RÉGIE DE L'ÉNERGIE

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

DOSSIER : R-3900-2014

RÉGISSEURS : M. GILLES BOULIANNE, président
M. LAURENT PILOTTO
Mme FRANÇOISE GAGNON

AUDIENCE DU 7 OCTOBRE 2014

VOLUME 2

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me HÉLÈNE BARRIAULT
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

M. PIERRE ARCAND
représentant du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (MÉRN);

PERSONNES INTÉRESSÉES SONT : Me

GUY SARAULT
procureur de l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);

M. ANTOINE GOSSELIN
procureur de Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);

Me LOUISE TREMBLAY
procureur de Gazifère (GI);

Me VINCENT REGNAULT
procureur de Société en commandite Gaz Métro (GM);

Me GENEVIÈVE PAQUET
procureur de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Me DAVID TOURNIER
procureur de Entreprise IFFCO Canada limitée (IFFCOAN);

M. PHILIPPE BOURKE
procureur de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement (RNCREQ);

Me FRANKLIN S. GERTLER
procureur de Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE);

Me DOMINIQUE NEUMAN
procureur de Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);

Me ANNE DROST
M. MARC-ANDRÉ LANDRY
Mme ELIZABETH SWANSON
représentants de TransCanada Pipelines Limited;

Me RAPHAËL LESCOP
procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIERES

	PAGE
PRÉLIMINAIRES	5
TCPL Ms. MELISSA F. BARTOS (CONCENTRIC ENERGY ADVISOR)	6
INTERROGÉE PAR Mme FRANÇOISE GAGNON	26
INTERROGÉE PAR M. LAURENT PILOTTO	30
GAZ MÉTRO SOPHIE BROCHU PATRICK CABANA FRÉDÉRIC MOREL DAVE RHÉAUME	38
INTERROGÉS PAR Mme FRANÇOISE GAGNON	73
INTERROGÉS PAR M. LAURENT PILOTTO	79
IFFCO M. DAVID TOURNIER	100
INTERROGÉ PAR Mme FRANÇOISE GAGNON	123
INTERROGÉ PAR M. LAURENT PILOTTO	125
FCEI ANTOINE GOSSELIN	129
INTERROGÉ PAR M. LAURENT PILOTTO	133

L'AN DEUX MILLE QUATORZE (2014), ce septième (7e) jour du mois d'octobre :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :
Protocole d'ouverture. Audience du sept (7) octobre deux mille quatorze (2014), dossier R-3900-2014. Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins des consommateurs québécois à moyen et long termes. Poursuite de l'audience du six (6) octobre deux mille quatorze (2014).

LE PRÉSIDENT :
Bonjour à tous. Peut-être une petite précision. Hier soir lorsque... Non, hier, lorsque la Régie a déposé le document relatif aux deux scénarios pour évaluer les impacts en termes de coûts de transport, j'ai indiqué que la Régie invitait les experts à commenter ces scénarios-là. En fait, ça ne se limitera pas seulement aux experts, mais bien entendu à tous les participants ici à l'audience.

Donc, ce matin, il n'y a pas de remarques préliminaires, de commentaires. On va essayer de parler assez fort. Donc, Madame Bartos, pour

1 Concentric. Welcome to the Regie. Vous êtes prête?
2 Are you ready? Good morning.
3 (9 h 07)
4 Ms. MELISSA F. BARTOS (CONCENTRIC ENERGY ADVISOR):
5 A. Good morning. Excellent. Thank you for inviting me
6 to present before you here today. Please let me
7 know if you cannot hear me in the back or if I am
8 speaking too quickly for the translation, and I
9 will do my best to slow down.
10 As demonstrated in my resume, that was
11 previously filed, I have spent my career in energy
12 consulting and have testified on gas demand
13 forecasting and supply planning issues on a number
14 of occasions. I will not go through my entire
15 resume as it has been filed, if you have any
16 questions, please let me know.
17 This morning, I would like to go through my
18 presentation and at the end, I will address the
19 documents introduced by the Régie yesterday.
20 We began our analysis by estimating the
21 expected firm annual natural gas demand in Québec
22 through twenty thirty (2030), as requested. We
23 relied on the NEB's forecast from Canada's Energy
24 Future 2013 - Energy Supply and Demand Projections
25 to 2025, which was released in November two

1 thousand thirteen (2013), as the starting point for
2 our demand forecast for Québec because it is a
3 reputable source and contains recent information.
4 And I should clarify that NEB document, it contains
5 demand projections through twenty thirty-five
6 (2035), excuse me.
7 The NEB forecast includes separate demand
8 forecasts for each province, associated with
9 separate sectors of demand, including residential,
10 commercial, industrial, electric generation, as
11 well as the transportation sector. The NEB forecast
12 contained a reference or base case, as well as the
13 low-price high-demand case and a high-price low-
14 demand case.
15 We then made adjustments to the NEB
16 forecast for IFFCO and the Bécancour Power Plant,
17 because information regarding these projects became
18 available after the NEB forecast was released. We
19 have conservatively assumed that IFFCO comes on
20 line and begins operations in two thousand eighteen
21 (2018), based on recent press releases issued by
22 IFFCO. We assumed that IFFCO firm demand would be
23 approximately eighty thousand... excuse me, eighty
24 (80) mmcfd. We can see IFFCO on the graph if you
25 look at that first increase in two thousand

1 eighteen (2018), that represents the IFFCO plant
2 coming on line.
3 We have also assumed that the Bécancour
4 Power Plant returns to service in the year twenty
5 twenty (2020), based on expectations published by
6 the Northeast Power Coordinating Council. We assume
7 that the Bécancour Power Plant would have a firm
8 demand of ninety-five (95) mmcfd, and we can see
9 the addition of the Bécancour Power Plant in the
10 second increase in the graph.
11 The resulting forecasted compound annual
12 growth rates, ranging from one point six to two
13 point two percent (1.6 - 2.2 %) depending on the
14 scenario, which include IFFCO and the Bécancour
15 Power Plant, are consistent with the historical
16 compound annual growth rate of about one point six
17 percent (1.6 %). And all of that is illustrated in
18 the graph on the slide.
19 And before we talk about demand a little
20 more, I would like to spend a few minutes on
21 capacity planning concepts. Gas utilities and
22 pipelines have different responsibilities related
23 to capacity planning, and these differences are
24 important to know.
25 Gas utility responsibilities include

1 forecasting end-use demand, contracting for firm
2 capacity to meet firm design day needs, and
3 building a portfolio of various types of capacity
4 to serve different needs, and those types of
5 capacity can include pipeline, it can include
6 underground storage, peak shaving LNG, propane, and
7 other types of capacity.
8 Now pipeline responsibilities are very
9 different. Pipelines are contract carriers, and
10 they have an obligation to fulfil firm contracts,
11 and they build additional pipeline capacity to meet
12 incremental long term firm contracts. So they are
13 not in the business of forecasting design day
14 needs, that is left to the utilities.
15 And a couple of concepts that I mentioned
16 that I want to make sure we are all on the same
17 page on.
18 First is "Design Day", that's a colder than
19 normal day used for planning purposes when building
20 a utility portfolio. Utilities don't plan for just
21 an average day because half of the time, it will be
22 colder than that and their demands will be higher.
23 So they need to plan for something in addition to
24 an average or typical day. And they don't plan for
25 even the average cold day because half of the

1 years, we would expect to have a colder day than
2 that. So there is a "design day" concept that is
3 colder than a typical day, that is what utilities
4 use for planning purposes to make sure their
5 portfolio is enough to fulfil their firm customer
6 needs.
7 "Firm Contract Obligations" are a
8 requirement to serve, regardless of market
9 conditions. And firm contract obligations typically
10 have a maximum daily quantity associated with them
11 and a termination date, so there is a specific
12 term. And sometimes, these firm contract
13 obligations include rollover or renewal rights
14 which allow the contract to continue into the
15 future depending on the specific terms associated
16 with that rollover or renewal provision.
17 (09 h 12)
18 Now very different from contract
19 obligations are "Discretionary or Interruptible
20 Service". These services are provided on an
21 optional as available basis after firm contract
22 obligations are fulfilled. These services are
23 typically provided on a short term basis and
24 they’re not factored into capacity planning.
25 Capacity planning focuses on firm demand.

1 When discussing demand, it's always
2 important to know whether you're focussing on firm
3 demand, interruptible demand or both and I will do
4 my best today, when talking about demand, to be
5 clear which I'm talking about and, if I'm unclear,
6 please ask me to clarify.
7 An important point to know is that
8 pipelines are required to plan for and fulfill firm
9 contract obligations. Pipelines do not have any
10 obligation to provide discretionary or
11 interruptible service. And I wanted to talk a
12 little bit about Québec and New England and the
13 differences between Québec and New England,
14 especially related to firm and interruptible
15 demand.
16 New England relies on a significant amount
17 of gas-fired generation to meet its electric power
18 needs as opposed to Québec that has virtually no
19 gas-fired generation on a regular basis. New
20 England's reliance on gas-fired generation has
21 increased in recent years with the closing of
22 several coal plants and expected closing of nuclear
23 power plants.
24 Most New England gas-fired generators do
25 not hold firm pipeline capacity. They rely on

1 interruptible service as opposed to Québec where
2 the Bécancour Power Plant does have a firm contract
3 to meet its needs. The New England generators do
4 not hold firm pipeline capacity because of the
5 structure of the electric market which does not
6 allow them a mechanism to recover the fixed costs
7 associated with firm pipeline contracts.
8 As a result, New England has a lot of
9 interruptible gas demand. That demand does not hold
10 firm contracts whereas in Québec most of the load
11 is firm and supported and backed by firm contracts.
12 In addition, in New England, the pipelines bringing
13 Marcellus gas and gas from the Gulf Coast into New
14 England are fully contracted and are typically
15 constrained. They run full most days of the year
16 and LNG imports from overseas have diminished as
17 international gas prices have risen and supplies
18 from Sable Island have declined and Deep Panuke is
19 expected to be short lived, which puts additional
20 strain on the pipelines from the west because New
21 England does not have any other gas supply options.
22 All firm contracted capacity is served
23 first and all firm capacity contract holders get
24 their gas every day, even in New England in the
25 constrained market. However, every day, the gas-

1 fired generators in New England are competing for
2 the interruptible capacity that may be available
3 and, on many days, there's only very little
4 interruptible capacity to be had. This results in
5 high gas prices in New England on these days.
6 Additional pipelines are proposed to be
7 built into New England and gas utilities are
8 signing up for firm capacity to serve their firm
9 needs, much of which is related to oil customers
10 converting to gas based on the benefits of gas
11 prices as well as the environmental benefits of
12 burning gas instead of oil. However, until
13 something changes to allow someone to contract for
14 firm capacity to serve power generators, pipelines
15 will not be built to serve the interruptible
16 generation sector because pipelines are built to
17 serve firm contractual obligations, not
18 interruptible.
19 The issues in New England are a good
20 example of what can happen when interruptible load
21 relies on capacity that may not be available
22 without sufficient backup plans and, as a result,
23 the New England electric market has put in place
24 procedures for last winter and this winter, asking
25 power plants to hold additional oil in their tanks

1 to be able to provide electricity on days when gas
2 may not be available for them.
3 The situation in new England is unique and
4 is very different from the situation in Québec
5 where gas-fired power plants are not the
6 predominant source of electricity, where the gas-
7 fired power plant you do have has firm capacity.
8 And also, a large portion of the gas exported at
9 Waddington is used to serve the interruptible loads
10 in the New England market.
11 (9 h 18)
12 Turning back to Québec incremental design
13 day demand. As we discussed on the last slide,
14 because utilities plan for and contract for firm
15 capacity to meet firm design day demand, we
16 converted our annual demand forecast that we talked
17 about on the first slide to a design day forecast
18 for Québec. Gaz Métro provided information in their
19 two thousand fifteen (2015) Tera filing that
20 indicated that their residential, commercial and
21 industrial customers, on a combined basis, have a
22 design day demand that is approximately double, or
23 approximately twice, their average day demand which
24 makes sense because many of these customers tend to
25 be highly weather sensitive. Therefore, we use the

same assumption that is, we assume that residential, commercial and industrial designed day demand was double the average day demand that we talked about on the first slide. For IFFCO, electric generators and the transportation sector, we assumed the designed day demand would be equal to their average day demand because they are much less weather sensitive than the other sectors. We have made the conservative assumption that the entire designed day demand included in our forecast represents firm demand that is we assumed all designed day demand must be served without curtailments which is reasonable because much of the load in Québec is already firm. All firm demand is being met today so the focus is on the amount of new or incremental firm demand which represents the expected incremental firm capacity needs necessary in the future. We assumed the Québec utilities and their customers have already planned a combination of resources including pipeline capacity, storage, LNG regazification and other on-system supplies to meet their firm design day demand through two thousand seventeen (2017). We made this assumption because utilities typically plan their portfolios to meet their firm design day of requirements

1 several years in advance. Therefore, we're assuming
2 that Gaz Metro and Gazifère's existing portfolios
3 can meet firm design day demand requirements for
4 the next few years.
5 Therefore, our focus is on the amount of
6 new or incremental firm design day demand beyond
7 two thousand seventeen (2017). This is the portion
8 of firm demand that could represent additional firm
9 capacity needs through two thousand thirty (2030)
10 because we are assuming all firm design day demand
11 through two thousand seventeen (2017) is already
12 planned for. That is why the graph on this slide
13 starts in two thousand seventeen (2017) and builds
14 from there.
15 Now the top two lines on the graph in green
16 include IFFCO and the Bécancour Power Plant. You
17 can see it follows the same shape we were talking
18 about on the first slide. Both IFFCO and the
19 Bécancour Power Plant have already arranged for
20 firm pipeline capacity to fullfil their firm design
21 day requirements. Therefore, IFFCO and the
22 Bécancour Power Plant can be excluded from the
23 incremental design day need that we're planning
24 for. The green lines at the top include Bécancour
25 and the IFFCO... excuse me IFFCO and the Bécancour

1 Power Plant firm design day demand. The red lines
2 on the lower portion of the graph represent the
3 remaining incremental firm design day demand
4 excluding IFFCO and the Bécancour Power Plant
5 through twenty thirty (2030) and this is the
6 portion of demand that could represent firm
7 incremental capacity requirements necessary between
8 now and two thousand thirty (2030). And the level
9 that we're talking about is approximately point two
10 nine million (0.29 M) cubic meters per day which is
11 approximately ten (100 mmcfd) in the base case,
12 which is represented by the bottom red line or as
13 high as two point two two million (2.22 M) cubic
14 meters per day, which is the same as seventy-eight
15 (78 mmcfd) under the low price - high demand
16 scenario which is represented by the other red line
17 on the graph.
18 Now related to our projected firm capacity
19 requirements, are the changes that TransCanada is
20 proposing are related to its existing capacity.
21 TransCanada has announced its Energy East Project
22 and its eastern mainline project. Representatives
23 from TransCanada will be presenting tomorrow and
24 they will provide additional details but I'd like
25 to briefly summarize my understanding of the two

1 projects as they relate to my analysis.
2 First is the Energy East Project. That
3 project plans to convert a portion of existing
4 natural gas pipeline to oil service. The vast
5 majority of the capacity that will be converted is
6 uncontracted. One of the two Northbay shortcut
7 pipelines will be converted which will result in
8 reducing gas capacity in the eastern triangle.
9 In addition, the eastern mainline project
10 is proposed to expand natural gas pipeline capacity
11 in the eastern triangle. This project will replace
12 a portion of the gas capacity reduction associated
13 with the Energy East Project and it's sized to
14 serve all existing firm contracts and it assumes
15 that all contracts that have renewal rights are
16 exercised so that those contracts continue to renew
17 into the future. It also assumes that all firm
18 contracts resulting from the open season will be
19 included in the sizing of this project. All
20 existing and potential customers were provided the
21 opportunity to sign up for additional firm capacity
22 as a part of the eastern mainline project. These
23 two projects together indicate that all firm
24 contractual obligations will continue to be
25 fulfilled. And the statement of the bottom of this

1 slide is important.
2 TransCanada has committed that natural
3 gas assets will not be converted to
4 oil service until sufficient capacity
5 exists to fulfill all firm contractual
6 obligations.
7 This is an important point, for the purpose of my
8 analysis, because we do not need to be concerned
9 with any net capacity reduction associated with
10 these projects, because it will not affect firm
11 contractual obligations. This allows us to assume
12 that existing firm demand will continue to be met.
13 And therefore, the focus is on obtaining supplies
14 and capacity, to serve incremental firm demand, as
15 we discussed on the previous slide.
16 Now, turning away from demand for a minute,
17 let's turn to potential capacity options to serve
18 that demand. There are a variety of potential
19 options available, to increase firm capacity into
20 Québec, including pipeline expansions to transport
21 Marcellus and Utica shale gas. I won't go through
22 the details of each of these projects; they are
23 included in my report. But just to list them
24 briefly, coming into Down, there are three proposed
25 projects right now: the ET Rover project, the Nexus

1 project, and the ANR East project. Going into the
2 Niagara and Chippewa area, there's the Niagara
3 expansion, as well as the North East Access two
4 thousand sixteen (2016) project, in bringing gas,
5 and in Waddington is the South to Nord project on
6 the Iroquois pipeline.
7 In addition, there's the potential that US
8 LBC firm contracts - they're coming up for renewal
9 in the next few years - may not be renewed. LDC in
10 New England have additional options associated with
11 getting their gas in the Marcellus shale, and those
12 options will be considered when the LDCs make their
13 decisions about whether or not they wish to renew
14 their firm contracts from eastern Canada.
15 In addition, WCSP supplies continue to
16 grow, and provide another option to serve eastern
17 Canada in the future. Québec already has peak
18 shaving LNG within the province, but there's the
19 potential to expand that capacity to serve design
20 day demand if necessary. And, while it's not being
21 developed right now, it is known that there is
22 shale gas from the Utica basin within Québec, and
23 potentially, in the future, that could be
24 developed.
25 Now, this slide shows only those projects

1 that have been announced today. When additional
2 firm demand exists to support additional capacity
3 in the future, and Bob's your uncle, additional
4 projects will be proposed and built, because
5 pipelines are constantly looking to serve
6 additional firm demand.
7 I also wanted to briefly mention the
8 Constitution project. It's not on this map, because
9 it does not directly increase firm capacity into
10 Québec. But if Constitution comes on line in two
11 thousand sixteen (2016) at six hundred and fifty
12 (650) mmcfd as expected, in the short-term, it will
13 likely replace six hundred and fifty (650) mmcfd of
14 Canadian exports in Waddington, as there are not
15 downstream expansions to absorb that additional
16 capacity, as soon as Constitution comes on line.
17 And now, it's time to put together the
18 requirements and the options available to fulfill
19 those requirements. Québec's potential incremental
20 firm capacity requirements are modest, when
21 compared to the abundant natural gas supplies and
22 capacity available from a variety of options. As we
23 discussed previously, the incremental firm capacity
24 requirements through twenty thirty (2030) could
25 range from point two nine (0.29) to two point two

1 two (2.22) million cubic meters per day, which is
2 the same as ten (10) to seventy-eight (78) mmcfd.
3 And that illustrated on the left-hand side of the
4 graph.
5 On the right-hand side of the graph is a
6 stack of all of the potential firm capacity options
7 that may be used to fulfill this demand going
8 forward. And, as you can see on the graph, the firm
9 capacity options or orders of magnitude larger than
10 the incremental firm requirements; any one of these
11 potential firm capacity options are more than
12 enough to fulfill Québec's expected incremental
13 firm capacity requirements, even when considering
14 the conservative low price high demand case. Even
15 if you double or triple or quadruple the expected
16 incremental firm capacity requirements, the
17 requirements are still very modest, compared to the
18 potential options available.
19 (9 h 30)
20 I recognize that all of these projects may
21 not come to fruition. Which projects ultimately get
22 built will depend on the level of firm demand that
23 exists to support the specific projects, but this
24 is an example of the options available to serve
25 that demand.

