse, qui exportaient le gaz vers les marchés américains. ICF a expliqué que l'approvisionnement du réseau de M&NP en gaz extracôtier était en déclin, qu'ExxonMobil devait commencer la désaffectation du champ de l'île de Sable en 2018 et qu'Encana avait annoncé que l'obturation des puits de Deep Panuke serait achevée entre 2019 et 2021. ICF a souligné que M&NP devait à présent inverser le sens de l'écoulement pour transporter du gaz des États-Unis vers le Canada afin de continuer à servir ses clients canadiens. ICF a également avancé que l'un des principaux atouts de la portion canadienne du réseau de M&NP est le fait qu'elle relie les Maritimes au plus vaste réseau nord-américain, ouvrant ainsi l'accès aux sources d'approvisionnement d'autres régions. ICF a noté que cet approvisionnement dépendait de la capacité limitée des pipelines du Nord-Est des États-Unis, puisque ce sont eux qui font le raccordement. Le gaz afflue déjà dans le marché et devrait augmenter vers 2030.

Quant au réseau d'EBPC, ICF a indiqué qu'il avait été conçu pour acheminer le gaz naturel liquéfié importé à Canaport vers les marchés du Nord-Est des États-Unis. Bien qu'elle reconnaisse que ce réseau pourrait potentiellement approvisionner les Maritimes par des livraisons à contre-courant à partir du raccordement avec le réseau américain de M&NP, ICF a précisé qu'EBPC n'avait jamais détenu la moindre part du marché gazier des Maritimes ni eu de point de livraison au Canada, ce qui est toujours le cas.

ICF a souligné que les volumes totaux pour les deux gazoducs étaient en baisse, et qu'un rebond des volumes était extrêmement improbable dans les deux cas. Elle a avancé qu'il ne fallait pas compter sur de nouvelles sources intérieures de gaz extracôtier canadien pour servir les marchés du Nord-Est des États-Unis par le gazoduc de M&NP. ICF a également indiqué que la production croissante de gaz de schiste dans la région des Appalaches aux États-Unis créait des conditions économiques (baisse des prix du gaz) défavorables aux investissements supplémentaires et coûteux qui seraient requis pour mettre en valeur de nouveaux gisements au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Les producteurs de gaz de schiste ont inondé le marché du

Nord-Est avec du gaz peu coûteux, impossible à concurrencer par une nouvelle production au PEES et à Deep Panuke.

ICF a affirmé que le déclin du débit extracôtier et la petitesse du marché gazier des Maritimes rendaient ce dernier vulnérable au risque que les coûts du gazoduc de M&NP, conçu à l'origine avec la Nouvelle-Angleterre comme marché d'ancrage, doivent être assumés par un nombre toujours plus restreint d'expéditeurs à mesure que le sens d'écoulement est inversé. ICF a ajouté que ce problème s'aggraverait d'ici la fin de 2019, à cause de l'expiration de l'entente d'appui avec ExxonMobil.

Enfin, ICF a indiqué que Repsol, à l'instar de nombreux terminaux américains de gaz naturel liquéfié utilisés à l'origine pour l'importation qui se sont reconvertis en terminaux d'exportation par l'ajout d'installations de liquéfaction, envisageait de modifier ainsi Canaport. Cette transformation inverserait le flux dans le réseau d'EBPC. En mars 2016, toutefois, Repsol a annoncé qu'elle suspendait ses plans d'exportation.

Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse

Le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse (le « Ministère ») a souligné que le marché gazier des Maritimes était encore naissant et confronté à des défis inconnus des autres marchés plus matures et robustes de l'Amérique du Nord. Le Ministère a indiqué que le marché de la province devrait rapidement surmonter des obstacles majeurs pour continuer de se développer et devenir florissant.

Le Ministère a affirmé que si l'Office approuvait la construction d'installations permettant à Irving Oil d'être servie par EBPC, il s'ensuivrait un transfert des coûts qui ne ferait qu'exacerber la situation pour les clients du marché local (autres qu'Irving Oil).

Le Ministère a également fait valoir que le réseau d'EBPC n'avait pas du tout favorisé le développement du marché gazier des Maritimes, pas plus qu'il ne lui avait nui, parce qu'il n'avait jamais été directement raccordé au marché. Le Ministère a avancé que l'option EBPC ne ferait pas concurrence à M&NP sur le marché régional, puisque le gazoduc d'EBPC n'est pas un pipeline régional. Cette option ferait plutôt quelques heureux parmi les clients à proximité du pipeline plus court de la société, et empirerait le sort du reste du marché.

