

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
L'AVIS SUR LES APPROVISIONNEMENTS EN FOURNITURE ET TRANSPORT DE GAZ NATUREL
NÉCESSAIRES POUR RÉPONDRE AUX BESOINS EN GAZ NATUREL DES CONSOMMATEURS
QUÉBÉCOIS À MOYEN ET LONG TERMES**

1. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 2 et 3.

Préambule :

« Not all markets feature low-cost or immediate access to low-cost supplies; eastern Canadian markets have some access to proximate low-cost supplies in the Marcellus and Utica today, and prospective areas like Quebec Utica Shale and Anticosti island could provide regional supplies in the future, but settlement tolls provide optimal access to those supplies, and delays implementing the settlement tolls and associated projects increase the cost of delivered supply into the region.

The Energy East project does not impact flows or pricing in the Prairie or Northern Ontario section of TransCanada's Mainline, nor does the project impact Henry Hub or AECO prices. However, the project does have a material impact on pricing and deliverability into EDA markets on cold winter days. Demand in those markets is expected to exceed delivery capacity even if temperatures hold close to norms starting in winter 2016/2017. On those days, prices must rise to match New England prices, and winter gas markets in New England currently price at oil product levels in order to shift power generation from gas-fired to oil-fired power units and preserve gas supplies for heating customers. On cold days in New England, prices rise toward \$20/mmbtu. According to forward price markets, New England is the highest-priced liquid market in the world for winter 2014/2015.

The number of constrained days and the price levels necessary to balance supply and demand on those cold days depends on the pace of pipeline development into New England markets. A delay in the Northeast Energy Direct project—scheduled to come online in November, 2018—could expose Quebec consumers to peak month winter prices in the \$10 to \$12/mmbtu range. A delay in the Constitution pipeline beyond the November, 2018 Energy East conversion date would threaten system reliability in the EDA and New England regions. Even if the projects come online on schedule, winter delivered prices in Quebec increase by \$0.50/mmbtu between 2018 and 2021 if Energy East proceeds. In a cold winter, prices could rise by \$2.00/mmbtu.

Demand projects, supply potential, and the timing of pipeline expansions all remain highly uncertain. Maintaining gas supply services to meet Quebec peak winter day demand requires either new pipeline capacity into New England or maintaining the existing 3.2 bcf/d deliverability in eastern Ontario on the TransCanada Mainline. » [nous soulignons]

La Régie constate que la réalisation ou non de plusieurs projets de nouveaux gazoducs et d'expansion de gazoducs existants aura des impacts sur les capacités et la fiabilité d'approvisionnement ainsi que sur les prix payés dans la zone est (EDA).

Demandes :

- 1.1 Veuillez présenter les scénarios de réalisation des différents projets qui, idéalement, permettraient d'assurer la fiabilité d'approvisionnement de la zone EDA en journée de pointe sur la période 2015-2030. Dans un premier temps, considérez le cas où le projet Énergie Est se réalise et, dans un second temps, le cas où ce projet ne se réalise pas. Veuillez élaborer sur les prix attendus selon ces scénarios et sur leur probabilité de réalisation.
- 1.2 Veuillez indiquer s'il y a des projets de gazoducs, parmi ceux cités dans votre étude, qui doivent nécessairement se réaliser pour assurer la fiabilité d'approvisionnement de la zone EDA en journée de pointe sur la période 2015-2030, selon que le projet Énergie Est se réalise ou non. Veuillez élaborer sur les risques et conséquences de non réalisation de ces projets.
- 1.3 En posant l'hypothèse que le projet Énergie Est se réalise selon l'échéancier prévu, veuillez décrire quels sont les moyens qui, à votre avis, devraient être mis en place pour assurer la fiabilité d'approvisionnement de la zone EDA en journée de pointe sur la période 2015-2030.
- 1.4 Quelles sont les modifications au projet Énergie Est qui pourraient être envisagées de façon à assurer la fiabilité d'approvisionnement de la zone EDA en journée de pointe sur la période 2015-2030?
- 1.5 À votre avis, doit-on conclure que la réalisation du projet Énergie Est dans sa forme actuelle aura pour conséquence que les distributeurs québécois ne pourront pas contracter suffisamment de capacité de transport ferme pour assurer un approvisionnement fiable en journée de pointe sur la période 2015-2030? Veuillez élaborer.
- 1.6 Si c'est le cas, veuillez élaborer sur les solutions, et les coûts associés, que les distributeurs devraient envisager pour être en mesure d'assurer la fiabilité d'approvisionnement de la demande en journée de pointe sur la période 2015-2030.

2. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 29.**Préambule :**

« [...] Wood Mackenzie estimates that the Eastern Mainline Expansion could replace 600 mmcfd of converted capacity in the initial stage. »

Demande :

- 2.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par "initial stage". Le cas échéant, veuillez expliquer si cette phase initiale pourrait être suivie par d'autres étapes qui permettraient d'augmenter la capacité du gazoduc à l'horizon 2030. Veuillez élaborer sur l'impact que ces phases subséquentes pourraient avoir sur les approvisionnements de la zone EDA.

3. **Référence :** Pièce C-GM-GI-0004, p. 25.

Préambule :

« Timing is therefore important for Ontario and Québec consumers to access the abundant supply of the Marcellus and Utica shale formations. »

Demande :

- 3.1 Veuillez préciser quels sont les projets qui sont critiques, d'un point de vue échéancier, pour permettre à l'Ontario et au Québec d'avoir accès au gaz de Marcellus.

4. **Références :** (i) Pièce C-GM-GI-0004, p. 2;
(ii) Pièce C-GM-GI-0004, p. 32
(iii) Pièce C-GM-GI-0004, p. 17.

Préambule :

(i) « *However, the project does have a material impact on pricing and deliverability into EDA markets on cold winter days. Demand in those markets is expected to exceed delivery capacity even if temperatures hold close to norms starting in winter 2016/2017.* »

(ii) « *Nonetheless, demand on peak winter days do exceed post-conversion capacity starting in winter 016/2017. On cold winter days, heavy heating loads in eastern Ontario, industrial and heating demand in Quebec, combine with high US exports to surpass the 2.6 bcfd of deliverability available after the Energy East conversion, and on those days, prices in the integrated region will shift up in order to balance available supply with demand. By 2018/2019, demand on 10 days will exceed delivery capacity, assuming Northeast Energy Direct comes online in November 2018. Should the project be delayed, more constrained days would occur. By 2020, demand on 14 days exceeds maximum capacity, and EDA markets will connect with high-priced New England markets. January gas prices at Waddington could exceed Dawn prices by \$3.00/mmbtu. Price levels depend on the pace of pipeline debottlenecking into New England.* »

(iii) « *Holding the weather constant, we expect this winter to be about 80 mmcfd tighter than last winter because of the impending retirement of the Vermont Yankee nuclear plant. We estimate that, this winter, the New England gas market will be constrained on about 70 winter*

days, and that imports on Iroquois at Waddington will be near capacity, in excess of 1 bcfd, on these days. In the medium term, New England's call on imports at Waddington will decline, albeit intermittently. We expect the following fundamental changes: »

Demandes :

- 4.1 Veuillez présenter les hypothèses utilisées pour la modélisation de la demande dans la zone EDA en journée de pointe jusqu'en 2020 et jusqu'en 2030.
- 4.2 Veuillez expliquer la méthodologie et les hypothèses utilisées pour déterminer le nombre de journées présentant des contraintes d'approvisionnement. Veuillez préciser comment 70 jours se comparent à la normale.

5. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 3.**Préambule :**

« The analysis presented in Sections 1 and 2 are based on Wood Mackenzie's Spring 2014 North American Gas Long-term Outlook. Wood Mackenzie updates Long-term Outlooks biannually, using the latest fundamental data and infrastructure project status available at the time. Robert Fleck's testimony for the eastern Shipper's group is consistent with the Spring 2014 Long-term Outlook. However, because the update is based on best-available information, and substantive assumptions were determined in February, 2014, subsequent developments suggest increased probabilities for different market outcomes:

- WCBS production potential increased.
- Settlement and eastern Canadian project development delayed.
- IFFCO fertilizer capacity firming up in Quebec.
- Timing on Northeast debottlenecking delayed. »

Demande :

- 5.1 Veuillez préciser si d'autres informations plus récentes peuvent modifier les constats du rapport.

6. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 14.

Préambule :

« By 2020, eastern supplies are expected to make up 67% of the market, up from 21% in 2013. A delay in the settlement or in New England infrastructure development would mean leave the region dependent on expensive long-haul capacity from Western Canada. » [Nous soulignons]

Demande :

6.1 Veuillez expliquer l'ampleur de la modification de la source des approvisionnements entre 2013 et 2020. Précisez les hypothèses utilisées.

7. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 15-16.

Préambule :

« The Indian Farmers Fertilizer Cooperative (IFFCO), partnering with La Coop Federee of Quebec, has proposed to set up a \$1.6 billion urea plant with a production capacity of up to 1.6 million tonnes of urea and 760,000 tonnes of diesel exhaust fluid. IFFCO Canada secured land for the plant at Becancour Port and Industrial Park in 2013, and received construction permission from the Quebec Provincial Government in April 2014. The commissioning of the plant is scheduled for the end of 2017. Wood Mackenzie estimates that the IFFCO plant could consume as much as 73 mmcfd of natural gas, exclusively for their first production phase. Although the project was not included in Wood Mackenzie's Spring 2014 outlook, subsequent progress and approvals raise the probability that the project will come online. » [nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez élaborer sur les facteurs qui augmentent la probabilité de mise en service d'IFFCO.

8. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 18.

Préambule :

« Although we expect debottlenecking both into and around New England, the timing is subject to significant risk.

- Constitution has faced major opposition in New York; however, it is already progressing through the Federal Energy Regulatory Commission permitting process, with a decision expected in January 2015. We see some risk that the project would not be completed for winter 2016-'17, but little risk of its slipping beyond then.*

- *The timing around Northeast Energy Direct, or a different gas pipeline option such as Spectra's Atlantic Bridge, is much less certain. Building a major gas pipeline into New England is predicated either a political alliance (such as the New England States Committee on Electricity) or on regulatory changes within ISO New England that support merchant generators' backstopping gas pipeline capacity development. The former is on hold until this fall's Massachusetts governor's race, while the latter is beset by small balance sheets and disparate interests. New England gas and power prices are so high that we expect new infrastructure to be developed into the region, despite siting and permitting difficulties, but a one-, two-, or even three-year delay relative to our outlook is possible (and indeed, a mild winter could potentially stall development). »*

Demande :

8.1 Avez-vous des informations permettant de mettre à jour votre estimation du risque important? Veuillez élaborer.

9. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 21.

Préambule :

« In the near term, a combination of project delays and the Energy East conversion could provide challenges for Quebec customers on peak winter day (no additional capacity was available in TransCanada's recent open season, dependence on Constitution and Iroquois reversal). »

Demande :

9.1 Veuillez élaborer, principalement en ce qui concerne les impacts monétaires attendus.

10. Référence : Pièce C-GM-GI-0004, p. 31-32.

Préambule :

« On 97 days last winter, deliveries exceeded post-Energy East capacity, and average January flow was 2.9 bcfd, 0.3 bcfd above the 2.6 bcfd capacity. However, downstream demand is not likely to reach last winter's levels once Williams' Constitution pipeline comes online. Constitution would deliver 650 mmcfd of low-cost Marcellus Northeast Pennsylvania supply into the Iroquois pipeline downstream of Waddington. Because the new project is expected to flow close to capacity, Iroquois would pull only 725 mmcfd of gas from Waddington on a peak day. That reduced downstream is offset somewhat by higher expected peak day EDA demand growth. In this analysis, Wood Mackenzie assumes that Constitution comes online in November, 2015, but recent permitting challenges in New York suggest delays. [nous soulignons]

Because of the potential reduced call on gas at Waddington, post-conversion capacity would be adequate to cover monthly EDA and downstream requirements in 2015/2016. »

Demande :

- 10.1 Veuillez élaborer, et le cas échéant, mettre à jour votre évaluation des délais.

- 11. Référence :** Pièce C-GM-GI-0004, p. 33.

Préambule :

Table 10 - Peak day flows for EDA and downstream markets (mmcfd)

	Eastern Ontario	Quebec	PNGTS Exports	IFFCO	US LDC	Iroquois Exports
11/12 Winter	665	1,045	211		122	1,204
12/13 Winter	757	1,035	190		125	1,219
13/14 Winter	720	1,030	217		152	1,151
14/15 Winter	757	1,130	282		155	1,050
15/16 Winter	757	1,133	298		155	1,050
16/17 Winter	774	1,149	282		155	725
17/18 Winter	780	1,154	324	72	155	725
18/19 Winter	788	1,165	282	72	155	725
19/20 Winter	785	1,165	282	72	155	725
20/21 Winter	798	1,176	282	72	155	725
21/22 Winter	791	1,181	284	72	155	725

Demandes :

- 11.1 Veuillez élaborer sur la méthode utilisée pour établir les « peak flow days ».
- 11.2 Veuillez fournir les hypothèses utilisées pour établir l'estimé de demande à la pointe pour le Québec.
- 11.3 Cette méthode tient-elle compte de l'entreposage et autres moyens pour faire face à la pointe?

12. Référence : Pièce B-0047, p. 11, 13 et 14.

Préambule :

« This analysis is based on capacity requirement in Quebec. Should demand decrease significantly, the negative effect of Energy East on the Quebec market would be reduced. Conversely, should demand increase significantly, as forecasted by KPMG-SECOR, the negative effect of Energy East on the Quebec's gas supply would increase. »

Demandes :

- 12.1 Le rapport fait état d'une possibilité de diminution de la demande. Veuillez présenter les conditions qui rendraient un tel scénario probable.
- 12.2 Veuillez élaborer sur la probabilité de diminution envisagée.