1 Briefly, I wanted to turn to natural gas
2 prices. Gas prices are expected to be lower than
3 pre-shale historical levels, that is in two
4 thousand three - two thousand eight (2003-2008),
5 due in large part to the increased shale
6 production. Prices in the Marcellus and Utica
7 region are expected to remain lower than prices at
8 other major supply points, including Henry Hub,
9 AECO and Dawn.
10 And on this graph, it is illustrated that
11 both the NEB and the U.S. EIA, the Energy
12 Information Administration, are projecting that
13 Henry Hub prices will remain at or below six
14 dollars ($6) through twenty thirty (2030) in their
15 base case.
16 Again, it is worth discussing utility
17 capacity planning concepts for a moment. Utilities
18 purchase the majority of their gas at supply points
19 that are either major supply basins or major
20 storage areas, for example Henry Hub, AECO, Dawn or
21 the Marcellus shale area. Then they transport that
22 gas using their firm pipeline contracts, they do
23 not significantly rely on local market prices. So
24 to the extent that local market prices rise or
25 fall, it does not have a significant effect on

1 utility gas prices. Utility gas prices are much
2 more affected by prices in the supply basins, and
3 supply point prices are expected to remain low.
4 Québec's potential incremental firm
5 capacity requirements are modest when compared to
6 the abundant natural gas supplies available from a
7 variety of potential options, including pipeline
8 expansions to transport Marcellus and Utica shale
9 gas, potential non-renewal of U.S. LDC contracts,
10 additional WCSB supplies, Québec peak shaving LNG,
11 and Quebec shale.
12 As discussed, TransCanada has committed
13 that natural gas assets will not be converted to
14 oil service until sufficient capacity exists to
15 fulfil all firm contractual obligations.
16 And natural gas prices are expected to be
17 lower than historical levels, due in large part to
18 increased shale production. Prices in the Marcellus
19 and Utica region are expected to remain lower than
20 prices at other major supply points, including
21 Henry Hub, AECO and Dawn.
22 This concludes my prepared presentation
23 this morning. Thank you very much. And if I may
24 briefly, regarding the documents that were
25 presented yesterday, first, it is outside of my

area of expertise to comment on the summary estimation conducted by the Régie, the two or three scenarios that were presented. TransCanada will be presenting tomorrow, and I assume that they will be addressing this document during their presentations tomorrow.

Regarding the Scientific American article, the consensus view is that there will be more than enough gas supply to meet North American demand for decades and decades. Marcellus production continually exceeds expectations, and production is expected to continue to grow and drilling and extraction technologies continually improve. We should all be confident that shale resources will be sufficient to meet demand during the period we are talking about, and for a long time thereafter.

Thank you.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Madame Bartos. La Régie va donc prendre une pause de quinze minutes, on va être de retour à dix heures moins dix (9 h 50), et pour après vous adresser nos questions. Merci.

Ms. MELISSA F. BARTOS :

A. Thank you.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

(9 h 53)

LE PRÉSIDENT :

O.K. Rebonjour à tous. Madame Gagnon, s'il vous plaît, vous avez des questions?

INTERROGÉE PAR Mme FRANÇOISE GAGNON :

Q. [1] Françoise Gagnon pour la Régie. First of all, good morning, Mrs. Bartos.

A. Good morning.

Q. [2] Alors, à la page 22 et 23 de votre mémoire, et à la page 22 vous indiquez :

> IGT is currently considering modifications that would allow for bi-directional flows on its system, potentially making Waddington an additional import point into eastern Canada.

Et à la page 23, vous indiquez que :

> It is conceivable that East Hereford could become an import point into Québec.

Alors ma question : quel est, selon vous, la probabilité que Waddington puisse réellement devenir un point d'import pour les distributeurs de l'est?

1 A. Given the large amount of gas available in the
2 Marcellus shale region, it is so much larger than
3 the existing take away capacity to move that gas to
4 markets. It is looking to go every direction
5 possible. So given that it is looking to go north,
6 it's looking to go west, it's looking to go south,
7 it's looking to go east, allowing that gas to find
8 markets is what we'll debottleneck, that supply.
9 So, it is very conceivable that Iroquois could turn
10 around and become an import point into Canada
11 through Waddington, you know, in a few years. Is it
12 this winter? No, but in a few years, it is very
13 conceivable that that could happen, yes.
14 Q. [3] Okay. My other question is: quelle est, selon
15 vous, la probabilité que East Hereford puisse
16 réellement devenir un point d'import pour Gaz
17 Métro?
18 A. East Hereford is probably less likely and it's
19 probably much further out in time if it does
20 happen, but it's still a possibility depending on
21 what else gets build, which projects gets build. If
22 some of the very large projects that are proposed
23 to move gas from the Marcellus shale region into
24 New England get built, it is conceivable that gas
25 will come into the Boston area and then continue up

1 north into New Hampshire and Maine, pushing gas
2 back up into Atlantic Canada and as well as
3 depending on if there's enough gas available. It is
4 conceivable that gas could be pushed up PNGTS into
5 East Hereford.
6 Q. [4] Okay. And my last question for this is: est-ce
7 que ces points pourraient être intéressants pour
8 des appros fermes et des appros en période de
9 pointe?
10 A. If there is firm demand behind those points to sign
11 firm contracts to allow those projects to happen,
12 yes, that could definitely be used to serve peak or
13 design day demand.
14 Q. [5] I have another question for you.
15 A. Yes.
16 Q. [6] Pages 29 et 30 de votre mémoire, and I'll read
17 it for your purpose:
18 A number of LDCs in the northeastern
19 US together have 544 MMcf/d of
20 existing contracts of this segment of
21 the TransCanada Mainline, the vast
22 majority of which are due to expire in
23 2016 and 2018. While there is no
24 specific indication from these US LDCs
25 at this point related to the future

1 renewal of their existing Eastern
2 Triangle capacity, a number of these
3 LDCs have been identified as shippers
4 on pipeline projects to bring
5 additional Marcellus/Utica supplies to
6 constrained areas.
7 So my question is: avez-vous des indications sur
8 les capacités que ces LDC ont demandées sur les
9 projets dans le nord-est?
10 A. So, a number of those LDCs have signed up for firm
11 capacity on the AIM Project, which is the Algonquin
12 Incremental Market Project that is proposed to
13 bring three hundred and forty-two (342) MMcfd into
14 New England. Those LDCs include national grid, they
15 include northeast utilities. I'm trying to remember
16 which ones are on/or any shippers as well as on
17 AIM. But those are two that are definitely on both,
18 as well as Northern Utilities, which is a
19 subsidiary of Unitil, has signed up for the
20 Atlantic Bridge Project and I believe they are also
21 an A&E shipper. They may actually, let me clarify,
22 I think they may be a shipper on PNGTS, I'm not
23 sure they're an A&E shipper but, again, they're a
24 shipper that currently has contracts pulling gas
25 down from eastern Canada into the United States.

1 (10 h 00)
2 Q. [7] And my last question would be, selon votre avis
3 d'expert, quelle est la capacité qui pourrait être
4 libérée par ces LDC dans le triangle de l'est et
5 quelle est la probabilité que cela se produise?
6 A. It's really difficult to say how much capacity
7 could be freed up because a lot of that is going to
8 depend on which projects get built into New England
9 to support the U.S. LDCs growth needs. So it really
10 is difficult to quantify how much of that capacity
11 could be released and the timing associated with it
12 because it really is dependent upon how those
13 projects progress, both the timing and the size of
14 those projects. But if those projects progress, and
15 as more capacity gets built into New England, it
16 will become more likely that the New England LDCs
17 may consider these options when looking to decide
18 whether or not to renew their firm capacity coming
19 down from eastern Canada.
20 Q. [8] Thank you very much.
21 A. Thank you.
22 LE PRÉSIDENT :
23 Monsieur Pilotto?
24 INTERROGÉE PAR M. LAURENT PILOTTO, régisseur :
25 Q. [9] Good morning, Mrs. Bartos. My question is

1 related to page 33 in your memoir, but let's go to
2 your slide number 7 and then I'll switch in French.
3 Ce matin, vous nous avez parlé beaucoup de projets
4 qui sont en ligne pour être réalisés. Évidemment,
5 personne ne connaît l'avenir, personne ne peut
6 prédire lesquels de ces projets vont réellement se
7 réaliser, avec quelles capacités additionnelles ils
8 vont rajouter au sud de notre frontière, mais êtes-
9 vous d'accord avec moi que tous ces projets-là vont
10 créer, enfin si certains d'entre eux se réalisent,
11 vont créer du mouvement et de la fluidité dans les
12 échanges de gaz, particulièrement à Dawn, mais à
13 part le projet South-to-North, ça n'amène pas de
14 nouvelles capacités vers le marché de Enbridge et
15 de Gaz Métro?
16 A. So with the projects that are proposed to bring
17 additional gas into Dawn and into Niagara and
18 Chippawa, my understanding is that there are
19 companion projects within the eastern triangle that
20 will bring more of that gas from Dawn and Niagara
21 and Chippawa up to Québec to serve Gazifère and Gaz
22 Métro.
23 Q. [10] Hum, hum.
24 A. So the projects that are on this slide represent
25 the projects directly connecting the Marcellus

shale gas to eastern Canada but there's another leg of expansion projects that are proposed that will bring that gas once it reaches eastern Canada up into Québec.

Q. [11] Merci. Ma seconde question concerne ce que vous affirmez à la page 34 de votre mémoire. Vous dites :

> While the timing and extent to which Québec shale gas will be developed is uncertain, the quantity of shale gas that could be produced in Québec far exceeds Québec’s expected incremental firm gas capacity need of...

Êtes-vous au courant du fait que selon les termes de l'entente qu'il y a, qui est devant l'ONE présentement et le Settlement, ce qu'on appelle le Settlement, selon ces termes-là, le volume de gaz qui peut être acquis localement ne peut dépasser cinq pour cent (5 %) des volumes consommés d'ici deux mille trente (2030).

Alors, dans cette perspective-là, est-ce qu'on peut penser que cette limite de cinq pour cent (5 %) pourrait constituer un frein additionnel, si c'était nécessaire d'en avoir un autre, au développement de la filière de gaz de

1 schiste au Québec d'ici deux mille trente (2030)?
2 A. So I am no expert on the LDC Settlement and the
3 provisions associated with that.
4 Q. [12] Hum, hum.
5 A. So, honestly I can say, I was not aware of the
6 specific term that would limit local supply
7 purchases to some specified level for a specified
8 time period, you know, but to the extent that that
9 provision is in the settlement agreement and the
10 settlement agreement is approved and that is above,
11 excuse me, that limit is below the amount of shale
12 gas...
13 Q. [13] Hum, hum.
14 A. ... that could be produced, I'm assuming that that
15 would be taken into consideration when and if shale
16 gas is produced in the future.
17 (10 h 05)
18 Q. [14] O.K. Merci. Puis, dans la même ligne de
19 pensée, vous évoquez, comme autre option pour Gaz
20 Métro particulièrement, dans sa franchise, les
21 différents projets de GNL qui sont prévus, celui de
22 Gaz Métro lui-même et aussi ceux qui sont annoncés
23 par des joueurs indépendants comme Stolt-Nielsen.
24 Êtes-vous d'accord avec moi que ces capacités de
25 LNG, pour l'instant, semblent être plus destinées à

1 produire du gaz GNL pour le livrer à des clients
2 qui sont dans des zones non desservies par le
3 réseau, mais ça n'ajoute pas de capacité pour le
4 peak day?
5 R. So, the capacity of LNG that's being discussed in
6 terms of expanding Gaz Métro's existing LNG
7 facility or others that are planning to build LNG,
8 it could be used to serve demands that are
9 currently off of the existing distribution system.
10 But it also could be used to serve design day
11 demand, depending on what the needs are in the
12 future. So, I think that these options could
13 provide, could serve dual purposes, in order to
14 potentially be used to fulfill firm design day
15 requirements in the future, if necessary. If the
16 demands, off of the system, either materialize
17 later in time or don't materialize, so that the LNG
18 is not needed to serve those firm demands, it could
19 be used to serve demands on the system. It would...
20 Q. [15] Ce que vous dites est vrai, mais ce n'est
21 possible que si ces projets-là prévoient du
22 stockage supplémentaire et de la capacité de
23 regazéification dans le système. Vous êtes d'accord
24 avec moi?
25 R. Possible to serve design day demand...

Q. [16] Oui.

R. ... in the future? Yes. Yes. It definitely could be possible to serve additional firm design day demand in the future, by increasing the size of the tank, increasing the regasification capabilities, to have additional gas available on design day. Yes.

Q. [17] Merci.

R. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Q. [18] Bonjour Madame Bartos. Mon collègue, monsieur Pilotto, vous a posé une question tantôt, relativement aux nombreux projets de pipelines que vous avez illustrés, là, à la page 7 de votre présentation. On parle de nombreux projets de pipelines, là, dans le nord-est. Il a fait allusion notamment à South North Pole Iroquois. Et vous avez abordé après ça, bien, dans votre réponse, là, les projets également prévus dans le sud de l'Ontario, là, entre Dawn, Parkway. Parmi ces projets-là, on voit ce qu'on veut enlever; on projette d'enlever, en fin de compte, l'effet entonnoir, là. Il y a le projet King North qui serait réalisé.

En fait, ce que j'aimerais savoir, c'est si ce projet-là ou si ce « debottleneck »-là, là, « unbottleneck » était réalisé, quel serait

1 l'impact de la réduction de point six (0.6) BCF,
2 dans le triangle de l'est, là, qui découle de,
3 justement du projet Énergie Est? Quelle serait
4 l'impact de cette réduction de capacité-là, sur le
5 prix du gaz naturel à Dawn, en période de pointe?
6 R. So, if I understand the question correctly, you're
7 looking to see what the impact of the price at Dawn
8 could be related to the potential reduction of firm
9 capacity associated with the Energy East and
10 Eastern Mainline projects.
11 The market at Dawn is very large and very
12 liquid. So, while the Energy East and Eastern
13 Mainline projects could result in a reduction of
14 firm capacity, there's a lot of additional capacity
15 that is planned to be built into Dawn, coming in
16 from a number of projects from the US, briging
17 Marcellus shale gaz in, for example. So, I don't
18 believe that there will be a major price impact at
19 Dawn, related to the Energy East and Eastern
20 Mainline projects.
21 (10 h 10)
22 Q. [19] Il faut également traduire ici parce que,
23 c'est peut-être un peu moins clair, mais en fait,
24 ce qu'on, une information qui nous est demandée par
25 l'équipe, vous avez parlé de projets qui, dans

1 votre réponse à monsieur Pilotto, des nombreux
2 projets, ou de plusieurs projets qui seront
3 réalisés dans le sud de l'Ontario, est-ce que ces
4 projets-là seront réalisés par TCPL ou est-ce
5 qu'ils seront réalisés par, est-ce qu'ils seront
6 réalisés par TCPL ou d'autres LDC, pas d'autres
7 mais des LDC?
8 A. My understanding is that there is a number of
9 projects proposed that involve Union, that involve
10 Enbridge...
11 Q. [20] O.K.
12 A. ... that involve TCPL, and so, the various projects
13 are supported by various parties. Does that help?
14 LE PRÉSIDENT :
15 It's okay. Thank you, Madame Bartos, la Régie
16 n'aura pas d'autres questions pour vous. Écoutez,
17 votre présentation, ça a été très clair, esprit de
18 synthèse, je pense que vos travaux vont
19 définitivement nous servir dans l'élaboration de
20 notre avis au ministre. Merci, Madame Bartos. Have
21 a nice day.
22 A. Merci beaucoup. Thank you.
23 LE PRÉSIDENT :
24 Merci. O.K., on est maintenant prêts à entendre, la
25 Régie est maintenant prête à entendre Gaz Métro.

(10 h 13)

LE PRÉSIDENT :

Bonjour à tous les représentants de Gaz Métro. Il me fait plaisir de vous revoir à la Régie. Vous êtes donc prêts à nous faire une présentation si je comprends bien, Madame Brochu.