Finalement, le Ministère a soutenu que le gazoduc d'EBPC n'avait pas été approuvé par l'Office pour livrer concurrence au gazoduc de M&NP. Il citait à cet effet les Motifs de décision GH-1-2006 contenant l'approbation du gazoduc d'EBPC (également nommé « gazoduc Brunswick » et le « projet »), dans lesquels l'Office indiquait :

« Sur la foi de cette preuve, l'Office croit que la raison d'être du gazoduc Brunswick est de raccorder une nouvelle source d'approvisionnement supplémentaire aux marchés existants, et que, tel qu'il est proposé, le projet ne fait pas double emploi avec des installations déjà en place dans la région.

« Certains intervenants craignaient que l'implantation du gazoduc Brunswick puisse entraîner une sous-utilisation future des installations pipelinières de la région, mais l'Office, dans la preuve produite, n'a pas trouvé de motifs raisonnables de nature à étayer ces préoccupations². »

Réplique de M&NP

M&NP n'a pas déposé de réplique au sujet du marché gazier des Maritimes.

3. Nécessité du service de conservation de charge et bien-fondé de l'option EBPC

Opinion de M&NP

M&NP a expliqué avoir conclu deux ententes de service garanti avec Irving Oil, mais que l'une était échue au moment du dépôt de la demande (30 000 MBtu/j, ayant pris fin le 20 décembre 2015) et que l'autre n'avait pas été renouvelée (18 000 MBtu/j, ayant pris fin le 31 octobre 2017). En ce qui a trait à l'entente déjà échue au moment du dépôt de la demande, la société a précisé qu'Irving Oil était subvenue à ses besoins en transport sur son réseau en utilisant des services non garantis ou en passant par le marché secondaire. Irving Oil a fait savoir à M&NP qu'elle avait reçu une offre de service garanti à long terme sur le réseau d'EBPC qui répondrait aux besoins de sa raffinerie de pétrole et de sa centrale de cogénération.

M&NP a affirmé que l'option EBPC était une menace de contournement crédible. Elle a précisé avoir fait des démarches pour se renseigner auprès de sources indépendantes d'Irving Oil, et ne pas s'appuyer uniquement sur l'information fournie par cette dernière. M&NP a expliqué avoir entrepris les actions suivantes pour examiner l'option EBPC avec une diligence raisonnable :

- vérifier qu'EBPC a actuellement des installations sur le terrain de la raffinerie d'Irving Oil et qu'elle offre aujourd'hui un parcours de transport direct depuis Baileyville, au Maine, jusqu'à la raffinerie;
- vérifier qu'EBPC possède la capacité voulue pour offrir à Irving Oil un service garanti de 65 000 MBtu/j;
- vérifier que, étant donné qu'une canalisation d'EBPC traverse déjà le terrain de la raffinerie d'Irving Oil, la construction d'un raccordement et d'une station de comptage pour le service de la charge d'Irving Oil ne requerrait qu'un investissement en capital modeste dans le réseau d'EBPC;
- recevoir l'avis oral d'Irving Oil faisant état de l'offre formelle de service de transport garanti faite par EBPC;

² GH-1-2006, page 30

- recevoir l'avis officiel d'Irving Oil faisant état de sa volonté de ne pas renouveler ses engagements contractuels fermes sur le réseau canadien de M&NP à leur échéance;
- confirmer que les autres utilisateurs industriels importants du réseau de M&NP à proximité immédiate du réseau d'EBPC à Saint John avaient reçu des offres formelles de service de transport garanti sur ce réseau.

M&NP a noté que si le réseau d'EBPC n'était pas encore une véritable voie de contournement, il pouvait le devenir moyennant un investissement supplémentaire modique. La société a indiqué que pour permettre la livraison simultanée à Saint John et à Baileyville, les installations d'EBPC devraient être modifiées, notamment par l'ajout d'un embranchement principal et d'une station de comptage, ce qui coûterait 5,4 millions de dollars selon ses estimations.

M&NP a souligné qu'EBPC devrait obtenir l'approbation de l'Office pour les installations de raccordement nécessaires au service d'Irving Oil. Elle a avancé que compte tenu de la nature modeste de ces installations, EBPC pourrait présenter une demande aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et peut-être suivre la procédure simplifiée.

En réponse à une demande de Heritage Gas, M&NP a indiqué avoir examiné l'entente négociée sur les droits entre Repsol et EBPC datée du 15 mai 2006 et l'entente de règlement entre ces deux parties datée du 31 mai 2016. La société a également déposé au dossier des liens vers ces ententes. Elle a dit comprendre que Repsol possède certains droits qui pourraient influencer sur la volonté ou la capacité d'EBPC de fournir des services à Irving Oil. Cependant, puisqu'EBPC a présenté une offre de service garanti à Irving Oil, M&NP a conclu qu'EBPC et Repsol s'étaient entendues à ce sujet. La société a mentionné n'avoir aucune raison de mettre en doute la fiabilité d'EBPC en tant que transporteur, et convenu que le service offert par cette dernière serait comparable au sien sur les plans de la priorité et de la fiabilité.