GAZ MÉTRO

Sophie Brochu

Patrick Cabana

Frédéric Morel

Dave Rhéaume

Mme SOPHIE BROCHU :

Voilà! Bon matin à vous. Merci de prendre le temps de nous entendre. Alors, je suis accompagnée de mes collègues. Je vais me permettre de faire une petite mise en... une mise en bouche à haute altitude puis, après ça, je vais passer la parole à Patrick qui va pouvoir nous amener non pas dans des détails, détails, mais quand même dans un niveau d'information qui est aussi extrêmement pertinent.

Bien, écoutez, vous avez un mandat qui est très important entre vos mains. Vous avez le mandat dans le fond d'évaluer l'avenir de toute une

industrie et d'évaluer quels seront les moyens critiques à la disposition du Québec pour donner vie à ses rêves, à ses rêves économiques avec le souci qui est devenu le nôtre et celui de toute une société de bien faire au plan environnemental.

Comme vous avez pu le constater dans notre mémoire, et comme d'autres experts vous l'ont étayé, nous, nous avons une vision raisonnablement optimiste de l'évolution de la demande de gaz naturel au Québec, que ce soit sous sa forme gazeuse, sous sa forme comprimée ou sous sa forme liquide, que ce soit pour des clients existants qui veulent passer d'un service interruptible à un service ferme, que ce soit pour des clients existants en service ferme qui veulent accroître leur capacité, que ce soit pour des clients qui sont situés à l'extérieur des régions actuellement desservies par notre réseau, que ce soit pour des nouveaux clients qui veulent transformer leur carburant aujourd'hui issu d'un produit pétrolier, qui veulent le transformer au gaz naturel, toutes ces avenues-là aujourd'hui sont en train de se déployer devant Gaz Métro et devant nos yeux.

Il ne fait aucun doute que le gaz naturel est prisé aujourd'hui comme il ne l'a probablement

jamais été et qu'il le demeurera pour un futur encore raisonnablement prolongé, prisé pour ses considérations économiques, prisé pour ses conditions environnementales.

Et c'est d'ailleurs, quand on écoute les orientations de notre gouvernement, puis je vous dirais, c'était vrai aussi avec les orientations du gouvernement précédent. En fait, il y a une mouvance de fond. On dit : Que peut-on faire pour améliorer l'économie de notre région du Québec et comment on peut faire du même coup une réduction des émissions de gaz à effet de serre?

Puis oui, il faut aller vers les énergies renouvelables puis on est tous pour ça. Mais tout le monde comprend. Aujourd'hui, en fait, il y a un nombre grandissant de gens qui comprennent aujourd'hui qu'il y a une partie importante de la solution qui passe par l'utilisation autant que faire se peut du gaz naturel au lieu des produits pétroliers. Et c'est vers ça que tout le monde veut aller. Les régions et les clients qui, aujourd'hui, ont accès au gaz naturel n'ont jamais été si contents d'y avoir accès. Et ceux qui ne l'ont pas ne l'ont jamais tant voulu.

Le gouvernement du Québec l'a bien compris.

Vous avez vu les orientations de sa stratégie maritime, les orientations de sa stratégie économique.

Le gaz naturel est une orientation fondamentale pour le gouvernement à tel point qu'il a choisi d'investir à titre de partenaire pas comme subventionnaire, pas comme... à titre de partenaire dans l'expansion de notre usine de liquéfaction. Une annonce qui a été réalisée par notre premier ministre et le ministre de l'Énergie et le ministre des Transports, de la Voie maritime la semaine dernière.

Alors voilà donc pour le, je dirais, la perspective qui se déploie devant nous. Le fait est que, comme vous le savez très bien, le Québec est captif, est complètement dépendant d'un système d'approvisionnement gazier qui s'appelle TCPL. Vient avec cette relation-là des grandeurs et des misères.

Parmi les misères, c'est celle de s'assurer qu'en tout temps, en tout temps, le Québec ne soit pas indûment désavantagé par rapport aux régions limitrophes puis par rapport aux autres économies limitrophes dans l'économique de sa livraison de gaz naturel. Vous avez évoqué tout à l'heure

l'entente, le « settlement » qui a été conclu entre les distributeurs gaziers et TCPL.

Et je n'ai pas de fausse pudeur à vous dire que cette entente-là, elle a été largement pilotée par Gaz Métro. Parce que nous voyons là, tout comme nos distributeurs ontariens, mais nous voyons là une absolue nécessité de s'assurer que le Québec était à armes égales, à considération de livraison économique égale avec les régions limitrophes. Cette entente-là, elle a été entendue par l'ONE. Comme vous le savez, nous attendons une décision. Et si la décision est rendue de manière favorable, on vient d'établir un jeu de base qui est tout à fait favorable pour le Québec.

(10 h 18)

Il y a un certain nombre de conditions qui affairent à cette entente-là. Je ne veux pas rentrer dans le détail, mais je rappellerai que toutes les capacités, que tous les coûts de TCPL à l'intérieur du triangle dans cette entente-là sont couverts. Alors que ça soit la capacité excédentaire ou pas, tous les coûts de TCPL sont couverts.

L'entente, si elle est acceptée, ça va être une très belle affaire et une condition je dirais

absolue pour la poursuite de notre développement.

Mais voilà qu'arrive un autre projet, le projet Énergie Est qui, comme tout le monde le sait, est proposé par TransCanada au nom des producteurs de pétrole dans l'Ouest. Un projet qui vise à acheminer le pétrole de l'Ouest canadien vers le Québec, la Côte et, éventuellement, les marchés d'exportation.

Je tiens à le dire ici, je l'ai déjà dit et je le répète, Gaz Métro n'est absolument pas opposée à ce projet-là. Et d'ailleurs, avant que Ross Gerling en parle, avant que les producteurs de l'Ouest en parlent, avant que les producteurs de l'Ouest discutent des grands mérites de mettre une politique énergétique canadienne sur le « stage » de la Chambre de commerce de Montréal, j'ai évoqué le fait que de permettre au Canada de pouvoir valoriser son énergie c'était nationalement quelque chose qui était important pour le pays et pour toutes les provinces et pour tous les Canadiens. Alors je tiens à le mettre clair.

L'enjeu de ce projet-là, comme vous le savez, c'est qu'autant ça fait du sens de convertir des installations qui sont non utilisées, autant ça fait pas de sens de convertir une capacité qui est

complètement requise en période d'hiver, autant ça fait pas de sens d'enlever quelque chose qui est primordial à un système d'approvisionnement.

Il faut se poser la question, là, puis quand on prend un peu de distance, quand on regarde le triangle, là, tout le monde, sa mère et son chien, veut bâtir des capacités pour se connecter. Et ce projet-là ce qu'on propose c'est de nous enlever de la capacité. Au niveau de la tendance il y a quelque chose de fond ici qui ne fonctionne pas.

La capacité du tronçon est d'un point deux, un point deux pj par jour, TCPL se propose d'en retirer la moitié. Sur la foi d'un pseudo « open season ». Un « open season » dont je ne parlerai pas ici parce qu'on va en parler quand le projet va être déposé à l'ONE.

Puis TCPL est déjà au fait que, quand il va déposer son projet, les LDC du Québec et de l'Ontario vont déposer une plainte à l'ONE. Parce que la manière dont l'« open season » a été fait, a été fait pour sciemment étrangler le niveau de demande ferme qui allait être manifesté en imposant toutes sortes de conditions qui n'avaient pas de sens. Je ferme la parenthèse ici, ça sera un débat

à l'ONE.

Le fait est que cette capacité-là est requise. Le fait est que d'étrangler les approvisionnements du Québec ce n'est pas quelque chose qui est acceptable. Et le fait est que cette capacité-là aujourd'hui n'a pas besoin d'être convertie au gaz naturel.

Il faut se poser la question pourquoi on ne laisse pas au gaz naturel la ligne entre North Bay et Ottawa et qu'on ne bâtit pas pour le pétrole. Parce qu'a priori, ça coûte, si on a à construire des actifs, on est aussi bien de laisser l'actif qu'on convertit pour rebâtir que de convertir ce qui existe. Ça serait simplement logique.

Le pire dans tout ça c'est que, non seulement on aurait, pas on va avoir parce qu'on va se battre jusqu'au bout que ça n'arrive jamais, mais on aurait moins de capacité et le tout coûterai plus cher. Et, au passage, parce qu'on bâtit pour nous alors ce que ce n'est pas le cas, on n'a pas demandé de construction spécifique, là, mais on nous dit : « On va bâtir pour vous. Àlors vous allez, évidemment, signer des contrats de très long terme. Puis, évidemment, si le gazoduc coûte plus cher que ce qu'on pensait, bien, c'est vous

autres qui allez payer pour ça. »

Alors on est dans une situation je dirais de l'absurde. On dirait qu'on est « En attendant Godot ». Cette situation-là est d'autant plus, est d'autant plus préoccupante, et je ne comprends pas l'approche clientèle de TCPL. « We're in business to deliver. » C'est leur affaire « in business to deliver ». Nous, ça fait quarante (40) ou cinquante (50) ans qu'on est client de chez eux et tout à coup on nous dit : « Vous avez peut-être pas besoin tant que ça de nous autres. » Étrange! Qu'il y ait du gaz naturel partout autour, on est tous d'accord avec ça. Ce qu'il faut c'est il faut être capable de l'amener jusque chez nous.

Notre propos est simple. Gardez-nous neutres. Faites les choses de manière transparente. “Laissez-nous tranquille”. Bâtissez vos affaires, on va vous aider, on va vous appuyer. On va toujours être là. Mais on nous ignore. Et on s'est fait dire récemment « litigation is unvoidable ». Ça nous attriste, mais c'est important que le gouvernement comprenne ce qui est en train de se passer et je pense que ça sous-tend le mandat qui vous a été donné.

Si jamais ce projet-là devait en arriver là

où on pense, si jamais les gens n'ont pas la capacité à l'intérieur d'un nouvel « open season » où on jouerait visière levée en disant : « Moi, TCPL, je m'apprête à enlever des capacités pour Énergie Est. Que ceux qui veulent « firmer-up » leurs capacités le fassent. » À défaut de ça, on pourrait se retrouver dans un moment où, alors que le Québec veut réduire ses émissions de gaz à effet de serre puis améliorer son économique, on pousserait les industries à s'interrompre encore davantage, à utiliser encore plus de mazout, à payer pour ça puis à émettre.

Mais, moi, je refuse que Sainte-Justine paye plus cher pour son gaz naturel parce que l'Ouest canadien veut exporter son pétrole sur les marchés internationaux. Je ne dis pas qu'il faut en retirer un bénéfice. Laissez-nous, laissez-nous dans une situation dans laquelle on est aujourd'hui.

Le fait est que, plus on avance dans ce projet-là, plus il est clair que TCPL veut interfinancer le projet d'exportation à l'huile avec les clients du gaz naturel. Eh bien, qu'il le dise en autant de mots. On va s'asseoir puis on en discutera. Mais, présentement, ce n'est pas du tout

comme ça que c'est présenté. Ça nous est présenté comme un fait accompli.

10 h 24

TCPL s'est trompée, s'est trompée sur l'ampleur des besoins, de l'évolution des besoins, s'est trompée dans sa manière de faire, en n'étant pas transparent dans son dernier « open season ». Il s'est trompé, très certainement, sur les coûts de construction puis Patrick pourra vous en parler. Et là tout le monde réalise que, s'il faut qu'ils rebâtissent pour le gaz, la dimension du gazoduc va devoir être beaucoup plus importante puis les coûts vont devoir être beaucoup plus importants qu'ils étaient. Et là TCPL et les producteurs se pointent, se regardent entre eux, il dit : « Qu'est-ce qu'on fait avec ça? » Et nous, le Québec et l'Ontario, on se ramasse le ballon de football dans une game qui n'est pas la nôtre. C'est ce qui est devant vous. Et je vais laisser maintenant à Patrick vous expliquer les dessous et les tenants de ce projet.

M. PATRICK CABANA :

Je vais... Bonjour. Je vais me permettre de vous apporter certaines précisions sur, je crois, des questions qui ont été soulevées ou des questions, je crois, qui sont d'intérêt pour rendre une

opinion sur... à la question qui vous a été demandée.

Je crois que vous avez... Je vais me permettre de débuter en vous disant que vous avez vu très juste. Quand les gens se présentent ici, ou les experts, en se disant qu'il va y avoir, pour Gaz Métro, un ensemble d'alternatives potentielles, qu'il va y en avoir du gaz à Dawn, bien, je vous dirais que ce n'est pas au coeur de ce qui est au débat à l'heure actuelle. Ce débat-là, on l'a eu, si vous vous rappelez, il y a plus d'un an, quand on a décidé de transférer nos approvisionnements à Dawn. On s'est tous entendus pour dire : « Du gaz, il va y en avoir de disponible puis c'est bien puis c'est logique de faire le transfert. »

Puis on s'est dit, à ce moment-là, pour le Québec, le Québec a le droit, pour pouvoir compétitionner sur le même niveau que les marchés environnants, d'avoir accès aux mêmes avantages, éventuellement. Ça, on s'entend tous là-dessus.

Ce qui est au coeur aujourd'hui de la discussion puis de la réflexion c'est : Comment est-ce qu'on va faire pour acheminer ce gaz-là sur notre territoire? Puis vous avez vu juste également dans vos questions, je vois que vous... dans le

fond, vous avez devancé un petit peu le message qu'on voulait véhiculer. Avec l'entente, le Settlement, i l y a deux scénarios possibles. On a passé trois semaines dans l'Ouest canadien avec TCPL à présenter le scénario ainsi à l'office.

Sans le Settlement, on a parlé de chaos et on s'est entendus, de part et d'autre, pour dire que ce serait le chaos. Le chaos pour le marché, le chaos pour le Québec, le chaos pour TCPL. O.K.?

Avec le Settlement, bien, il y a des ententes commerciales qui font en sorte que la seule personne qui va pouvoir nous desservir c'est TransCanada. Parce qu'on s'est entendus, dans des clauses commerciales, pour dire il n'y a pas de by-pass possible, s'il y a du Shale gaz qui arrive au Québec... vous l'avez soulevé, s'il y a du shale gaz qui arrive au Québec, bien, il va falloir quand même payer notre part des frais du mainline.

Alors, la question est : Est-ce que TCPL va avoir suffisamment de capacité pour nous desservir au moment opportun? Puis qui va payer cette facture-là, éventuellement?

Vous avez fait référence un petit peu... puis on parle de manque de capacité de transport possible. Manque de capacité de transport. TCPL va

livrer des messages, puis Énergie Est, en disant : « Nous vous garantissons que vous allez avoir les capacités de transport au moment opportun avant de faire le transport... avant de faire le transfert à l'huile, éventuellement. »

Ce qu'il est important de comprendre c'est que TransCanada a fait un « open season » en deux mille seize (2016). Comme Sophie l'a expliqué, il le fait dans des conditions dont nous allons débattre à l'Office éventuellement parce qu'elles sont problématiques, les conditions qui avaient été imposées au marché à ce moment-là.

Mais nous, ce qu'on leur dit, à TransCanada et au projet Énergie Est, c'est, nous, on a des capacités autres, on n'est pas les seuls, à l'Office, la semaine dernière, il y a d'autres « shippers », dans l'est, qui ont dit : « Nous, on a des besoins qui sont non comblés à l'heure actuelle, on aimerait « firmer up », on n'a pas la capacité. » Ce qu'on demande à... au Projet Énergie Est c'est de lancer un nouvel « open season » une fois que la décision va avoir été rendue à l'Office. Puis que ça va être clair dans quel environnement réglementaire on va évoluer dans le futur. Émettez un nouvel « open season », faites

une vraie évaluation de la demande ferme, des vrais besoins dans l'est puis par la suite vous pourrez évaluer quelle capacité va pouvoir être transférée au projet à l'huile. Mais ça nous est refusé. Ça nous est refusé pourquoi? Ça nous est refusé parce que ça pourrait créer une pression économique sur le projet à l'huile.

C'est important que vous compreniez ça parce que, de notre côté, ce qu'on essaie de faire c'est on a des gens qui se présentent devant nous puis qui nous disent : « Il n'y a pas de problème », puis qui font... je vous dirais... je prends une analogie souvent pour dire, moi, des fois, très clair, un vendeur cogne à ma porte, il y en a qui sont très habiles, il y en a qui sont moins habiles. Il y en a que je peux écouter pendant une heure puis qui vont me présenter des hypothèses puis qui vont être sur le point de me convaincre. Quand, en bout de ligne, je leur demande les questions fondamentales, par exemple, s'ils veulent me convaincre d'investir dix mille dollars (10 000 $) dans un produit, puis je leur dis : « Toi, est-ce que pourrais investir avec moi? C'est tellement bon, tu y crois, il n'y a pas de risque dans ce que tu me dis, ça va générer des

économies pour tout le monde. Es-tu près, toi aussi, à investir avec moi? » Si la réaction du vendeur, au bout de la ligne, c'est de me dire : « Jamais, j'aurai beaucoup trop de risques puis je ne veux pas... je ne veux pas faire ça », moi, ce que je vous soumets respectueusement c'est qu'il y a un problème.

Quand TCPL nous dit... le Projet Énergie Est nous dit : « Il n'y a pas de problème »... et je vous le soulève ici, là, je lisais, hier, les transcript de ce que nous avons dit avec TransCanada à l'Office au cours des trois dernières semaines.

À quatre occasions, le président de TCPL a dit, sur le banc : « Le projet Énergie Est devrait générer des baisses de tarifs pour les marchés gaziers. Il devrait générer des baisses de coût. » On est tous heureux. Quand, en bout de ligne, on pose la question fondamentale, que je vous soumets qui est la question fondamentale à poser à TransCanada : « Si vous y croyez, si toutes les hypothèses que vous nous dites sont bonnes, sont les bonnes, pourquoi que vous n'êtes pas capables de nous garantir, avant de faire le transfert, qu'au moins il n'y aura pas de hausses de tarifs

pour les expéditeurs dans l'est dues à votre projet à l'huile? »

(10 h 30)

Bien, je vous soumets respectueusement que la réponse est : on n'est pas prêt à prendre ce risque-là. On ne peut pas... on ne peut pas se commettre parce que ce serait trop grand comme risque à prendre au niveau du projet à l'huile.

Pourquoi? Parce qu'actuellement, vous l'avez vu, j'ai vu dans l'analyse, je vais vous en glisser quelques mots tantôt, les coûts de construction sont évalués par TCPL. Vous savez comment est-ce que c'est des coûts de construction? Je vais vous donner un exemple concret.

Dans l'entente sur le règlement pour Kingsnorth, on avait évalué des coûts de construction aux alentours de deux cents millions de dollars (200 M$). On est en... on n'a pas commencé les travaux encore. TCPL n'a pas commencé les travaux. On est rendu à trois cents millions (300 M). À la fin des travaux, est-ce que ça va être cinq cents millions (500 M)? On ne le sait pas.

Je vous soumets respectueusement que le un point un milliard (1,1 G) qu'ils ont prévu

d'investissement, ou si éventuellement ils ont besoin - parce qu'ils font un « open season » - que ce soit deux, pourrait se ramasser en bout de ligne à être trois ou quatre milliards (4 G). On ne le sait pas. On ne le sait juste pas ce qui va arriver. Ce qu'on nous dit du côté du Gaz, nous, c'est : « Écoutez, vous êtes opérateurs, vous faites les estimés. Garantissez-nous qu'en bout de ligne ce risque de construction-là, ce n'est pas le gaz naturel qui va l'assumer. C'est le projet à l'huile. » La réponse est : « Non. » On a beau se faire convaincre par des hypothèses puis des experts qui nous disent : « Il y en n'aura pas de problèmes; on pense que ça va bien aller. »

En bout de ligne, je vous suggère que si la personne qui est derrière se dit « Moi, je ne suis pas prêt à le prendre ce risque-là, » c'est probablement parce que ce risque-là est trop grand à prendre pour le gaz naturel également. Surtout que ce n'est pas nous qui contrôlons, ce n'est pas nous qui avons les chiffres, ce n'est pas nous qui avons toutes les données entre nos mains. Ça fait que la...

En résumé, il y a deux questions très simples, puis on peut avoir, puis on en a eu durant

les dernier mois, des débats à bien des égards sur quelles étaient les probabilités les plus grandes d'un scénario, qu'un scénario se matérialise; quelles étaient les probabilités qu'un des distributeurs américains décident de délaisser le système éventuellement. Puis on peut en parler pendant une année. On l'a fait d'ailleurs. La réalité, c'est qu'on va avoir des experts qui vont se contredire. Nous, tout ce qu'on leur dit, c'est : « C'est un faux débat. » Faux débat, ce n'est pas quelle hypothèse a le plus de chances de se matérialiser; le débat est vraiment, peu importe le scénario. Vous avez un projet à l'huile, puis on veut le soutenir. Garantissez-nous qu'il n'y aura pas d'impact à la hausse sur les prix en bout de ligne, puis que vous ne nous faites pas supporter un risque au gaz naturel qui ne devrait pas être supporté par le gaz naturel.

Soyez cohérents avec les messages que vous avez véhiculés à l'Office national depuis trois semaines avec nous. Je vous en donne un autre, parce qu'il y en a plusieurs, puis éventuellement on va avoir ces discussions-là très détaillées à l'Office national de l'énergie dans le cadre d'Énergie Est, éventuellement. L'Office a posé une

question à TransCanada, les régisseurs. Une fois qu'on a toute fait notre démonstration pour l'entendre, ils ont dit : « Écoutez, on conçoit que le Settlement va changer l'environnement réglementaire au Canada par la suite. Est-ce qu'il serait juste, une fois que la décision va être rendue, de donner un délai de grâce à tous vos expéditeurs pour qu'ils se requestionnent sur l'à-propos de contracter, puis quelle va être leur décision adéquate dans le futur de demeurer avec TransCanada ou non, parce que l'environnement va changer de façon importante».

Et TransCanada, on est heureux puis on a soutenu le message, a dit : « Oui, on considère que c'est logique et raisonnable, une fois que la décision va être rendue, de permettre au marché, avant de prendre des décisions pour «firmer up» de contracter pour des dix (10) ans, quinze (15) ans, de savoir dans quoi ils vont s'embarquer éventuellement. »

Alors, on est complètement d'accord et on s'est... on était en parfait accord. Pourquoi ici, dans cette... aujourd'hui au Québec, une semaine plus tard, on est en train de s'obstiner sur exactement... c'est les mêmes débats. On n'en parle

pas. Du côté de TranCanada et de Énergie Est, on essaye d'éviter éventuellement. Si on était cohérent avec ce qu'on a dit il y a trois semaines, on serait ici aujourd'hui, puis TranCanada mentionnerait : « Bien, il y en a pas de problème. Il y a peut-être une erreur; peut-être qu'on a sous-évalué les besoins fermes, puis on va faire les choses comme elles devraient être faites. » Ce n'est pas à ça qu'on se butte à l'heure actuelle.

Vous avez mentionné d'entrée de jeu au départ, vous invitiez les gens à vous donner des commentaires sur la petite analyse qui avait été produite. Je vais... je l'ai regardée hier soir. Je vais en profiter pour faire un petit clin d'oeil au gouvernement du Québec, à l'Office, qui est venu faire un très bon travail pour supporter l'entente, mais qui a apporter un ensemble de messages très importants. Puis, un des messages importants, qui va être mon introduction avant de donner le commentaire sur ce document-là, c'était que le Settlement était là principalement parce qu'à l'heure actuelle, le Québec était désavantagé par rapport aux autres marchés.

Puis, le gouvernement du Québec comprenait très bien que le Settlement , c'était pour nous

donner accès, puis donner accès à nos industriels, à notre économie d'avoir accès aux mêmes avantages pour compétionner puis éviter que les industries éventuellement se déplacent vers d'autres marchés.

Alors, à la base, ce qu'il faut comprendre, c'est que le Settlement et Énergie Est, c'est deux projets distincts. C'est deux choses distinctes. Le Settlement nous ramène sur la même plate-forme. On va compétitionner avec les marchés environnants sur la même base.

Quand j'ai lu l'analyse hier qui a été produite, je vois qu'on fait un lien entre le Settlementet Énergie Est, puis je semble comprendre qu'on dit que le Settlement va créer des économies. (10 h 36)

Je serais malheureux de comprendre que, étant donné qu'il va avoir des économies qui vont être générées qui nous ramènent exactement sur le même pied que les autres marchés, qu'on se dise : « Bien, étant donné qu'on va générer des économies par rapport à la situation actuelle, on va en prendre une partie pour financer un projet à l'huile. »

Je vous soumettrais que ça serait même odieux de notre part d'accepter ça, on se bat depuis deux ans pour que le Québec ait accès aux

1 mêmes opportunités aux mêmes coûts qu'ailleurs pour
2 conserver nos industries puis là, on dirait :
3 « Bien, ce n'est pas un problème, on va financer
4 puis on va aider du côté à l'huile... »
5 Puis si je me permets, je pense que je vais
6 me permettre, du côté à l'huile, ce qu'il faut
7 comprendre, c'est que le taux de rendement puis le
8 rendement des investisseurs, ce n'est pas limité
9 par un régulateur, chaque dollar que le marché
10 gazier au Québec ou le marché dans l'Est va dire :
11 « Bien, c'est correct, on va financer le projet a
12 l'huile », il s'en va où, cet argent-là, vous
13 pensez? Il ne s'en va pas nécessairement pour une
14 clientèle à l'huile, il s'en va pour enrichir
15 éventuellement un investisseur à l'huile puis
16 améliorer les perspectives financières d'un
17 investissement comme celui-là. Je vous soumets,
18 cette base-là, il faudrait l'éviter, O.K., il ne
19 faut pas faire la comparaison et un lien entre le
20 Settlement et Énergie Est.
21 Deuxième point que j'aimerais soulever ici,
22 on sait depuis le départ qu'il y a une possibilité,
23 puis je dis bien une « possibilité » parce qu'on ne
24 s'entend pas dans le marché, les distributeurs
25 américains pourraient éventuellement, dans le

futur, dans les prochaines années, quitter le Triangle de l'Est.

Alors il y a eu de nombreux débats la semaine dernière, vous aviez des « shippers », des distributeurs qui étaient là, sur place, qui ont essayé de convaincre l'Office qu'ils seraient là puis qu'ils demeureraient dans le Triangle parce que l'avantage économique va être là pour eux. Ils ont un avantage, la diversification de leurs chemins de transport est un élément important puis qu'ils demeureraient dans le Triangle.

Vous en avez d'autres joueurs qui m'ont dit : « Bien, il y a des probabilités qu'ils s'en aillent. » La réponse, c'est qu'on ne le sait pas. Peu importe qui va vous dire, les gens, ils vont dire : « Il y a une probabilité puis ils vont vous le vendre », on ne sait pas ce qu'ils vont faire éventuellement.

La réalité cependant, c'est qu'on ne peut pas prendre une décision avant que ces gens-là aient pris leur décision de renouveler ou non. On ne peut pas prendre pour acquis que cette capacité-là peut disparaître puis que, éventuellement, s'ils n'ont pas pris la décision qu'on pensait qu'ils prendraient, bien, on rebâtira. TransCanada

rebâtira pour nous, puis TransCanada rebâtira avec des délais de trois ans, je vous soumets que le délai imparti par le Settlement, ce que TransCanada demande au marché, c'est un délai de trois ans pour rebâtir éventuellement. Je pense qu'il faut vraiment réaliser ça.

Il y a deux scénarios qui nous ont été présentés ici, il y a un scénario où on présente, dans le premier scénario, qu'il y aurait une augmentation de la base de tarification si la ligne, éventuellement, est retirée. Puis j'ai un autre scénario ici qui fait, qui démontre l'impact, les coûts qui vont être générés si les distributeurs de l'Est quittent le « main line » éventuellement et le Triangle de l'Est.

Dans une première étape, si vous voulez faire ce genre d'analyse-là, je pense qu'il faut faire la même hypothèse dans les deux scénarios puis se dire : si les distributeurs de l'Est quittent, il va avoir un impact sur le coût pour Gaz Métro éventuellement, et dans les deux scénarios. Ce scénario-là existe indépendamment de ce qui va se passer sur Énergie Est. Alors il va y avoir un impact à la hausse sur les coûts.

La deuxième question qu'il faut se poser,

c'est s'il y a un impact à la hausse sur les coûts parce qu'il y a moins de « billing determinants », dans quelle situation est-ce que Gaz Métro puis le distributeur dans l'Est vont être le mieux et le plus sécures? Bien, c'est dans la situation où le « rate base » va être le plus bas possible. Parce que si on diminue l'utilisation du système, ce qui va créer un poids sur les tarifs éventuellement pour tous les « shippers » dans l'Est, c'est de rajouter de la base de tarification de façon importante.

Puis je vous soumets qu'il y a certains scénarios proposés par, dans le plan proposés par TCPL qui pourraient faire augmenter la base de tarification, j'ai vu certains chiffres que vous soumettez à quelques centaines de millions de dollars, je peux vous dire qu'il y a des scénarios que c'est beaucoup plus élevé que ça, puis ça peut se rendre à deux milliards de dollars (2 G$), O.K., ça fait que quand on parle de risques de construction, ce n'est pas aussi facile tout le temps puis ce n'est pas toujours aussi rose que ce qu'on vent présenter éventuellement.

Ceci conclut mes quelques commentaires à cette étape-ci.

LE PRÉSIDENT :

Comme on l'a fait depuis le début, la Régie va prendre une pause d'une quinzaine de minutes, on vous revient avec l'ajustement de nos questions. Merci.

PAUSE

REPRISE DE L'AUDIENCE

LE PRÉSIDENT :

Rebonjour, mesdames, messieurs. La Régie s'excuse du délai, on a eu à revoir certaines questions.

Q. [1] Madame Brochu, je vais commencer concernant l'open season, le dernier qui a eu lieu en novembre deux mille treize (2013) et pour lequel vous avez fait part de votre insatisfaction. Nous autres, on a un avis, comme vous le savez, à présenter au ministre et j'ai l'impression qu'on aurait, j'ai l'impression qu'on aurait besoin d'un peu plus d'information sur les caractéristiques de cette open season, vous parlez d'open season à vision, à visière levée? C'est quoi les conditions, là, d'un open season plus acceptable, plus transparent?

R. Je vais... je vais laisser mon collègue Patrick répondre à cette question-là, il va pouvoir mettre

les choses en perspective par rapport à ce qui se fait dans les meilleures pratiques.

Q. [2] Parfait.

M. PATRICK CABANA :

R. Je pense qu'on va débuter avec le règlement qu'on avait signé ensemble, le Settlement, tel qu'on l'avait présenté d'ailleurs ici. À l'époque, vous vous rappelez que dans... quand on a signé le Settlement avec TransCanada, il était très clair que toutes les considérations reliées à Energy East devaient être mises de côté, ne devaient pas être considérées à l'émission de l'open season. Ce qui veut dire que quand l'open season a été émis, le besoin était pour TransCanada et pour nos besoins, d'évaluer quelles sont les capacités courte distance qui doivent être rebâties pour pouvoir rebâtir éventuellement dans le triangle de l'Est pour pouvoir desservir et permettre le transfert du long haul vers le short haul. La problématique est intervenue, je vous dirais, d'un point de vue formel quand l'open season a été émis, tout fonctionnait bien au niveau de ce qu'on voyait à l'intérieur du document émis par TransCanada, respectait les règles. Où est-ce que c'est devenu problématique, c'est que TransCanada a envoyé un

1 média release pour indiquer, puis dans le marché a
2 passé le mot en disant, « vous savez qu'Energy East
3 s'en vient éventuellement » puis, disons, laissait
4 planer des doutes à l'effet que, bien,
5 éventuellement, un jour, on va transférer de la
6 capacité. Ce qui était point A à l'extérieur du
7 cadre qu'on s'était entendu de façon commune.
8 Le plus grand problème survient au moment
9 où TransCanada a eu des gens qui ont fait des
10 demandes d'offres très spécifiques, des demandes
11 pour obtenir de la capacité. TransCanada s'est
12 dit : Moi, je considère que le projet Energy East
13 c'est comme un fait accompli. Pour moi, c'est fait.
14 Même si la demande n'a pas été traitée à l'Office
15 national de l'énergie, je considère que je vais
16 devoir rebâtir pour l'équivalent de peut-être un
17 point cinq milliards (1,5 G) d'investissement de
18 remplacement. Puis ceux qui ont demandé des
19 capacités dans une petite section comme Gaz Métro,
20 je vais leur demander des garanties financières
21 pour couvrir les coûts de remplacement du futur
22 projet Energy East à être autorisés
23 éventuellement.
24 De façon concrète, ça a fait comme, pour
25 quelqu'un comme Gaz Métro, des projets qui étaient

évalués à peut-être quelques centaines de millions de dollars dans le triangle de l'Est. Les trois distributeurs ont eu à donner pour environ un milliard (1 G) de garanties de « back stop agreement ». Ce que ça a fait, puis je vous inviterais à poser la question à IFFCO, ce que ça a fait, pour un client comme IFFCO puis qui voulait lui-même avoir ses propres capacités, bien il s'est dit : Moi, je ne suis pas capable de lever. Si tu n'es pas un distributeur, il n'y a personne dans le marché qui est capable, éventuellement, de signer avec des garanties aussi élevées qui sont exigées. Puis à l'époque, toutes les avenues étaient sur la table, à savoir est-ce qu'on doit déposer immédiatement une plainte à l'Office? De quelle façon? Parce que l'open season fait en sorte qu'il ne rend pas accessibles ces capacités-là à l'ensemble du marché. Il impose un fardeau, au départ, à l'ensemble du marché.

Ce qu'il faut mentionner également, c'est qu'il y a eu une pression qui a été exercée sur les différents expéditeurs qui voulaient signer ces ententes-là. Je vais prendre le cas de Gaz Métro et des distributeurs dans l'Est. Au moment de signer, on s'est fait dire : Il va falloir que vous nous

fournissiez des garanties parentales et des « back stop agreement » pour des centaines de millions de dollars. On a commencé à poser des questions pour dire, puis on était à quelques jours de la date ultime pour signer l'open season, on s'est fait poser des questions à l'effet... on s'est fait dire : Si vous ratez la date, éventuellement, vous n'obtiendrez pas les capacités dont vous avez besoin. Ça fait que là, on a la menace de ne pas avoir les capacités, éventuellement, qu'on a besoin, mais on n'a pas reçu les explications justifiant l'ampleur des montants qui nous étaient exigés. À l'époque, très clairement, ce qu'on a mentionné, puis je l'ai fait personnellement pour dire : Écoutez, on est obligé, parce qu'on est pris en otage, de signer parce qu'on ne peut pas prendre la chance de ne pas avoir des capacités pour desservir notre marché, mais on va aller éventuellement discuter de ça à l'Office national de l'énergie parce que les montants de garantie qui ont été exigés ne respectent pas les normes, ne sont pas faits de la bonne façon puis restreignent le marché d'obtenir des capacités.

TransCanada, à l'heure actuelle, se promène en disant : Vous avez eu la chance... puis j'ai

entendu ce matin Concentric mentionner, puis je vois dans son rapport également, « Le marché a eu la chance éventuellement de contracter les capacités puis de faire ses demandes à TransCanada. » Le marché n'a pas eu la chance parce que ce qui a été fait de l'autre côté, c'est que celui qui détenait tous les outils pour imposer des conditions l'a fait, clairement en contradiction avec l'entente qu'on avait signée. Alors... bien vous avez un bon portrait de ce que c'est.

Q. [3] Donc, c'est très hypothétique. S'il y avait un deuxième open season...

R. Oui.

Q. [4] ... sur le même tronçon, est-ce que, donc, au lieu de se ramasser avec deux mille six cents...

R. Excusez, j'ai de la difficulté à vous comprendre.

Q. [5] Oui. S'il y avait un deuxième open season sur ce tronçon-là...

R. Oui.

Q. [6] ... est-ce que Gaz Métro est d'accord pour que les capacités retenues, là, après un open season, donc une augmentation de capacités ferme pour que les travaux, pour que les investissements de TCPL ou que les capacités de TCPL soient engagées en fonction justement du résultat de ce nouvel...