M&NP a précisé qu'elle préférerait ne pas avoir à composer avec la pression concurrentielle d'EBPC et pouvoir simplement continuer de transporter la charge d'Irving Oil sur son réseau et de percevoir le droit ordinaire. Elle a fait valoir que l'Office, dans le cadre de l'instance GH-1-2006, s'était exprimé sur la concurrence et l'intérêt public, et avait indiqué que son mandat n'était pas de mettre les parties à l'abri de la concurrence ni de protéger certains intérêts privés particuliers. M&NP a ajouté que dans les Motifs de décision GH-1-2006, l'Office avait indiqué croire « que l'intérêt public est mieux servi lorsqu'on laisse les forces de la concurrence s'exprimer, à moins d'un dysfonctionnement patent du marché ».

Opinions des intervenants

Nova Scotia Power Inc.

NSP a affirmé que la demande était prématurée et qu'elle devait être rejetée. Elle a expliqué que l'Office devait d'abord déterminer s'il était dans l'intérêt public d'approuver les installations de contournement d'EBPC et le service à Irving Oil, ou à tout autre client. Dans la négative, la demande n'a aucune raison d'être.

NSP n'est pas d'accord avec l'argument sous-tendant la demande de M&NP, à savoir qu'il est préférable de conserver la clientèle d'Irving Oil en percevant le droit afférent au service proposé que de perdre sa charge complètement. NSP a avancé que cet argument éludait la question fondamentale : l'option EBPC et les installations connexes sont-elles dans l'intérêt public?

NSP a expliqué que, afin de pouvoir transporter du gaz pour Irving Oil ou tout autre client des Maritimes, EBPC devrait obtenir l'approbation de l'Office pour inverser le sens d'écoulement, aménager le raccordement physique et offrir le service approuvé et le droit y afférent aux clients des Maritimes. Une telle approbation, selon NSP, reviendrait à permettre la conversion du gazoduc d'EBPC, déjà entièrement payé et à vocation exclusive, en une nouvelle capacité de transport vers le marché des Maritimes.

ICF a avancé que M&NP n'avait pas justifié de façon convaincante l'offre de service de conservation de charge, ni montré la crédibilité de la menace de contournement que représente le réseau d'EBPC. ICF a affirmé qu'EBPC n'avait fait aucune démarche pour inverser le sens d'écoulement ou offrir le service aux clients canadiens, ni n'avait fait la moindre demande en ce sens à l'Office. En l'absence d'actions du genre, ICF a indiqué que le contournement était une simple possibilité.

ICF a souligné que si l'option EBPC était jugée réaliste, l'Office ne devait pas l'approuver. ICF a fait valoir que le contournement de M&NP par EBPC n'offrait pas d'avantages autres qu'un taux réduit pour quelques clients, au détriment des autres, et qu'il porterait un dur coup aux marchés gaziers locaux. En effet, les taux sur le réseau de M&NP grimperaient considérablement à cause de la répartition des coûts sur un plus petit volume contractuel.

ICF a conclu qu'il fallait à présent déterminer s'il était crédible et désirable qu'EBPC inverse son flux pour servir Irving Oil et d'autres consommateurs de gaz des environs. Pour prendre sa décision, l'Office devrait se rappeler que le réseau d'EBPC a été construit pour acheminer les volumes de Canaport vers les États-Unis et n'a jamais eu de points de livraison au Canada. ICF a indiqué que si EBPC inversait son flux, son réseau ne constituerait pas une source d'approvisionnement supplémentaire, comme envisagé au moment de son approbation, mais prélèverait du gaz à la source même dont se sert le réseau canadien de M&NP pour approvisionner les Maritimes. ICF a ajouté que contrairement à M&NP, EBPC ne courait aucun risque imminent de perdre des revenus à cause de l'expiration de contrats importants, puisque le contrat de Repsol sur son réseau ne prendra fin qu'en 2034.

Irving Oil

Irving Oil a confirmé avoir reçu une offre de service garanti à long terme sur le réseau d'EBPC qui répondrait aux besoins de sa raffinerie de pétrole et de sa centrale de cogénération. Elle a aussi confirmé que, selon sa connaissance générale du réseau d'EBPC, cette dernière avait la capacité et la fiabilité requises ainsi qu'un profil de risque acceptable pour lui fournir un service de transport garanti, à condition que soient ajoutés un raccord de piquage sur conduite et une station de comptage. Irving Oil a également affirmé qu'en raison de l'offre de service garanti d'EBPC, elle avait conclu que cette dernière s'était entendue avec Repsol pour faire une telle

offre et que Repsol ne détenait plus de droits sur la capacité requise pour fournir un tel service, du moins aucun droit qui empêcherait Irving Oil d'utiliser cette capacité pour un service garanti.

Irving Oil a affirmé que l'option EBPC était crédible et concurrentielle. Elle a fait savoir que, dans le cas où la demande de M&NP ne serait pas approuvée, l'Office pouvait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle approfondisse l'option EBPC plutôt que de continuer à payer le droit MN365 pour le service de transport sur le réseau de M&NP.

Heritage Gas

Heritage Gas a indiqué que le réseau d'EBPC avait obtenu l'approbation de l'Office pour transporter le gaz reçu sous forme liquéfiée au terminal Canaport à Saint John et pour devenir une nouvelle source d'approvisionnement en gaz pour les marchés du Nord-Est des États-Unis et des Maritimes. Elle a souligné que, dans sa décision d'approuver le gazoduc d'EBPC, l'Office avait spécifiquement conclu que celui-ci ne serait pas un moyen de contourner le réseau canadien de M&NP.

Heritage Gas a soutenu que rien n'indiquait que l'Office aurait à l'origine approuvé le réseau d'EBPC si des éléments de preuve de l'instance GH-1-2006 montraient qu'EBPC contournerait le réseau canadien de M&NP et prendrait en charge une partie de son volume. Elle a également fait valoir que M&NP se serait opposée à l'approbation de la demande d'EBPC durant cette instance si le réseau d'EBPC avait été vu comme un moyen de contourner son réseau.

Heritage Gas a indiqué que dans le contexte actuel, bien que le réseau d'EBPC soit maintenant construit et en service, EBPC ne peut pas simplement décider de concurrencer le réseau canadien de M&NP pour transporter le gaz du réseau américain de cette dernière jusqu'à la raffinerie d'Irving Oil. Heritage Gas a affirmé qu'EBPC ne pouvait contourner le réseau canadien de M&NP et prendre en charge les volumes d'Irving Oil que si l'Office le lui permettait, et que ce dernier devrait aussi approuver la construction des installations supplémentaires requises pour fournir le service.

Heritage Gas a avancé que le service de conservation de charge proposé par M&NP serait superflu s'il s'avérait que l'option EBPC n'était pas dans l'intérêt public et était rejetée par l'Office. Elle a noté qu'il y avait lieu de soupeser les avantages et les coûts de l'option EBPC.

Heritage Gas a soutenu que l'option EBPC profiterait à deux entités : Irving Oil et Repsol. Irving Oil paierait à EBPC un droit moins élevé que celui exigé par M&NP, et Repsol bénéficierait d'un crédit sur les droits payés à EBPC, d'un montant égal aux charges perçues par EBPC auprès d'Irving Oil. Heritage Gas estime que ces crédits permettraient à Repsol d'économiser environ six millions de dollars sur les droits en 2020.

Heritage Gas a conclu que si EBPC obtenait la permission de contourner le réseau de M&NP et de prélever une partie de son volume, il en découlerait un important transfert de richesse des consommateurs d'électricité et de gaz des Maritimes vers Irving Oil et Repsol.

Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse

Le Ministère a soutenu que le service de conservation de charge et le droit y afférent devraient être refusés. Il a affirmé que toute approbation de l'Office qui faciliterait un raccordement entre Irving Oil et EBPC ne serait pas dans l'intérêt public, car il n'était pas souhaitable que M&NP et EBPC rivalisent pour la clientèle. Le Ministère a indiqué que le réseau d'EBPC n'avait pas été approuvé pour concurrencer celui de M&NP et qu'il n'avait pas contribué au développement du marché régional des Maritimes. Le Ministère a conclu qu'EBPC ne devait pas maintenant obtenir la permission de lui nuire.

Selon le Ministère, l'approbation par l'Office des installations nécessaires au raccordement entre Irving Oil et EBPC porterait préjudice au marché du gaz naturel dans son ensemble. Il a expliqué que cette décision ne toucherait pas seulement des parties appartenant à l'industrie de pointe, mais aussi beaucoup de petites entreprises et de consommateurs résidentiels de gaz naturel.

Le Ministère a fait valoir qu'avant de pouvoir fournir un service à Irving Oil, EBPC devrait construire des installations de raccordement, ce qui requiert l'approbation de l'Office. Il a indiqué que dans son examen d'une telle demande, l'Office devrait tenir compte de l'intérêt public et peser les avantages et les coûts. Le Ministère a ajouté qu'une telle approbation de l'Office ne serait pas dans l'intérêt public, puisque les quelques avantages ne profiteraient qu'à un cercle restreint de gros clients et que l'équilibre du marché des Maritimes, en développement et déjà en difficulté, se retrouverait dans une position plus précaire qu'avant. Le Ministère a conclu que s'il est peu probable qu'un service concurrent sur le réseau d'EBPC soit approuvé, alors le service de conservation de charge et le droit y afférent n'ont aucune raison d'être.