(11 h 25)

M. PATRICK CABANA :

R. Oui.

Q. [7] ... d'un éventuel open season.

R. Le but puis la façon normalement de procéder complètement en accord avec les messages qu'on a véhiculés à l'Office, c'est de dire il faudrait qu'il y ait un nouvel open season pour deux mille dix-sept (2017) qui a été mis immédiatement après la décision.

On sait à l'heure actuelle, il y a de l'intérêt. Différents joueurs ont dit et répètent depuis six mois qu'ils ont des besoins de capacités fermes au-delà du dernier open season. Puis les chiffres qui sont véhiculés on parle de centaines, on parle entre quatre cents (400 000) et cinq cent mille gigajoules/jour (500 000 Gj/j) supplémentaires que les gens ont besoin immédiatement puis qu'ils attendent ce nouvel open season là pour pouvoir signaler à TransCanada qu'ils ont des besoins réels.

Alors, une fois que l'open season va s'être matérialisé, que la décision, après la décision, les gens vont contracter. Il faut s'assurer, puis on va s'en assurer éventuellement aussi avec

l'Office national, que les conditions qui vont être imposées, qu'on ne retombe pas dans un mode qui restreint l'accès.

Si TransCanada, par exemple, un autre joueur comme IFFCO se présente, parce qu'il y en a d'autres, puis se dit : « Moi, j'ai une barrière à l'entrée et je voudrais bider pour avoir des capacités, mais on m'impose de donner des back stock agreements pour un milliard (1 G), un demi-milliard (,5 G), sur la base de je ne sais quoi », bien, ça constitue un frein puis ça serait encore problématique.

Alors ce qu'on mentionne c'est qu'il ne faudrait pas recréer ce problème-là. Il faudrait qu'il y ait un open season qui soit émis avec des conditions raisonnables à la lumière de la nouvelle décision. Et, par la suite, TransCanada pourra faire l'évaluation de l'excédent de capacité.

Mme SOPHIE BROCHU :

R. Ça fait que la réponse c'est oui, on est prêt à vivre avec ça. Mais bien fait.

Q. [8] Bien fait.

R. Transparent.

Q. [9] Vous estimez la demande ou les besoins additionnels à combien pour...

M. PATRICK CABANA :

R. Pour Gaz Métro?

Q. [10] Pour Gaz Métro, c'est ça.

R. Pour Gaz Métro, à l'heure actuelle...

Q. [11] Pour la franchise.

R. ... il y a environ... Il faut se rappeler que TransCanada demande un délai de trois ans pour bâtir. Alors il faut prendre en considération nos besoins pour les trois prochaines années. Il nous manque aux alentours de cent soixante-dix mille gigajoules/jour (170 000 Gj/j) à l'heure actuelle de besoins qu'on voudrait « firmer-up ».

Ce qu'il faut réaliser c'est que, même si au cours de l'hiver on a réussi, puis c'est un point important. Actuellement, au moment où on se parle, il n’y a aucune capacité ferme, long haul ou short haul, qui sont disponibles pour Gaz Métro.

Alors on est allé cet hiver contracter sur le marché secondaire avec des prix très élevés. Le but, éventuellement, c'est de remplacer ces capacités-là également par de la capacité ferme pour diminuer les coûts au maximum.

À l'heure où on se parle, on parle d'environ cent soixante-dix mille gigajoules/jour (170 000 Gj/j) de besoins pour Gaz Métro seulement.

Vous avez... On a des discussions également avec Union, Enbridge et d'autres joueurs, des distributeurs américains et des « power generators » en Ontario qui ont également des besoins élevés puis qui voudraient avoir la chance de pouvoir le demander au moment opportun, avant que le transfert s'effectue.

Q. [12] Merci, Monsieur Cabana. Madame Gagnon.

INTERROGÉS PAR Mme FRANÇOISE GAGNON :

Q. [13] Françoise Gagnon pour la Régie. Alors, moi, à la page 44 du mémoire, cette question-là va peut-être s'adresser un peu plus à monsieur Morel. Vous avez dit qu'avec le projet Énergie Est il va y avoir une diminution de capacité de transport. Il va y avoir un déséquilibre dans l'offre et la demande durant l'hiver. Puis vous dites que ça va amener une pression importante à la hausse des prix du gaz à Dawn.

Est-ce que vous pouvez expliquer comment une réduction de la capacité de transport va provoquer une hausse du prix? Parce qu'avec le projet Énergie Est il va y avoir le King's North qui va se faire aussi? Alors j'aimerais vous entendre là-dessus.

M. FRÉDÉRIC MOREL :

R. J'ai pris le temps de relire l'extrait. On précisait pas que la hausse de prix serait à Dawn, je crois. Donc, en journée de pointe on a des clients qui obtenaient du gaz d'appoint contre une interruption notamment. Donc, des livraisons additionnelles qui sont faites directement au territoire de Gaz Métro.

Donc, on parle de capacité dans les zones de marché et non pas la capacité au bassin de production ou au « hub » comme Dawn est un « hub ». Donc, avec moins de capacité pour amener du gaz vers les différents points de marché, que ce soit Iroquois, que ce soit la franchise de Gaz Métro ou la franchise d'Enbridge, nécessairement, si la demande se maintient et on ne voit pas de diminution de la demande et que l'offre diminue, l'automatique c'est qu'il y a une hausse de prix pour essayer de décourager certains acheteurs et de les pousser à cesser de consommer.

Donc, pour nous c'est ça la dynamique de prix qu'on va voir en journée de pointe avec une réduction des capacités de transport vers le marché.

M. PATRICK CABANA :

R. Si je peux me permettre de donner un exemple concret de l'hiver passé. On a eu la même question à l'Office qui nous ont dit : « Qu'est-ce qui s'est passé l'hiver passé? » Que les contraintes de capacités soient créées artificiellement par un projet comme Énergie Est ou qu'elles soient le fait d'un hiver extrême comme l'hiver passé, les coûts sont majeurs. Entre les trois distributeurs l'hiver passé, pour un hiver on parle de coûts supplémentaires d'environ un milliard de dollars (1 G$) à supporter par les provinces de l'Ontario et du Québec parce qu'il y a eu des contraintes de capacités à un moment donné.

(11 h 30)

Parce que comme Frédéric vient de l'expliquer, au moment où ça arrive, quand les gens se battent pour obtenir des capacités, il y a des contraintes et il faut qu'il y ait une destruction de valeur. Le fardeau, pour les distributeurs comme nous, c'est qu'on doit trouver des solutions éventuellement. On doit desservir nos marchés. Alors, il faut trouver les capacités, il faut trouver les façons de desservir et ça coûte très cher.

Q. [14] J'aurais une deuxième question. Alors, c'est

dans le mémoire, à la page 36, vous dites qu'il y a des délais dans la mise en oeuvre de l'entente. Donc, il va y avoir des incertitudes dans les marchés, le risque pour la sécurité d'approvisionnement. Puis je vais citer juste un petit passage qui dit :

> Les répercussions de ces délais sont négatives pour le Québec ainsi que pour l'ensemble de l'industrie gazière canadienne. Ces délais menacent l'implantation de nouvelles industries au Québec.

Alors, pouvez-vous élaborer sur votre affirmation sur les délais de l'entente et leur lien avec l'implication de nouvelles usines?

Mme SOPHIE BROCHU :

R. Écoutez, évidemment, Gaz Métro, comme distributeur, est en discussion puis en conversation avec différents industriels qui veulent s'implanter au Québec. Vous aurez l'occasion de rencontrer, cet après-midi, les gens d'IFFCO. Vous dire les méandres qu'il a fallu traverser puis qui ne sont pas finis de traverser... Parce qu'un projet industriel qui arrive au Québec, l'incertitude... s'il y a une incertitude sur les capacités de

transport, ça se transpose automatiquement sur la capacité de financer du projet. Alors, hier, en parlant d'avant-hier, quelqu'un qui voulait s'implanter au Québec : « Est-ce qu'il y a du gaz naturel? - Oui. - Est-ce qu'il y a des capacités de transport suffisantes? - Oui. - Quel est le tarif de transport? - Il est X. - Quel est le tarif de distribution? - Il sera Y. » Il s'en va au « Banking Agreement » puis il s'en va financer son projet.

Aujourd'hui, les banquiers disent : « Vas-tu en avoir de la capacité? Quand? Combien? Qu'est-ce que ça va coûter? » Ça, présentement, là, c'est une chape de plomb qu'on a par-dessus nous pour la suite des choses dans le contexte actuel, tant que le Settlement n'est pas réglé parce qu'on ne sait pas quels sont les tarifs qui vont être applicables. C'est impossible de faire ce qu'on appelle un « Banking Agreement » pour un projet industriel. Je vous encourage à parler avec les gens d'IFFCO parce que, évidemment, après ça, nous, on parle aux banquiers puis on leur dit : « Bien, écoutez, voici ce qui peut se passer, l'univers des possibilités. » Mais il n'y a pas personne qui va faire un chèque de un milliard (1 G) ou de un

milliard cinq cents (1,5 G) puis qui va amener un financement à un projet qui va consommer vingt-deux (22) Bcf quand il ne sait pas ce que ça va coûter pour le transport. Puis quand est-ce que ça va être construit? Puis si ça prend trois ans, est-ce que ça peut prendre trois ans et trois mois ou trois ans et six mois?

Alors, on est dans une incertitude présentement qui est très largement sous-estimée et c'est pour ça qu'il faut que le Settlement arrive en place le plus rapidement possible. Et c'est pour ça qu'il faut lever l'incertitude avec Énergie Est parce que Énergie Est fait juste exacerber cette incertitude-là : « Il va y en avoir combien de capacité? Combien ça va coûter? Qui va prendre le risque? Quand est-ce que ça va arriver? » Personne ne sait ça. Alors, moi, si j'étais promoteur du projet, je donnerais le plus de certitudes possibles à tout le monde le plus rapidement possible. Stratégie opposée, c'est leur choix. Résultat, on verra.

Q. [15] Parfait. Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Pilotto.

INTERROGÉS PAR M. LAURENT PILOTTO :

Q. [16] Bonjour à tous. Ma première question, je vais essayer de remonter une dizaine d'années en arrière. Parce que je me souviens...

Mme SOPHIE BROCHU :

R. Quand on s'appelait Gaz Métropolitain.

Q. [17] Non, non, non. Non, non, vous vous appeliez Gaz Métro déjà. Je me souviens, j'étais responsable du gaz naturel de l'autre côté du corridor puis, entre autres, on traitait les ajustements semestriels des tarifs de transport. Je me souviens avoir eu des ajustements à faire approuver qui résultaient d'un processus d'entente négociée, il y avait un groupe de travail, hein, qui se réunissait régulièrement, auquel vous participiez, et qui arrivait à des augmentations de tarifs de vingt (20), trente (30), quarante pour cent (40 %) deux années de suite. Ça c'est ce qui a précédé, je dirais, le chaos qui a précédé l'entente. Hein? Et à quoi on faisait face, dans le fond? On faisait face à des surcapacités, des coûts échoués. TCPL qui était « pognée » dans la saucisse Hygrade à l'envers, hein, qui... la spirale de la mort, qu'on a appelé. Je pense qu'il n'y a personne au Canada qui veut revivre ça, n'est-ce pas?

R. On est tellement d'accord. Et on a tellement travaillé, Monsieur Pilotto, à arrêter... à arrêter cette... justement, cette... ce manège-là où on n'en finissait plus d'avoir de la certitude (sic). Et le Settlement, l'entente vise exactement ça, d'avoir non... d'avoir deux choses, d'abord. De la visibilité, une prévisibilité raisonnable, étant entendu qu'on ne peut pas tout prévoir à la virgule près, puis un cadre... comme je le disais tantôt, l'hygiène de base, là, pour le marché environnant du Québec, tu sais, l'hygiène de base qu'on remet, tout le set-up. Ce qui se passe présentement c'est une grande incertitude. Et c'est pour ça... puis là je n'ai pas... je n'ai pas de pudeur à le dire, là, puis s'il n'y a pas de journaliste dans la salle, je peux vous dire que c'est mon fait, là, c'était ma décision parce que ce n'est pas ça que je voulais ici ce matin, là.

(11h36)

Mais je peux vous dire que, moi, là, Sophie Brochu, là, j'ai passé les quatorze (14) derniers mois de ma vie à essayer de faire une entente pour qu'il n'y ait pas cette discussion-là. J'ai passé les quatre derniers... les quatorze (14) derniers mois de ma vie avec mon équipe puis avec mes amis

de l'Ontario à essayer de convaincre tout le monde en disant : C'est une mauvaise stratégie. Ce n'est pas bon. Ce n'est pas bon d'amener ça public. Je ne veux pas amener ça public. Et sur une échelle de un à dix, l'écoute a été de moins quarante (-40). On me dit : « Écoutez, ils nous disent : « On veut avoir a conversation about energy. » Bien, « the conversation about energy », là, c'est eux autres qui parlent puis ils disent c'est quoi leurs besoins puis ils nous disent : « Ça va bien aller. » Mais non, ça ne va pas bien aller. Il y a une anguille sous roche, l'anguille est longue de même puis la roche est grosse de même, elle refrise de partout, tout le monde la voit. Puis ils pensaient qu'on ne la verrait pas. Mais moi, là, je suis très triste, Sophie Brochu, économiste dans l'énergie alors que j'ai passé ma vie à faire du développement économique puis à promouvoir des projets qui étaient développés de manière intelligente. Moi, Sophie Brochu, là, je m'en vais sur la Chambre de commerce métropolitain dans deux semaines, là, puis je vais être obligée d'expliquer à tout le monde pourquoi ce que j'ai dit il y a deux ans, bien je me suis trompée. Je me suis trompée.

Alors, l'incertitude, ce n'est pas sur ce panel-ci qu'il faut tourner le regard puis de dire qu'on crée de l'incertitude. C'est le mauvais panel. Il va passer tantôt.

Q. [18] Mais je vous entends bien, Madame Brochu, je ne dis pas que vous créez de l'incertitude.

R. Non, mais je veux le dire, je veux le dire parce que c'est extraordinairement malheureux. On a tellement de difficulté à faire passer des projets au Canada. C'est un projet qui est tellement important. Puis moi, je refuse que les distributeurs, puis ce n'est pas ça que vous dites, mais je le dis, là, parce que ça me fait du bien, là, je refuse que les distributeurs portent l'odieux d'être obligés de faire ça pour se faire entendre. Quand vous dites qu'on n'est même pas capable d'avoir des meetings avec les producteurs dans l'Ouest puis qu'on nous refoule vers TCPL. TCPL dit : « Bien ce n'est pas nous autres. Nous, c'est les producteurs. » Les producteurs « Bien ce n'est pas nous autres, c'est TCPL. » Bien organisez-vous. Quand vous vous serez entendus, vous viendrez nous voir. Puis si vous avez des demandes... puis c'est ça qui est formidable, c'est que l'Ouest Canadien est en demande ici, puis c'est

nous autres qui faudrait qu'on se mette à genoux. Bien je l'ai fait. J'ai appelé le sous-ministre de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, j'ai appelé la ministre... la première ministre de l'Alberta à l'époque, j'ai appelé tout le monde. Je leur ai dit : « Venez, ça prend une rencontre. » Bon, puis je ne rentrerai pas dans les détails de ça, mais je peux vous dire que les rencontres ont mené nulle part. Puis encore là, j'appelle encore le premier ministre de l'Alberta, Jim Prentice, puis j'appelle encore tout le monde puis j'appelle les gens de pétrolières puis je leur dis : « Écoutez, on ne veut pas vous écoeurer, on n'est pas contre le projet. Il faudrait juste le développer de manière intelligente. On ne demande rien, laissez-nous tranquilles. On veut juste... on veut juste la paix. Maintenant, si vous nous dites que vous réalisez qu'aujourd'hui ce projet-là a besoin d'un inter financement avec les clients de gaz naturel, ah, bien « let's put it this way ». Présentez-nous ça comme ça puis on va avoir une discussion intelligente ou vous allez être clairement ce que vous êtes, en demande. Mais dites-nous pas qu'on n'a pas voix au chapitre puis que ça va bien aller puis que vous savez ce que vous faites. » Si moi je

traitais mes grands clients comme ça, mon conseil d'administration me mettrait à la porte.

Q. [19] Content de vous aider à ventiler.

R. Moi aussi.

Q. [20] Donc, je comprends que vous seriez d'accord avec ça une stratégie énergétique pan canadienne?

R. Bien, écoutez, ça c'est une autre belle affaire. Non, mais vous m'ouvrez la porte... non, mais... une autre... non, non, mais...

Q. [21] Je l'ai partie.

R. Non, non mais ce n'est pas ça. Écoutez, il y a huit ans, dans un forum qui était sous l'égide de l'Office national de l'énergie à l'époque, c'était un CAMPUT. Vous connaissez ça CAMPUT? J'ai dit que ce pays-là était mal barré pour les années futures et que ça prendrait une politique énergétique nationale. J'ai été huée par les gens de l'Ouest. Puis ils ont dit : « On n'a pas besoin de ça. » Pourquoi on n'avait pas besoin de ça? Parce qu'on n'en avait pas besoin du Canada, ça s'en allait tout au sud. Puis ça ne remet pas en question le fait que c'est de juridiction provinciale énergie puis c'est très important pour ça. Mais comme je le dis affectueusement, ce n'est pas brimer ton intimité que de jaser avec ton voisin de ce qui se

passe dans la rue. Puis surtout que là, la rue, elle veut traverser le Canada. Puis là, tout à coup, parce que le gaz refoule puis le pétrole refoule puis le... là, tout à coup, ça prend une politique. J'en suis. Je l'ai toujours dit, ça prend une politique. Mais une politique, là, ce n'est pas la politique de l'Ouest Canadien, c'est quoi la politique pour l'ensemble de tout le monde?

Tu sais, s'il y a quelqu'un qui... tu sais, les gens me connaissent, là, moi je ne suis pas indépendantiste, mais je suis nationaliste en maudit. Puis je veux que tout le monde puisse se développer sur le sens du monde. Puis pour ça, ça prend une discussion énergétique. Puis quand les gens disent : « On n'est pas capable de faire ça, c'est trop compliqué », bien on a toujours bien fait l'accord de libre-échange. On l'a fait l'accord de libre-échange, ça prenait toutes les provinces puis on s'est tous embarqués là-dedans puis on a été capable. Bien pourquoi on ne serait pas capable?