Réplique de M&NP

Dans sa réplique, M&NP a expliqué qu'après la réception par Irving Oil de l'offre concurrente d'EBPC, elle devait faire un choix : ne rien faire et espérer qu'EBPC échoue dans la mise en place du service proposé, ou encore lui livrer activement concurrence pour tenter de conserver la charge d'Irving Oil. La société a affirmé avoir été de l'avant avec sa demande puisqu'elle pensait que l'Office s'attendait à ce que les sociétés pipelinères s'adaptent à l'évolution des conditions du marché, et que la concurrence, représentée ici par l'option EBPC, était dans l'intérêt public. Reconnaissant que le service au marché des Maritimes par le réseau d'EBPC était envisagé au moment de sa construction (même s'il ne devait pas directement concurrencer le réseau de M&NP), et compte tenu des orientations données à TransCanada dans les Motifs de décision RH-003-2011, dans lesquels l'Office indique qu'il ne mettra pas les pipelines à l'abri de la concurrence et que c'est à eux de faire face à la réalité de la concurrence dans laquelle ils sont plongés, M&NP a décidé de se livrer à une concurrence active pour conserver la charge d'Irving Oil.

M&NP a fait valoir que même si elle s'attendait à ce qu'EBPC doive obtenir une approbation quelconque de l'Office pour les installations de raccordement requises au transport de la charge d'Irving Oil, elle n'en avait pas la certitude. La société a indiqué ne pas pouvoir prévoir si EBPC jugerait nécessaire de faire une demande d'approbation préalable pour aménager un piquage sur conduite et une station de comptage. Elle a mentionné qu'il lui serait peut-être possible de suivre

une procédure simplifiée ne requérant pas d'autorisation préalable de l'Office. En réponse au commentaire de NSP qui indiquait qu'EBPC devrait demander à l'Office d'approuver le service et le droit y afférent afin de transporter du gaz pour Irving Oil ou tout autre client des Maritimes, M&NP a rappelé qu'EBPC était une société du groupe 2, et était donc réglementée en fonction des plaintes. M&NP a également affirmé que même si les sociétés du groupe 2 devaient déposer leurs droits et tarifs auprès de l'Office avant de les imposer aux expéditeurs, elles n'avaient pas besoin d'obtenir une approbation préalable, puisque ces montants sont réglementés en fonction des plaintes.

En réaction au commentaire de NSP qui précisait qu'EBPC n'était jamais intervenue sur le marché gazier des Maritimes ni eu, aujourd'hui ou par le passé, le moindre point de livraison au Canada, M&NP a affirmé que cet argument faisait abstraction de l'importance accordée par l'Office au service sur le marché canadien dans le certificat d'EBPC. La société a soutenu qu'EBPC avait été considérée dès le départ comme un fournisseur de services potentiel pour le marché des Maritimes, même si on s'attendait à ce qu'elle offre un service parallèle à l'approvisionnement en gaz naturel liquéfié extracôtier, et non en concurrence directe avec M&NP.

M&NP s'est opposée à l'assertion d'ICF selon laquelle une menace de contournement, pour être crédible, doit être arrivée à maturité, et non être une simple possibilité. Selon la société, l'objectif d'un service de conservation de charge est d'anticiper la menace concurrentielle et d'empêcher avant tout les demandes d'approbation et la construction d'installations concurrentes. Par ailleurs, M&NP a affirmé qu'il était incorrect de dire qu'une menace de contournement devait être mature pour être crédible, puisque les menaces concurrentielles ne sont généralement que des possibilités au moment où elles doivent être contrées. La société a demandé à l'Office d'établir dans sa décision une certitude et une stabilité sur le plan réglementaire.

4. Incidence du service de conservation de charge et du droit y afférent sur les expéditeurs actuels

Opinion de M&NP

M&NP a affirmé que le service de conservation de charge serait avantageux pour ses autres expéditeurs, comparativement à la perte de la charge d'Irving Oil. La société a expliqué qu'à long terme, les produits générés dépasseraient considérablement les surcoûts engagés pour fournir le service, puisqu'aucune construction nouvelle n'était nécessaire. Elle a avancé que les avantages économiques dont profiteraient tous ses expéditeurs, dans l'éventualité où les contrats avec Irving Oil étaient maintenus grâce au service proposé, se chiffraient à six millions de dollars par année pendant 13 ans. Elle a expliqué que ce montant correspondait à une réduction de 13 cents sur le droit MN365, selon les déterminants du contrat pour 128 946 MBtu/j (calculé à partir d'un débit réel moyen en 2016 de 176 119 MBtu/j [excluant les volumes exportés], qui devrait rester stable jusqu'en 2020, auquel on soustrait le débit réel moyen à la raffinerie d'Irving Oil en 2020, soit 47 173 MBtu/j).

M&NP a précisé que le service proposé générerait 79 millions de dollars en revenus supplémentaires dans son réseau pendant les 13 années du contrat ainsi que 65 000 MBtu additionnels en déterminants de facturation pour éponger la majoration des droits pour la cessation d'exploitation, ce qui profiterait à tous les expéditeurs sur le réseau. Ces avantages seront perdus si la charge d'Irving Oil quitte le réseau.

M&NP a indiqué ne pas savoir précisément à combien se chiffreront les droits pour ses clients après 2019. Elle a déposé des éléments de preuve montrant ses efforts pour atténuer la pression haussière sur les droits de 2020, notamment par une réduction importante de ses besoins en produits prévus.

M&NP a affirmé continuer les pourparlers sur les services de conservation des charges existantes et être en concurrence active contre EBPC pour ces charges. La société a ajouté que tous les gros clients industriels concernés avaient mis fin à leurs contrats de service garanti avec elle, et qu'ils représentaient des charges suffisamment importantes et étaient assez près du réseau d'EBPC pour être admissibles à un service de conservation de charge, sous réserve de la présentation d'une offre écrite de service garanti par EBPC. M&NP a confirmé avoir discuté de la possibilité d'un tel service avec chacun de ces clients au cours des derniers 12 à 18 mois.

M&NP a mentionné être consciente de l'incidence potentielle sur les droits généraux de son réseau qu'aurait l'offre de droits afférents au service de conservation de charge à d'autres expéditeurs ayant une situation comparable à celle d'Irving Oil. Cependant, la société a estimé que cette incidence serait positive. Selon elle, en l'absence d'une offre de services de conservation de charge, il pourrait y avoir un risque accru que les droits sur le réseau dépassent ce que le marché est capable d'assumer, en raison des charges perdues et du débit affaibli. La société a souligné que les droits afférents à ce service étaient une occasion de réduire les droits, plutôt que de perdre des charges.

Opinions des intervenants

Nova Scotia Power Inc.

NSP a soutenu que ses clients et elle subiraient des répercussions considérables du fait du service de conservation de charge et du droit y afférent, lesquelles entraîneraient une hausse des tarifs d'électricité et pourraient la forcer à délaissier le gaz naturel au profit d'une autre source d'énergie. NSP a avancé qu'à l'avenir, le gaz naturel serait probablement la source de production d'énergie livrable la plus coûteuse.

NSP a expliqué que plus le prix du gaz livré est élevé, plus les chances sont grandes que d'autres sources d'énergie moins coûteuses soient utilisées pour produire de l'électricité. Elle a affirmé que si la demande était approuvée, le manque à gagner en produits issus d'Irving Oil devrait être récupéré par M&NP auprès des autres expéditeurs, renforçant ainsi la pression sur les prix de l'électricité pour ses clients. NSP se considère, ainsi qu'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick et Heritage Gas, comme un expéditeur captif du réseau de M&NP.

NSP a estimé que le droit sur le réseau de M&NP après 2019 serait 30 pour cent plus élevé que le droit actuel de 0,755 \$ par MBtu/j, selon les déterminants de contrat prévus. NSP a ajouté que la réduction proposée pour le droit afférent au service de conservation de charge totalisait 176 millions de dollars, montant qu'elle juge considérable étant donné qu'il représente 25 pour cent des produits attendus de M&NP pour les 13 prochaines années. NSP croit que ce manque à gagner de 176 millions de dollars par rapport aux coûts sera uniquement récupéré auprès des expéditeurs existants et futurs du réseau de M&NP.

Selon le rapport d'ICF, le droit afférent au service de conservation de charge a deux grandes conséquences pour les expéditeurs captifs du réseau canadien de M&NP. En premier lieu, la baisse du droit pour Irving Oil, et possiblement pour d'autres clients des environs, devrait transférer le coût de service aux autres expéditeurs du réseau. En second lieu, ce droit augmenterait d'environ 0,80 \$ par MBtu/j le coût du gaz produit dans le bassin de Marcellus, aux États-Unis. ICF a admis que pour les clients captifs, l'approvisionnement auprès d'une source du Sud à des prix concurrentiels par rapport à ceux du propane et du mazout entraînerait une hausse des coûts et un plus lourd fardeau.

Irving Oil

Irving Oil a soutenu que, pour le réseau de M&NP et ses expéditeurs, l'approbation du service de conservation de charge et du droit y afférent serait plus avantageuse que l'option EBPC.

Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse

Le Ministère a affirmé que le service de conservation de charge et le droit y afférent n'étaient pas essentiels et devaient être refusés. Il a mentionné qu'il était en faveur de l'élaboration et de l'utilisation de ce genre de service et de droits, mais seulement lorsqu'ils étaient nécessaires et suffisants.

Heritage Gas

Heritage Gas a indiqué être généralement favorable aux tarifs de conservation de charge, mais croire en l'importance d'examiner les faits et les contextes particuliers de chaque proposition.

Heritage Gas se classe elle-même parmi les clients captifs de M&NP pour ses besoins en gaz naturel. Elle a expliqué qu'elle est directement touchée par les droits s'appliquant aux services de M&NP, et que leur hausse entraîne une hausse des coûts de livraison du gaz à ses clients de la Nouvelle-Écosse. Elle a souligné que cette situation nuisait à sa capacité de développer le réseau de distribution du gaz naturel dans la province.