D'ailleurs, l'accord de libre-échange c'est assez amusant, hein. Parce que l'accord de libre-échange, là, les Américains se sont assurés qu'ils auraient toujours leur proportion du gaz canadien

qui serait produit puis du pétrole canadien qui serait produit. On ne s'est jamais préoccupé de l'inverse. On a toujours... on ne leur a jamais demandé de toujours avoir une partie de leur consommation, tellement on était certain. Mais moi, je ne suis plus certaine de rien. Puis je ne suis plus certaine de mon fournisseur principal de transport.

Q. [22] Cela dit, Madame Brochu, puis je vais fermer la parenthèse avec ça, malgré le fait qu'on ait négocié un accord de libre-échange avec les États-Unis, le commerce inter-provincial est encore une niaiserie totale. Vous essaierez d'importer du vin de la Colombie-Britannique, voir. Repassons au gaz naturel. Je vais revenir à des questions plus prosaïques concernant votre mémoire à la page 43. On dit, là :

> Tel que mentionné ci-dessus, les besoins du triangle de l'Est dépasseraient la capacité disponible dès la mise en service du projet Energy East.

Bon. On évoque, là, sur la base des contrefirmes en vigueur et non sur la base des flux gaziers réels. (11 h 43)

Q. [23] À l'heure actuelle, là, puis à l'heure actuelle mettons sur un horizon de trois ans, qui est l'équivalent de l'horizon du plan d'appro, est-ce que Gaz Métro possède, à l'heure actuelle, des contrats avec TCPL pour couvrir l'ensemble de ses besoins de transport pour la clientèle continue, incluant d'éventuels transferts de volumes de la clientèle interruptible à du service continu?

M. PATRICK CABANA :

R. La réponse, c'est non. O.K., vous savez probablement, je ne veux pas rentrer trop dans le détail, mais vous savez qu'il y a quand même, devant la Régie dans le Plan d'approvisionnement pour l'hiver prochain, une demande de pointe. La Régie nous avait clairement signalé d'attendre éventuellement d'avoir une décision de la Régie avant de contracter; on avait mentionné que ce serait souhaitable le plus rapidement possible d'avoir une décision pour pouvoir contracter parce que ça va nous forcer à contracter juste avant l'hiver, au moment où les prix vont être les plus élevés.

Alors la réalité pour l'hiver prochain, c'est qu'il nous manque probablement un soixante, soixante-dix mille (60 000 - 70 000) suite à la

décision qui va être émise. Et pour les hivers subséquents, la demande va être en croissance. Il y a du marché secondaire qui va venir, qui va expirer dans les hivers à venir qu'il va falloir remplacer, on l'espère par de la demande ferme, par des contrats fermes, pour diminuer au maximum les coûts.

C'est ce qui nous amène jusqu'au chiffre que je vous avais mentionné d'environ cent soixante-dix mille gigajoules/jour (170 000 Gj/j) qu'on prévoit devoir contracter sur une base ferme.

Q. [24] O.K. Les contrats non renouvelables...

R. Oui.

Q. [25] ... qui existent encore présentement, puis qui sont potentiellement renouvelables un petit peu peut-être, est-ce qu'ils sont suffisants pour couvrir les besoins des interruptibles qui se convertiraient éventuellement au continu?

R. Ce qu'il faut réaliser, puis je pense que TransCanada est très claire dans tous ses documents, et ce qu'ils mentionnent, c'est qu'on va desservir les contrats fermes. Alors ceux qui n'auront pas, qui se fient qu'il va y avoir des excédents de capacité éventuellement vont être mal pris.

Il y a eu un retour, chez Gaz Métro, il y a eu un retour important des clients interruptibles mais il en reste encore des clients interruptibles, il y en a un certain volume encore qui, si l'open season a lieu comme on l'aimerait, vont avoir encore la chance, éventuellement, à court terme, de nous dire : « Bien moi, je ne veux pas prendre le risque puis j'aimerais revenir vers une base ferme, vers Gaz Métro », mais qui éventuellement pourraient avoir des problèmes lorsque TransCanada va prendre tout l'excédent au-delà de la capacité ferme pour le transférer.

Q. [26] C'est une pratique que vous aviez faite il y a quelques années quand vous envisagiez augmenter la capacité de l'usine GNL, vous avez conduit vous-mêmes un open season auprès du marché. Bon, évidemment, on a eu des activités non réglementées mais...

R. Oui.

Q. [27] ... est-ce qu'il vous est passé par l'esprit que peut-être vous pourriez faire un exercice similaire avec vos grands clients, l'ensemble de vos grands clients, je sais que vous leur parlez régulièrement mais...

R. Oui.

Q. [28] ... je ne parle pas d'open season formel, là, mais...

R. Vous voulez dire de trouver une façon, par exemple, d'aller les solliciter pour les aviser très formellement du danger imminent, si je peux l'exprimer ainsi?

Q. [29] Comme c'est bien dit!

R. O.K. Bien, je pense que c'est fait à l'heure actuelle, de différentes façons. Notre présence auprès des clients, elle se fait sur une base continue, on rencontre IGUA, les membres d'IGUA sur une base régulière pour délivrer les mêmes messages. Chaque client, à l'heure actuelle depuis un an et demi, on essaie de les aider au maximum possible, qui se tourne vers nous en nous disant, pour les bonnes raisons ou pas : « On n'a pas encore entendu parler puis on voit qu'il y a une réelle menace, est-ce que vous pouvez m'aider éventuellement à me fournir du transport ferme? »

Actuellement, on voit que la plage s'en vient puis on essaie de les aider. Alors à la question : « Est-ce que vous pourriez faire plus qu'actuellement? », probablement, il va falloir qu'on parle avec nos équipes de Ventes éventuellement pour leur signaler s'il y a un

autre, un nouvel open season qui est la dernière chance, bien voici, c'est à ce moment-là. Mais il y a déjà beaucoup qui est fait à cet effet-là.

Q. [30] Madame Snyder, de Wood Mackenzie, mentionnait que, évidemment, il y a plusieurs projets de pipelines qui sont en devenir mais avec des probabilités de réalisation plus ou moins élevées, mais il est clair qu'il y a sûrement une course à la construction de capacités additionnelles dans le Nord-Est américain. Vous dites, dans votre mémoire, que le Québec est engagé dans une course contre la montre avec d'autres régions, et des emplois, là, on parle de l'aspect industriel de la chose. Mais est-ce que vous entrevoyez des difficultés d'approvisionnement à l'heure actuelle compte tenu de cette compétition?

R. Ça a été le sujet de discussions également à l'Office, où il y a des gens qui disaient, par rapport au Settlement, éventuellement, que l'urgence qu'on dépeignait n'était peut-être pas aussi urgente. Puis nous, un des commentaires importants que nos experts ont réitérés à maintes occasions, c'est que les différents projets, le Settlement est ce que ça prend pour amener ce qu'on appelle la volonté de TransCanada de rebâtir dans

le triangle de l'Est puis amener un environnement où le marché va être efficient.

Les gens qui ont des pipelines, éventuellement, ont besoin d'avoir une certaine assurance que le marché va être efficient dans l'Est du Canada pour éventuellement investir, parce que ce qui est mentionné dans les rapports d'experts, c'est que, éventuellement, ces capacités-là, à l'heure actuelle, vont avoir tendance à s'en aller vers des marchés qui ont faim, où il y a plus de sécurité, moins d'insécurités auxquelles on faisait référence au niveau de l'environnement réglementaire puis des tarifs éventuellement.

Donc ça, on pense que c'est par le Settlement puis on demeure optimistes que d'ici le mois de décembre, on va avoir une décision favorable de la part de l'Office, ça devrait être réglé éventuellement, cet aspect-là.

Q. [31] Je vais vous amener sur un terrain plus glissant mais c'est...

R. Allez, oui.

Q. [32] ... c'est hypothétique mais...

R. Oui.

(11 h 50)

Q. [33] ... supposons que le projet Énergie Est, ce n'est pas fait puis Eastern Mainline non plus, mais que King's North est fait, comme le prévoit le Settlement, et donc on conserve trois point deux BCF dans le triangle de l'Est, puis supposons qu'il y en a six cents millions (600 M), point six BCF qui se fait au sud de notre frontière...

R. Oui.

Q. [34] ... puis on connaît LDC, vous, comme tous les autres, vous êtes prudents, vous ne mettez pas tous vos oeufs dans le même panier, mais supposons quand même que quelques LDC du sud de notre frontière décontractent...

R. Oui.

Q. [35] ... sur le triangle de l'Est, puis qu'on se ramasse avec, disons, point trois BCF d'exédentaire...

R. Oui.

Q. [36] ... je reviens avec ma question de tantôt : Est-ce qu'on ne retombe pas dans la spirale des coûts échoués puis la problématique de capacités excédentaires qui ne sont commercialisées, la capacité est là, mais il n'y a pas de clients pour?

R. Je dirais que... Puis c'est comme ça que ça a été dépeint à l'Office également. Le triangle de l'Est,

quand on regarde les hypothèses, quand on regarde le futur du triangle, O.K., puis je vais reprendre les termes du président de TCPL sur le banc, qu'on partage. Le risque de TransCanada avec le Settlement est passé d'un cinq milliards (5 G) à un milliard (1 G). Parce que TransCanada, comme nous d'ailleurs, quand on regarde la viabilité du triangle de l'Est, c'est très positif.

Quand on dit que la demande est très grande, il va falloir rebâtir, ça va être efficient, il y a des bassins de production qui sont à proximité. Je ne suis pas en train de vous dire que c'est une sécurité absolue que dans les cinquante (50) prochaines années, il n'y a plus de risque. Je suis en train de vous dire que, d'ici deux mille trente (2030), qui est un horizon quand même assez large, on s'est tous entendus pour dire que les perspectives étaient très bonnes, indépendamment du fait que les distributeurs américains pourraient quitter éventuellement ou non. Parce qu'il y a de la croissance. Vous pourrez parler... Enbridge va venir sur le banc.

Quand on regarde la croissance, entre autres, en Ontario, c'est important. Les besoins annuels qu'ils vont avoir par rapport à leur

situation actuelle aujourd'hui continuent de croître. Alors, on s'est tous entendus pour dire : dans le triangle, là, je pense que le risque de retour à une spirale, là, n'est vraiment pas là.

Où est-ce qu'il y a vraiment des enjeux, potentiellement, c'est plus dans le segment des Prairies. Vous vous rappelez, quand on parlait du Settlement, on parlait de segmenter le Mainline en trois sections. Dans le segment des Prairies, puis ça a d'ailleurs été un des sujets de discussion, TransCanada s'est dite prête et a dit que c'était sa responsabilité éventuellement de trouver, proposer à l'Office des solutions qui résulteraient en des tarifs justes et raisonnables pour tous les « shippers » des Prairies après deux mille vingt (2020). C'est ce qu'ils ont qualifié quand ils ont dit : on a encore un... on est passé d'un risque de cinq milliards (5 G) à un milliard (1 G).

Ça fait que pour répondre à ce que je pense qu'est la question : dans le triangle de l'Est, on n'entrevoit pas une spirale tarifaire à court terme même si les distributeurs quittaient éventuellement.

Puis je dois vous soulever, comme je l'ai mentionné au préalable, quand on parle à ces gens-

là, quand on leur parle aux distributeurs américains, ce qu'ils ont dit la semaine dernière et les semaines précédentes, c'est : on est là, on va renouveler éventuellement, on a besoin de diversification. Ça ne veut pas dire qu'ils ne prendront pas des décisions qui sont différentes. Quand on regarde le scénario qu'on voit à l'heure actuelle, on a toutes les raisons d'être optimiste avec l'implantation du Settlement.

Q. [37] J'ai posé la question hier à madame Snyder. Parce que ça m'apparaît être une préoccupation importante. Madame Bartos ce matin l'a aussi évoqué. Il y a des « peakers ».

R. Oui.

Q. [38] Hein! Ces gens-là, dans le fond, par leur attitude, par leur façon de fonctionner sont des « price setter »...

R. Oui.

Q. [39] ... dans le marché du nord-est. Dans le fond, ils exportent dans le marché du gaz les vicissitudes du marché de l'électricité du nord-est américain. Ils profitent d'une situation; à l'heure actuelle, il y a des surcapacités. Donc, ils jouent sur le marché puis ils influencent les prix grandement. Est-ce qu'une stratégie, ce n'est pas

de s'isoler de ces « peakers » là ou enfin de diminuer leur importance dans notre marché canadien? Parce que...

R. On s'entend.

Q. [40] ... bien sûr qu'ils achètent du gaz du Canada, mais aussi on en subit les effets.

R. Bien, vous avez un très bon point. Puis ce point-là a été débattu également à l'Office. Dans le Settlement, rappelez-vous que ce qu'on a proposé d'offrir à TransCanada, c'est la capacité de demander à tous les clients de « firmer up » leurs contrats. Alors, ce ne sera plus des droits renouvelables annuels. Même pour les distributeurs américains dans le futur, une fois que le Settlement va être implanté, la façon de fonctionner pour TransCanada pour lui apporter une plus grande certitude et à nous également, ça va être d'aller se présenter vers les « shippers » qui ont des contrats à l'heure actuelle puis de lui dire : moi, avant de bâtir pour un autre qui a besoin de capacité, je vais te demander, est-ce que tu veux conserver cette capacité-là ou non? Et s'il veut la conserver, bien, il va devoir s'engager à la conserver pour un minimum de cinq ans.

Ça fait que ce n'est pas des contrats qui

vont être signés pour quinze (15) ans éventuellement. Quinze (15) ans, ça va être pour la capacité quand tu es le demandeur d'une nouvelle capacité. Mais tous les distributeurs américains ne pourront pas jouer de game très longtemps. Si, à la limite, il y en a qui essaient de dire à l'heure actuelle qu'ils jouent une game, cette game-là tire à sa fin à partir du mois de décembre. On l'espère.

Si le Settlement est approuvé tel quel, TransCanada va avoir l'outil pour demander à tous ces « shippers » de s'engager. Puis on dit dans notre jargon « walk the talk », tu dis que tu vas être là pour un certain temps, tu vas supporter les coûts avec nous, signe les contrats qui vont avec. (11 h 55)

Q. [41] O.K. Vous avez évoqué beaucoup les LDC. Je ne pense pas que le problème vienne des US LDC mais plus des centrales de...

R. Ça va être la même dynamique pour tous les clients. Il y a un principe fondamental qu'on a défendu ensemble, c'est même accès aux mêmes services, aux mêmes prix, peu importe la catégorie de clients éventuels. Ça fait que les... éventuellement, ceux qui sont des « power generators » puis qui voudraient jouer la « game » vont avoir à signer

les mêmes ententes cinq ans, sinon ils n'auront plus de capacité de vente qui leur est réservée.

Q. [42] Puis, à l'heure actuelle, la FERC ne leur permet pas de reconnaître ces coûts-là. Mais... et c'est ce que je disais. C'est les vicissitudes...

R. C'est ça. C'est ça.

Q. [43] ... du marché de l'électricité qui sont transposées au marché du gaz. Je n'en ai pas d'autres pour l'instant. Si j'en ai d'autres, je vous rappellerai. Merci beaucoup. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Donc, la Régie n'aura pas d'autres questions Madame Brochu, Monsieur Cabana, Monsieur Rhéaume. On vous remercie pour votre participation.

On va donc passer à la pause... pause lunch. Il est midi (12 h). On va revenir à une heure (1 h) avec les représentants de IFFCO et par après, les représentants de FCEI, monsieur Gosselin. Bon appétit.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

(13 h 05)

LE PRÉSIDENT :

Rebonjour messieurs, dames. Monsieur Tournier d'IFFCO.

IFFCO

M. DAVID TOURNIER

M. DAVID TOURNIER :

Bonjour. Madame et messieurs les régisseurs. Mon nom est donc David Tournier. Je suis vice-président Affaires juridiques chez IFFCO Canada. Je suis aussi le secrétaire corporatif. Et c'est moi qui m'occupais des questions d'approvisionnement en gaz naturel chez IFFCO Canada et qui ai rédigé le mémoire qui vous a été soumis à titre d'observation dans ce processus.

Je voulais aujourd'hui vous présenter nos observations. Je n'ai pas de support visuel. Et je vous parlerai brièvement de notre projet d'abord pour vous situer dans notre contexte, et avant de vous parler des interactions entre l'approvisionnement en gaz naturel du Québec et celui de notre projet, si vous le permettez.

Si je peux commencer par la présentation de notre projet. Je vous dirais d'abord deux mots sur le type de production que nous allons avoir. Je vous parlerai ensuite un petit peu de notre entreprise et de ses partenaires. Je vous dirai

deux mots aussi sur le choix du site de Bécancour que nous avons effectué et l'impact du projet sur la région. Et je conclurai en faisant un bref résumé du contexte général d'un projet et surtout de son financement. Ce qui sera utile pour comprendre les difficultés auxquelles nous faisons face en matière d'approvisionnement en gaz naturel.

Donc, notre production d'abord sera de deux types. Nous allons produire de l'urée et du fluide d'échappement diesel. L'urée, c'est la première source d'azote pour les terres agricoles dans le monde. C'est un engrais très courant au procédé chimique connu et très ancien. Et on la produit en transformant du gaz naturel en urée. Et ça devient... Dans notre cas, ce sera de l'urée granulaire. Donc, ce sont des petites boules blanches et sèches qui sont très faciles à épandre sur les terres.

Le gaz naturel est donc utilisé dans l'usine que nous projetons à la fois pour faire fonctionner l'usine, bien que ce ne soit pas la seule source d'énergie que nous utilisions, mais surtout comme matière première à notre production que sera l'urée et que sera le fluide d'échappement diesel.