Heritage Gas a mentionné l'estimation faite par M&NP du droit de 2020, qui se base sur les déterminants du contrat pour 176 119 MBtu/j et se chiffre à 0,83 \$ par MBtu/j. Si une charge de 65 000 MBtu/j était perdue au profit d'EBPC, ce droit s'élèverait plutôt à 1,14 \$ par MBtu/j. Heritage Gas a indiqué que cela représentait une hausse de 0,31 \$ par MBtu/j, soit de plus de 37 pour cent.

Heritage Gas a également avancé que deux autres gros clients industriels du Nouveau-Brunswick avaient déjà reçu une offre formelle de service de transport de la part d'EBPC. Elle a estimé que si ces charges passaient également au réseau d'EBPC, le droit sur le réseau de M&NP en 2020 serait de 1,70 \$ par MBtu/j, ce qui, comparativement au droit de 0,83 \$ par MBtu/j calculé à partir des déterminants pour 176 119 MBtu/j, représente une hausse de plus de 100 pour cent.

Réplique de M&NP

Dans sa réplique, M&NP a souligné qu'aucun des intervenants adverses n'avait remis en question ses éléments de preuve montrant que la conservation de la charge d'Irving Oil grâce au service proposé et au droit y afférent apportait des produits nets au réseau, contrairement à la perte de cette charge. La société a rappelé que le coût supplémentaire associé à la prestation du service était négligeable et que la quasi-totalité des produits en découlant serait un gain supplémentaire pour le réseau. Elle a aussi indiqué qu'aucun des intervenants adverses n'avait contesté son affirmation voulant qu'il n'était pas justifié ni approprié de partager les coûts ou de radier des éléments d'actif en plus d'établir le service et le droit y afférent. Elle a enfin soutenu qu'aucun des intervenants adverses n'avait mis en doute la preuve montrant qu'il était préférable de conserver la charge d'Irving Oil plutôt que de la perdre.

M&NP a souligné l'évaluation faite par Heritage Gas des coûts associés à la perte de la charge d'Irving Oil, ainsi que de celles des clients ayant une situation similaire, par rapport à la conservation de ces charges selon le droit non réduit, et s'est dit d'accord avec elle. La société a aussi reconnu que la réduction des droits à consentir pour conserver ces charges entraînerait un coût considérable pour son réseau, mais que le coût engendré par la perte pure et simple de ces clients serait encore plus grand.

Opinion de l'Office

Exigences de la Loi sur l'Office national de l'énergie

La partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* définit le mandat de l'Office en matière de transport, de droits et de tarifs. Selon l'article 62, tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours. L'article 67, quant à lui, interdit à la société de faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux aménagements. De plus, en vertu de l'article 63, l'Office peut déterminer, comme question de fait, si le transport a été ou est opéré « dans des circonstances et conditions essentiellement similaires » au sens de l'article 62 et s'il y a eu « distinction injuste » au sens de l'article 67.

Décision

L'Office rejette la demande parce qu'il la juge prématurée pour les motifs évoqués ci-après. L'Office ne statue pas sur la question de savoir si les droits proposés seraient justes et raisonnables ou donneraient lieu à une distinction injuste.

Dans son examen de la demande, l'Office s'est penché sur la nécessité du service de conservation de charge et le bien-fondé de l'option EBPC. La preuve de M&NP indique que le réseau d'EBPC possède actuellement une capacité suffisante pour servir la charge d'Irving Oil, moyennant quelques ajouts modestes aux installations, que l'inversion du sens d'écoulement du réseau d'EBPC n'exigerait qu'un examen réglementaire sommaire de la part de l'Office pour être approuvée et que la qualité des services d'EBPC et de M&NP devrait, selon toute attente, être similaire. Irving Oil a appuyé les observations de M&NP sur l'option EBPC. La preuve de M&NP montre en outre que si la demande était rejetée, Irving Oil devrait porter son choix sur l'option EBPC pour répondre à ses besoins.

Sur la base de cette perspective étroite, l'option EBPC constitue sans doute une solution de remplacement crédible pour le service de la charge d'Irving Oil. Bien que l'Office soit d'accord avec M&NP sur le fait qu'une option de service de remplacement n'a pas besoin d'être arrivée à maturité pour représenter une menace crédible, il ne l'est pas tout à fait en ce qui concerne l'affirmation selon laquelle l'inversion du sens d'écoulement du réseau d'EBPC n'exigerait qu'un examen réglementaire sommaire avant de pouvoir être réalisée. En effet, la preuve au dossier de l'instance donne à penser qu'une demande présentée aux termes de l'article 58 en vue de la construction des installations nécessaires à l'inversion du sens d'écoulement et au changement de vocation du réseau ne satisferait pas aux critères de l'ordonnance de simplification des demandes en vertu de l'article 58 ([A43203](#)).

Cette ordonnance vise certaines catégories de projets pétroliers et gaziers et, bien que les installations requises pour l'inversion du sens d'écoulement du réseau puissent entrer dans l'une de ces catégories, le processus simplifié ne peut servir que si le projet satisfait à tous les critères énoncés à l'annexe A de l'ordonnance, ce qui ne semble pas être le cas d'une future demande d'EBPC visant des installations en vue d'inverser le sens d'écoulement de son réseau. L'un de ces critères stipule ce qui suit : « Les personnes directement touchées ou celles détenant des renseignements utiles ou des connaissances spécialisées (p. ex., les groupes autochtones, propriétaires fonciers directement touchés, expéditeurs, organismes fédéraux, provinciaux ou municipaux) ont été consultées, et toutes les préoccupations et tous les enjeux ont été résolus »³.

Par ailleurs, tant l'entente de règlement entre EBPC et Repsol que la décision de 2016 de l'Office qui l'approuve ([A80602](#)) exigent d'EBPC qu'elle dépose une demande devant l'Office si elle souhaite inverser le sens d'écoulement de son réseau. Les éléments au dossier ne traitent pas suffisamment des mesures réglementaires décrites dans la lettre de l'Office et dans l'entente de règlement.

L'Office signale plus particulièrement qu'il cite l'entente de règlement dans sa lettre⁴ :

³ 1^{er} août 2012, ordonnance de simplification XG/XO-100-2012, annexe A, étape 2.1, p. 7 sur 7 du PDF ([A43203](#))

⁴ 14 novembre 2016, lettre de l'Office national de l'énergie à Emera Brunswick Pipeline Company Ltd. au sujet de la demande d'approbation d'une entente de règlement et de modifications tarifaires, p. 2 sur 3 du PDF ([A80602](#))

L'entente de règlement précise qu'Emera [EBPC] doit déposer une demande auprès de l'Office afin de faire approuver les modifications au pipeline visant à inverser le sens d'écoulement, ainsi que tout changement à l'entente de règlement et à l'entente négociée sur les droits, au besoin.

La lettre de l'Office conclut comme suit :

Il [L'Office] rappelle à Emera [EBPC] que cette approbation ne constitue pas une décision sur toute demande future, notamment en ce qui concerne l'éventuelle réversibilité du pipeline.

Puisque la demande visée aux présentes ne sollicitait que l'approbation du service de conservation de charge et du droit y afférent, l'Office a instauré un processus pour l'examiner à cette fin. Cependant, au fil du processus d'audience et de l'étoffement du dossier de la preuve, d'importantes préoccupations et incertitudes plus générales ont été soulevées au sujet de l'avenir du marché gazier des Maritimes et des répercussions sur les expéditeurs, particulièrement ceux captifs de M&NP.

Les intervenants ont exprimé des préoccupations au sujet de l'offre et des marchés actuels et futurs de M&NP et d'EBPC, du rôle passé, présent et futur des deux réseaux, ainsi que des avantages et des coûts de la concurrence entre les pipelines. Les éléments de preuve indiquent que la division de la demande du marché intérieur entre les deux gazoducs après 2019 est susceptible de mettre en péril la viabilité de M&NP, ce qui pourrait nuire au marché gazier des Maritimes. Les éléments de preuve qui ont montré que des pourparlers avaient été engagés en vue d'appliquer les services de conservation de charge à d'autres charges industrielles des environs de Saint John soulèvent d'autres préoccupations quant à l'avenir à long terme du marché gazier des Maritimes et aux répercussions éventuelles de ces services sur les expéditeurs captifs de M&NP.

L'Office fait valoir qu'au vu de la portée générale des préoccupations et incertitudes mentionnées par les participants à l'audience, il semble que d'autres parties qui n'ont pas participé ou présenté de preuve sont peut-être concernées par ces questions plus vastes, notamment les autres sociétés de distribution locale, les gros consommateurs industriels et les sociétés pipelinières du marché gazier des Maritimes.

L'Office reconnaît que les sociétés pipelinières doivent s'adapter à l'évolution des conditions de leurs marchés et que la proposition de service de M&NP était une réponse proactive de sa part face à la concurrence perçue d'EBPC. Il estime cependant que la demande est une réponse prématurée, qui suscite d'importantes préoccupations parmi les parties touchées. L'Office fait par ailleurs remarquer qu'un examen des autres modèles possibles de droits et de tarifs portera davantage fruit une fois que l'offre, les marchés et les déterminants de facturation des contrats de M&NP après 2019 seront connus.

Par conséquent, l'Office rejette la demande pour les raisons exposées plus haut, sans statuer sur la question de savoir si le droit proposé était juste et raisonnable ou donnerait lieu à une distinction injuste, aux termes de la partie IV de la *Loi*.



P. Davies
Membre président de l'audience



S. Kelly
Membre



D. Côté
Membre