Les besoins en urée sont dictées en fait par la croissance de la population mondiale, et donc des besoins alimentaires à rencontrer, d'une part, et par la raréfaction des terres arables d'autre part. Donc, vous avez une convergence de ces deux phénomènes qui nous oblige à avoir des terres toujours plus productives afin de nourrir une population toujours plus nombreuse avec toujours moins de surface agricole. C'est ce besoin qui pousse notre partenaire principal, IFFCO, à chercher toujours à sécuriser plus d'approvisionnement en cette matière.

Il faut savoir qu'au Québec, la totalité de l'urée qui est utilisée est importée, principalement du Moyen-Orient où elle est produite. L'urée étant généralement produite très proche des sources de gaz naturel. C'est une commodité. Et donc, quand vous avez accès à un gaz bon marché, le projet a d'autant plus de sens.

L'autre produit qui est plus secondaire dans l'usine, qui s'appelle, qui est le fluide d'échappement diesel, c'est un produit qui est une, en fait une solution aqueuse d'urée à trente-deux point cinq pour cent (32,5 %) et qu'on met dans les moteurs diesel à la fois pour augmenter leur

performance, ils consomment moins de carburant, mais aussi pour limiter leurs émissions atmosphériques.

Donc, il y a des mouvements réglementaires pour forcer de plus en plus de flottes de véhicules diesel à s'équiper d'un catalyseur qui fonctionne au DEF. Enfin, ça, c'est l'acronyme anglais. Excusez-moi! Et c'est un des produits qu'on peut faire avec de l'urée et qui serait faite dans l'usine que nous projetons. Ça, c'est pour notre production.

(13 h 11)

Pour ce qui est des partenaires, IFFCO, Entreprise IFFCO Canada Limitée est une corporation québécoise, incorporée sous la Loi sur les sociétés par actions du Québec en juillet deux mille douze (2012), à l'initiative essentielle de deux partenaires principaux.

Kisan International Trading, c'est l'actionnaire, c'est le bras, en fait, d'IFFCO, la coopérative indienne, pour investir dans notre projet. Et IFFCO, c'est une coopérative agricole indienne, qui existe depuis les années soixante (60), qui a été constituée pour répondre aux besoins alimentaires de l'Inde alors que celle-ci

avait, venait d'acquérir son indépendance et n'avait accès à aucune source stable et bon marché d'engrais.

Et petit à petit, la coopérative s'est développée pour fournir différents services à ses membres, qui incluent la production d'engrais mais pas seulement. Et IFFCO a cinq usines, du même type que celle que nous voulons construire, réparties en Inde, d'autres partenariats à l'international, et c'est le plus gros producteur en Inde et un des leaders mondiaux dans le domaine de l'engrais. Par ailleurs, IFFCO représente plus de cinquante millions (50 M) de membres, donc elle a une mission assez gargantuesque à cet égard.

Pour ce qui est de notre deuxième partenaire majeur, il s'agit de La Coop fédérée, qui est la plus importante coopérative agricole au Québec et un important distributeur d'engrais au Canada. Et nous avons des participations minoritaires, plus minoritaires encore d'Investissement Québec, d'une part, et de Pacific Gateway Energy, qui est en fait la société, des individus qui ont eu l'idée du projet et qui sont allés convaincre nos partenaires indiens de venir s'installer en Amérique du Nord.

Nous, avec ces partenaires, nous projetons de construire une usine qui produirait annuellement un million trois cent mille tonnes (1 300 000 t) d'urée granulaire; la consommation québécoise étant estimée entre trois à quatre cent mille tonnes (300 000 - 400 000 t) par an, l'usine ferait du Québec un exportateur et non plus un importateur de la, de ce produit. Et nous produirions sept cent soixante mille tonnes (760 000 t) de fluide d'échappement diesel. Pour ce faire, nous consommerions quatre-vingt-cinq mille gigajoules (85 000 Gj) de gaz par jour.

Je voudrais juste ici vous faire part d'une certaine réserve, les chiffres que je vous donne sont tirés de notre étude de faisabilité bancaire et l'usine, l'ingénierie de l'usine est toujours en cours et donc ces chiffres sont susceptibles d'évolution, mais c'est ce que c'est aujourd'hui.

Le troisième point concernant notre projet que je voulais aborder, c'est l'impact local de celui-ci, et d'abord pourquoi avoir choisi de s'établir à Bécancour.

Comme je vous le disais tout à l'heure, les sites de production d'urée sont généralement très proches des sites de production et d'extraction de

gaz naturel, pour réduire les coûts. Depuis deux mille sept (2007), l'Amérique du Nord est devenue une zone très intéressante pour tous les produits dérivés du gaz naturel parce que le gaz y est abondant, bon marché, on est dans une zone géopolitiquement stable et il est très intéressant de venir, pour les joueurs de ce marché, habituellement plutôt établis au Moyen-Orient, maintenant inévitablement en Chine, de venir s'implanter en Amérique du Nord.

En Amérique du Nord, IFFCO a analysé une quarantaine de sites et Bécancour a été retenue pour plusieurs raisons. D'abord, il y avait un parc industriel très bien développé, bien situé, relativement loin des populations, des infrastructures de grande qualité, un accès au site par voie maritime, ferroviaire, terrestre, et surtout, un port en eau profonde, ce qui permet d'exporter notre production alors que la plupart des autres usines sont plutôt enclavées.

Mais une des conditions essentielles de l'implantation était que le parc était desservi en gaz naturel, aux prix qui se pratiquent en Amérique du Nord. Et toutes les conditions étant réunies, nos partenaires ont été convaincus que Bécancour

était le site privilégié.

L'investissement selon notre étude de faisabilité bancaire sera d'au moins un virgule six milliard de dollars (1,6 G$); il impliquera deux cent soixante-dix millions de dollars (270 M$) de dépenses d'opérations annuelles; il embauchera mille à mille cinq cents (1 000 - 1 500) personnes pendant les trois années de construction et on aura jusqu'à deux cent cinquante (250) emplois permanents, cinq cents (500) emplois indirects; ces chiffres sont des estimations à ce stade-ci, évidemment.

(13 h 16)

Une fois que l'usine sera construite et c'est évidemment un pôle de connaissances pour développer de nouvelles compétences puisqu'il n'y a pas de d'usine similaire pour l'instant au Québec. Ça serait la première dans le genre et qui viendrait s'impliquer, s'implanter dans deux régions, le Centre-du-Québec et la Mauricie, qui ont besoin en fait de bonnes nouvelles d'un point de vue économique, notamment depuis la fermeture de la centrale Gentilly-2 qui a précédé de très peu l'annonce de notre arrivée à Bécancour.

Je terminerais cette présentation de notre

projet, si vous le permettez, en vous disant deux mots du contexte particulier d'un projet industriel et surtout de son financement.

Depuis maintenant, en fait la Révolution industrielle, on peut dire depuis le canal de Suez, on a développé des techniques pour monter des projets qui, individuellement, étaient trop gros pour être pris en charge par une entreprise donnée.

Aujourd'hui, avec le développement des corporations et des gros groupes au niveau international, on peut dire qu'un projet demeure un investissement d'un montant tellement important qu'à lui seul il pourrait mettre en péril la solvabilité de son promoteur. Et la façon dont on construit cela souvent c'est qu'on crée une entreprise, en l'espèce IFFCO Canada, pour les fins de réaliser le projet.

L'entreprise va donner en garantie tous les actifs qu'elle possède, en règle générale, mais ces actifs n'auront pleine valeur qu'une fois que le projet sera réalisé. Vous pouvez commander autant de kilomètres de tuyaux que vous voulez, tant qu'ils ne sont pas assemblés ensemble pour faire votre usine, ils ne valent que le prix du métal.

Et donc, il y a un gros risque pour les

investisseurs et les prêteurs à se lancer dans des projets. Il y a une technique qui s'est donc développée, une façon de faire qui, d'ailleurs, génère des spécialisations dans certains bureaux d'avocats et dans certaines institutions financières, des gens qui ne font que ça et qui développent donc un cadre de règles à respecter pour pouvoir lever le financement requis.

Nous n'échappons pas à la règle et dans le cadre d'un projet comme celui-ci, en particulier les financiers demandent que l'approvisionnement en matières premières soit sécurisé avant que le premier dollar soit déboursé. Et ils exigent la plupart du temps que la production soit vendue avant qu'ils aient prêté, vendue ou vendue dans une portion qui permet de garder une fraction raisonnable libre aux fluctuations du marché. Le but de cela c'est de sécuriser les flux de trésorerie pour s'assurer qu'une fois construite, l'usine va être capable de rembourser le prêt.

Dans notre cas donc, la provision, l'approvisionnement, pardon, en gaz naturel est un prérequis au déboursé du financement et à la clôture financière. Tout simplement parce qu'on ne peut pas se satisfaire d'une hypothèse où l'usine

serait construite et elle demeurerait vide car non approvisionnée et incapable de fonctionner.

En attendant de se rendre à la clôture financière et de rassembler toutes ces conditions, il faut fonctionner avec les moyens du bord qui sont les investissements des promoteurs à l'origine du projet.

C'est donc ce que nous faisons. Nous avons, nos actionnaires ont déterminé une certaine enveloppe qu'ils considéraient nécessaire pour nous rendre à la clôture de ce financement et nous vouons chacun de ces dollars à l'accomplissement du projet. Nous n'avons aucune activité commerciale, aucun revenu de vente qui nous permette de financer notre roulement. Et donc, dans notre cas, il est littéralement vrai que le temps est de l'argent.

La deuxième partie de ma présentation porterait sur les conséquences pour IFFCO Canada des difficultés qu'elle rencontre aujourd'hui dans ses efforts pour s'approvisionner en gaz naturel. Et je voudrais vous en parler en deux brèves parties. Je voudrais d'abord passer à travers le processus réglementaire que nous avons suivi de façon chronologique et ensuite vous expliquer brièvement les effet que cela a sur le projet du

fait de la concurrence que nous subissons.

(13 h 21)

Quand IFFCO a décidé de s'implanter à Bécancour, Dawn, le carrefour d'échange au sud de l'Ontario, a été identifié comme le point le plus liquide, le plus stable et donc le plus favorable à l'obtention d'un financement du montant que nous envisagions. Donc, nous... Et, par ailleurs, à ce niveau de liquidité, c’est le point qui est le plus proche du Québec à ce jour. Étant donné que le tarif de transport est fonction du kilométrage il nous semblait logique de nous approvisionner à cet endroit.

Nous avons... L’annonce du projet a été faite en juillet deux mille douze (2012), les actionnaires ont fait des travaux préliminaires, ont négocié leur partenariat et la convention d’achat de la matière première. Il y a eu une transaction immobilière, on a acheté un site dans le parc de Bécancour. On a commencé à se préparer pour le processus devant le BAPE et à rencontrer des partenaires potentiels, incluant Gaz Métro et TransCanada.

Nous attendions donc la prochaine open season pour faire une soumission et demander un

approvisionnement à TransCanada à partir de Dawn jusqu'au réseau de Gaz Métro, avec lesquels nous allions ensuite signer un contrat de distribution. Mais en... le vingt-huit (28) juin, je crois, deux mille treize (2013), juin, juillet, l'open season attendu a été lancé et nous avons eu la désagréable surprise de constater que Dawn n'était pas offert comme un point de livraison et que les tarifs qui étaient proposés dans l'appel d'offres, dans l'open season, étaient, par ailleurs, différents de ceux qui étaient approuvés par l'Office national de l'énergie.

Nous avions un rapport direct avec à la fois Gaz Métro et TransCanada, donc nous avons demandé quelle était l'origine de ça et il nous a été répondu qu'à ce... que le réseau était... la capacité sur le réseau était pleinement sous contrat pour la période que nous recherchions et que donc, toute nouvelle demande de service de transport requérait la construction de nouvelles facilités ou l'amélioration des facilités existantes. Et qu'à ce tarif, celui de l'ONE, TransCanada ne s'estimait pas capable de recouvrer ses coûts.

Nous n'avions pas, évidemment, les outils

pour débattre de cela, ça a eu... ça a été une onde de choc assez terrible sur les actionnaires du projet, qui avaient déjà engagé des sommes importantes mais qui se rendaient compte que leur approvisionnement n'était pas disponible puisque, évidemment, vous aviez... vous avez un monopole qui est accordé pour le transport interprovincial, si... et de par la décision, je comprends, de l'ONE rendue en deux mille onze (2011), TransCanada n'a pas d'obligation d'accorder une nouvelle demande de service de transport quand il faut construire des installations. vous êtes un projet qui vient s'installer dans une province où il manque des installations et qu'il n'y a qu'une seule partie à laquelle vous pouvez vous adresser et que celle-ci refuse de construire, vous comprenez que vous n'avez pas vraiment de solution alternative. À moins qu'on vous cède une capacité existante, c'est très difficile au Québec parce que nous sommes au bout du tuyau. Il n'y a pas grand-monde qui, avec le volume de gaz que nous pensons consommer, serait capable de nous accommoder.

En outre, clairement, les actionnaires considéraient le projet en grand danger. À tel point que, le dix-neuf (19) août deux mille treize

(2013), à notre conseil d'administration, il a été résolu de suspendre tout investissement en travaux d'ingénierie. Ça avait un impact direct sur l'échéancier du projet mais il valait mieux limiter la casse. Nous venions d'engager le processus de consultation devant le BAPE, qui avait commencé en juillet, et nous nous sommes concentrés sur ces efforts-là en espérant trouver une solution.

Nous savions, à l'époque, que Gaz Métro, TransCanada, l'ACIG et Enbridge étaient en train de négocier un règlement de ce différend réglementaire, nous espérions que ce serait rapide. Et donc, nous avons accueilli très favorablement la nouvelle, en septembre deux mille treize (2013), qu'une entente de règlement avait été conclue entre ces partenaires et nous nous attendions, à l'époque, à ce que les approbations réglementaires requises pour le transport du gaz soient obtenues entre le deuxième et le troisième trimestre de deux mille quatorze (2014). Et donc, que nous pourrions atteindre la clôture financière à ce moment-là. Sachant que nous avons besoin de toutes les approbations réglementaires, c'est-à-dire le tarif applicable et l'approbation des travaux requis sur le réseau. Les banquiers ne prêteront pas d'argent

si ces approbations réglementaires là ne sont pas obtenues.

Donc, en novembre, conseil d'administration suivant, il a été décidé de reprendre les dépenses, l'investissement en ingénierie. Nous étions sur le point, en juillet, de signer un contrat pour de l'ingénierie détaillée avec un partenaire. En novembre, nous avons repris les discussions avec un autre partenaire pour signer, ce qui a été fait en janvier deux mille quatorze (2014).

(13 h 26)

Entre-temps, l'entente de règlement a été déposée à l'Office national de l'énergie pour approbation et un nouvel open season a été tenu, dont la clôture était pour le quinze (15) janvier. Nous avons donc déposé une soumission dans ce cadre et notre soumission a été acceptée par TransCanada. Mais nous n'avons pas signé les accords à la precedent agreement, Financial assurances Agreement. Nous ne les avons pas signés parce que nous voulions repousser cette signature jusqu'à l'approbation du règlement par l'Office national de l'énergie. Approbation qui, force est de le constater, n'est pas arrivée dans les délais que nous espérions au début.

Nous avons donc écrit à l'Office national de l'énergie pour souligner que bien que nous respections évidemment le besoin, dans une situation aussi exceptionnelle pour le réseau canadien de prendre son temps pour rendre la bonne décision, le temps pouvait coûter très cher à des projets comme le nôtre et nous devions avoir le confort requis si nous... si le projet devait voir le jour très rapidement.

Ensuite, une décision a été rendue de fixer des audiences pour septembre deux mille quatorze (2014). Nous avons donc écrit une deuxième lettre faisant part des mêmes inquiétudes. Le décret autorisant le projet suivant un rapport positif du BAPE a été émis en mars deux mille quatorze (2014). Et à ce moment-là, nos travaux d'estimation des coûts d'usine et d'ingénierie étaient en cours.

Est arrivé le mois de juin de cette année où il nous a été dit par TransCanada et par Union Gas, parce que nous avions aussi fait une soumission pour la portion Dawn et Parkway dans l'open season de Union Gas et avec TransCanada Parkway/Gaz Métro.

Au mois de juin, TransCanada et Union Gas nous ont dit : « On ne pourra pas aller au-delà. On

ne va pas pouvoir retarder la signature des accords plus tard. » Union Gas nous disait : « Parce qu'il faut qu'on s'aligne sur TransCanada » et TransCanada nous disait : « Parce qu'il faut qu'on demande l'approbation des travaux d'infrastructure en août deux mille quatorze (2014) si on veut être capable de desservir les gens en novembre deux mille seize (2016) tel que nous l'avons annoncé dans notre appel d'offres. »

Or, à cette époque-là, nous avions déjà dépensé beaucoup d'argent sur le projet, mais il n'y avait toujours pas de certitude que nous aurions du gaz. Et les contrats qu'on nous demandait de signer, tant ceux de Union Gas que ceux de TransCanada impliquaient des responsabilités financières, dont le montant exact est confidentiel, mais qui était tellement élevé qu'il était d'une part impossible pour les actionnaires de se résoudre à s'exposer ainsi alors qu'il n'y avait pas de certitude que le gaz allait être approuvé.

Et d'autre part, ces garanties financières... ces responsabilités financières allaient devoir être doublées de garanties. C'est-à-dire qu'il fallait qu'on émette des lettres de

crédit pour garantir le paiement en cas de retrait du projet avant que les installations soient finalisées.

Le problème, c'est qu'une entreprise qui n'a pas de revenus et qui a des actifs très limités ne peut pas obtenir de lettre de crédit. Et ça, ce n'est pas propre à IFFCO Canada. Ce n'est pas parce que nous sommes de petits joueurs, c'est parce que c'est un projet. Un projet est une entreprise en devenir. On fait des investissements pour développer le projet, mais si on doit sortir une fraction importante de la valeur du projet en cash pour donner en garantie quand il y a des pipelines à construire, il n'y a pas de projet.

Conseil d'administration d'urgence convoqué donc pour le trente (30) juin deux mille quatorze (2014), nouveau pas en arrière. Nous ne sommes pas capables de signer ces contrats. Si nous ne signons pas ces contrats, nous ratons cet open season là. Nous passons sur la suivante, mais cela, ça veut dire que tout l'échéancier est décalé et comme vous le savez, chaque mois qui passe coûte beaucoup d'argent à IFFCO Canada.

Gaz Métro nous a alors proposé de signer un contrat de distribution et de transport avec eux

sous lequel nous serions responsables des coûts de Gaz Métro pour assurer la distribution qui était dans un montant tout à fait acceptable pour nous, mais pas des coûts de transport, en échange d'une faculté de résiliation du contrat pour Gaz Métro si notre projet s'éternisait sans financement.

Nous avons sauté sur l'occasion. Nous avons signé ce contrat qui depuis, a été soumis à l'approbation de la Régie. Mais sans cela, je ne peux pas me prononcer à la place des actionnaires. Mais disons que le projet était grandement menacé. Nous avions en place quand même beaucoup d'éléments. Nous avions dépensé pas mal d'argent, mais toujours pas de certitude par rapport au gaz.

13 h 31

Ça, c'est le processus réglementaire à travers lequel nous sommes passés. Je voudrais conclure en touchant deux mots sur les effets que cela a eu en termes de concurrence parce que ce projet qui est annoncé ici en est un parmi une quinzaine similaire en Amérique du Nord.

Le continent nord-américain est en déficit de production d'urée. Je n'ai pas les chiffres en tête. Mais il est clair que les premières usines qui arrivent sur le marché vont éponger ce déficit

d'importation, parce que le transport va être un coût qui va disparaître. On va préférer s'approvisionner localement, être les premiers sur le marché, et donc un atout majeur.

Pendant que nous tergiversions ainsi sur la faisabilité ou non de notre projet, d'autres ont évidemment progressé, elles sont plus avancées que nous pour profiter de cette manne que constitue ce déficit de production locale. Le projet demeure intéressant et faisable pour les atouts que je vous ai indiqués plus tôt, sa localisation, le fait qu'il n'est pas enclavé. La plupart des usines de ce type sont dans le Midwest, au Texas, en Louisiane, donc à gauche du Mississipi. Ça a une importance quand on transporte une commodité de la sorte. Tout de même, arrivé plus tôt sur le marché était un grand avantage concurrentiel. Et c'est plus facile d'aller soulever des capitaux.

Par ailleurs, quand vous choisissez de vous établir au Québec, malgré tous les avantages que cette province a, vous vous établissez à un endroit où il n'y a pas de source d'approvisionnement locale. Vous êtes donc, par rapport à tous vos concurrents qui sont proches des sources de production, d'extraction du gaz, vous avez en

partant un désavantage, que vous compensez. Sinon, si vous ne vous en convainquez pas, vous ne venez pas investir au Québec.

Mais ce que je veux souligner, c'est que le projet est d'autant plus sensible aux coûts de transport. En l'occurrence, le Québec est loin par rapport à Dawn. Nous payons en proportion du kilométrage. Ce qui était une découverte pour nous. Parce que, en fait, on pensait que comme c'était un monopole, il y avait une obligation de servir les nouveaux clients de manière quand même égalitaire, mais c'est un coût qui nous affecte. Et donc, le projet est sensible à cela. Ce n'était pas vraiment la peine d'en rajouter en termes de difficulté en matière d'approvisionnement.

Par ailleurs, l'écoulement du temps a d'autres effets. Les partenaires avec lesquels nous travaillons pour faire cette usine sont pas légions dans le monde, c'est une compétence assez spécialisée. Et ils finissent par être embauchés sur un projet ou un autre. Vous comprenez bien qu'en termes de négociation, nous avons moins de force lorsque nous sommes le troisième client à vouloir faire la même usine que lorsqu'on est le premier.

Et puis, évidemment, vos prévisions fluctuent avec le temps. Le dollar canadien vous donne moins de pouvoir d'achat. Si vos achats sont aux États-Unis, vos coûts sont plus élevés. Les matériaux également évoluent. Donc, les prévisions que vous aviez faites à une époque donnée ne sont plus valables deux ans après, et caetera. Ça a quand même un effet important sur le projet. C'est pour ça qu'on essayait de le faire très vite, rapidement.

Et enfin, je pense, l'effet le plus important, c'est que notre projet en est un qui est à mon avis inspirant parce qu'il est mené par deux coopératives. Et il montre que des coopératives sont capables, en s'associant, de mener à bien un projet industriel de grande envergure. Malheureusement, l'envers de la médaille, c'est qu'on a des comptes à rendre à ses membres coopératifs qui ne sont pas forcément les mêmes qu'à des actionnaires. Surtout, on n'a pas vocation à dépenser des millions mois après mois sans résultat.

Et donc, les fonds qui étaient alloués à IFFCO Canada pour réaliser son projet ont été dépensés au fil de ces mois sur une période

beaucoup plus longue que ce que nous l'aurions espéré. Et aujourd'hui, nous avons encore plusieurs enjeux. Mais la résolution de notre approvisionnement en gaz est un enjeu essentiel à la faisabilité du projet. Essentiel à condition que ça se fasse très, très rapidement, honnêtement.

C'était la seule... C'était en fait l'essence de ma présentation. Je vous remercie de m'avoir écouté.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Tournier. La Régie a... Madame Gagnon a une question pour vous.

(13 h 37)

INTERROGÉ PAR Mme FRANÇOISE GAGNON :

Françoise Gagnon, pour la Régie.

Q. [44] Alors bonjour, Monsieur Tournier.

Me DAVID TOURNIER :

R. Bonjour, madame.

Q. [45] Tout comme votre mémoire, votre présentation était très claire.

R. Merci.

Q. [46] Je tiens à souligner que, en fait, je n'aurai qu'une question pour vous, puis même si Gaz Métro a déjà peut-être répondu en partie à cette question-là, j'aimerais vous entendre là-dessus.

Alors l'élément qui cause problème pour IFFCO, est-ce que c'est plus l'entente, qu'on appelle le Settlement, ou le projet Énergie Est?

R. Alors c'est difficile pour moi de répondre à cette question simplement parce que nous ne sommes pas des intervenants de ce marché aujourd'hui et donc nous n'avons pas véritablement vocation, si vous voulez, à nous prononcer sur les aspects techniques du fonctionnement du marché local.

Nous avions espéré, en fait, pouvoir nous en limiter à la signature d'un contrat à tarif connu, livraison à date connue.

Je vous dirais, en revanche pour quand même répondre à vos questions, que quelle que soit la source, je comprends l'argument selon lequel si vous enlevez de la capacité avec le projet Énergie Est sur le réseau de gazoducs, vous allez forcément réduire le volume et donc causer un embouteillage. Et je sais aussi qu'il y a un embouteillage, c'est logique pour nous, mais pour IFFCO Canada, clairement, quelle que soit la cause de ce différend, la réalité est que, aujourd'hui, il n'y a pas d'approvisionnement possible.

Que ce soit à cause du projet Énergie Est ou à cause en général de la façon dont le transport

est réglementé, le fait est que vous avez un panel d'actionnaires, auxquels vous devez rendre des comptes et qui vous demandent : « Est-ce qu'on a du gaz? » Et vous pouvez commencer à leur expliquer : « Bien, en fait, il y a une entente, si elle est approuvée, on pense qu'elle va être approuvée dans telle période mais ça va donner tel résultat. Ensuite, il faudra passer... »

Vous vous faites couper la parole très vite, on vous pose une question, on dit : « Est-ce qu'il y a du gaz? » « Non, il n'y en a pas. » « Quand est-ce qu'il y en aura? » Parce que, eux, ils comptent combien ça leur coûte chaque mois et s'ils restent dans leurs prévisions et si le projet demeure rentable.

Mme FRANÇOISE GAGNON :

Parfait, merci.

INTERROGÉ PAR M. LAURENT PILOTTO :

Q. [47] Monsieur Tournier, vos derniers propos dans votre présentation étaient un peu inquiétants, je comprends que vous avez épuisé les fonds qui étaient, qui avaient été mis dans la cagnotte par les actionnaires ou, disons, par les promoteurs au départ pour monter le projet et vous dites : « Il faut qu'il se passe de quoi très vite en matière

d'approvisionnement gazier », « très vite » au rythme régulateur, c'est peut-être moins vite que vous ne pensez?

Me DAVID TOURNIER :

R. Bien, en fait, je pense que j'ai conscience du rythme du régulateur, c'est peut-être la raison de la tristesse de mon ton. En fait, je voudrais d'abord souligner que je ne suis pas en train de vous dire que si vous me donnez du gaz maintenant, je vais commencer la construction demain.

Le projet, comme n'importe quel projet, a des défis à régler et ça inclut trouver les partenaires qui vont investir dans le projet, pour un montant suffisant pour mener le projet à terme, parce que vous avez une portion de dette et vous avez une portion d'investissement. Pour l'instant, on a les promoteurs de base.

Et donc, si vous voulez aller les chercher, ces investisseurs, il faut que vous ayez bouclé un certain nombre de choses, les approvisionnements en gaz en sont un.

Maintenant, pour ce qui est de la question de nos fonds, il y a évidemment des éléments confidentiels que je ne peux pas révéler mais ce que je peux vous dire, c'est que ce qui, nous

avions prévu d'atteindre la clôture financière au printemps 2014, de cette année donc.

Des fonds avaient été alloués pour aller jusqu'à cette période-là et on avait anticipé une deuxième phase, et je peux vous dire que ces fonds-là, ceux qui avaient été alloués pour aller jusqu'à la clôture de deux mille quatorze (2014), ont été épuisés depuis longtemps et que nos actionnaires ont dû en remettre.

Aujourd'hui, je ne peux pas parler pour eux, je peux juste parler au nom d'IFFCO Canada, je vais à Québec ce soir parce que demain matin, nous avons une assemblée des actionnaires là-bas et je doute qu'une décision drastique soit prise aussi rapidement mais il est clair que, même si nous gardons confiance dans la faisabilité du projet, parce que les fondamentaux demeurent bons, on a des, on n'a plus beaucoup d'enjeux qui nous restent, le gaz est le plus gros et je comprends que la preuve a été close à l'ONE le vingt-six (26) septembre mais, à l'échelle de notre projet et aux yeux des investisseurs potentiels, ça ne fait aucune différence pour l'instant.

Donc je pense que la meilleure façon de vous répondre est que la situation est réévaluée en

permanence mais que, à chaque qu'on la réévalue, on a dépensé plus d'argent que la dernière fois.

(13 h 44)

Q. [48] Dernière question. Je sais que ça a fait l'objet d'annonces récemment, mais en supposant que, comme c'est prévu, une décision de l'ONE est rendue à la fin de l'année ou au début de deux mille quinze (2015) et que cette décision-là vous rassure en matière d'approvisionnement, quel est l'échéancier, en supposant que toutes les autres embûches que vous pouvez rencontrer s'effacent, c'est quoi l'échéancier, début de la construction et mise en gaz et début de la production?

R. Pour l'instant, si les choses se déroulaient comme nous l'espérons, à la fois en termes de stratégie de construction, c'est tout un exercice en fait d'ajustements. Si votre gaz vous coûte plus cher, votre construction doit coûter moins cher. Là où vous perdez de la marge de manoeuvre, vous en gagnez ailleurs, vous devez en gagner ailleurs, et caetera.

Mettons que tout soit réglé selon nos espérances et en particulier que nous ayons une décision de l'Office national de l'énergie très rapidement, on pourrait commencer la construction,

selon nos estimations, à l'été prochain pour une mise en service en deux mille dix-huit (2018).

Q. [49] Merci.

R. Je vous en prie.

LE PRÉSIDENT :

Q. [50] La Régie n'aura pas d'autres questions pour vous, Maître Tournier. Il nous reste à vous remercier et, encore une fois, à souligner la clarté de votre présentation.

R. Merci.

Q. [51] Merci et bonne fin de journée. Bonne réunion à Québec.

LE PRÉSIDENT :

La Régie serait donc prête à entendre la FCEI, Monsieur Gosselin.

FCEI

ANTOINE GOSSELIN

LE PRÉSIDENT :

Q. [52] Donc bonjour, Monsieur Gosselin.

R. Bonjour.

Q. [53] On vous invite donc à procéder dès maintenant.

R. D'accord. Alors, comme je vous l'ai déjà annoncé dans la lettre qu'on vous a fait parvenir la semaine dernière, je vais être bref.

Tout d'abord, je voudrais souligner l'importance de l'approvisionnement en gaz pour les PME. Je ne pense pas que ça va surprendre personne. Mais, comme vous le savez peut-être, la FCEI mène des sondages régulièrement auprès de ses membres. Et une chose qui ressort de ces sondages-là constamment c'est l'importance pour les PME, les membres de la FCEI à tout le moins, des coûts de l'énergie.

Évidemment, tous les membres consomment de l'énergie, mais parmi les membres il y en a trente pour cent (30 %) qui consomment du gaz naturel. Et, évidemment, au-delà de ceux qui consomment directement du gaz naturel, il y a tous ceux qui font affaire avec des gens qui consomment du gaz naturel. Les PME fournissent des services à des individus mais aussi à d'autres entreprises, grandes et petites.

Évidemment, l'économie étant très interreliée, tout impact pourrait avoir une rupture d'approvisionnement ou des coûts très élevés d'approvisionnement en gaz naturel, inévitablement va avoir des impacts importants au niveau des PME.

Alors, comme d'autres, on constate que présentement il y a des contraintes de transport

dans le marché. Évidemment, on n'a pas le même accès, la même connaissance fine des marchés, le même accès à l'information que, par exemple, les distributeurs peuvent l'avoir. Mais, à travers les dossiers réglementaires, on peut voir quand même notamment par la valeur du transport sur le marché secondaire qu'il y a un problème.

Et pour ajouter à ça, bien, évidemment, là il y a le projet Énergie Est puis les évolutions possibles du marché qui s'en viennent qui nous préoccupent beaucoup.

Alors, évidemment, il y a le projet Constitution potentiellement qu'on observe qui peut amener un petit baume sur la situation actuelle. Mais l'ampleur de la réduction de la congestion dans le triangle de l'Est que pourrait apporter ce projet-là, ce que l'on constate c'est que c'est inférieur à la perte de capacité qui pourrait découler du projet Énergie Est. Alors, évidemment, le projet Énergie Est est très inquiétant de ce point de vue-là.

(13 h 50)

On partage la... notre perception, disons, concorde avec les propos que tiennent Enbridge et Gaz Métro relativement à l’open season qui a eu

lieu... qui a été clos en janvier deux mille quinze (2015)... en janvier deux mille quatorze (2014). Depuis ce temps-là, on a observé dans les dossiers tarifaires des deux distributeurs, Gazifère et Gaz Métro, des transferts de clients importants du service de transport, qui utilisaient leur propre service de transport vers le service de transport des distributeurs. Et ce qu'on a observé aussi, ce qu'on peut noter dans les dossiers tarifaires c'est que ces clients-là reviennent mais ils ne reviennent pas toujours avec du transport qu'eux détenaient. Alors, ils se tournent... maintenant que le open season est fermé, ils se retournent vers le distributeur puis ils disent : « Eille! j'aurais besoin de transport, peux-tu me sortir du trouble? » Et on observe aussi un peu la même chose au niveau des migrations de clients interruptibles vers du service continu.

Alors, tout ça nous amène à penser... et en plus, évidemment, le fait que les distributeurs eux-mêmes le mentionnent, qu'effectivement, il y a... le résultat du open season n'est pas un bon indicateur du besoin de capacités dans le marché.

Donc, pour conclure, la FCEI est très préoccupée par la situation qu'on observe

présentement, est très préoccupée... la conversion potentielle du « shortcut » et par son remplacement par six cents... zéro point six Bcf par jour de capacité sur le tronçon sud du triangle. Et la FCEI estime que, si le Projet Énergie Est devait avoir lieu, il serait nécessaire que la capacité de remplacement qui sera construite soit suffisante pour couvrir non pas seulement la réponse qui a été donnée à l'open season mais l'ensemble des besoins du marché de l'est.

Et l'autre élément c'est que la FCEI pense également que, toujours si le Projet Énergie Est se fait, il ne doit pas y avoir de subvention du secteur gazier vers le secteur pétrolier. Alors, voilà.

LE PRÉSIDENT :

Q. [54] Merci, Monsieur Gosselin. La Régie, ça va aller? La Régie va avoir quelques questions pour vous. Monsieur Pilotto, s'il vous plaît.

INTERROGÉ PAR M. LAURENT PILOTTO :

Q. [55] Alors, Monsieur Gosselin, bien, vous venez de l'évoquer, le transfert constaté de clients interruptibles ou de clients en service transport vers le transport du distributeur ou de l'interruptible vers le continu. Est-ce que vous

proposez que du transport continu soit contracté par les distributeurs, bien, notamment Gaz Métro et Gazifère, là, pour satisfaire la demande des clients interruptibles, est-ce que c'est ce que vous suggérez aux distributeurs de faire?

R. Non. Ce qu'on a dit dans les dossiers tarifaires des deux distributeurs c'est la chose suivante. Ils ont contracté une certaine quantité de transport dans les open season, ils ont annoncé une certaine quantité de transport qui correspondait à ce qu'ils anticipaient en fonction de l'état de la situation au moment où ils l'ont fait. Je ne pense pas qu'on puisse leur reprocher de ne pas avoir anticipé que les gens se bousculeraient aux portes pour avoir du transport ou du service ferme quelques mois plus tard.

Ce que l'on a dit dans ces dossiers-là c'est, bon, on est face à une situation où il n'y a pas de transport qui a été contracté pour cette clientèle-là et là, tout à coup, ils en veulent. Alors, ce que l'on dit c'est, on ne devrait pas permettre le transfert de ces clients-là vers du service continu ou vers le transport du distributeur si ça met en péril la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle qui était déjà

au service de transport du distributeur à ce moment-là.

Mais ça ne veut pas dire qu'on ne devrait pas faire des efforts puis essayer de trouver des solutions pour accommoder l'ensemble des besoins du marché. On peut... on peut jouer à un jeu de recherche d'un coupable, là, là-dedans, on peut essayer de savoir, bien, c'est le client qui aurait dû prendre sa responsabilité puis se contracter du transport ou revenir au service de transport de Gaz Métro plus vite ou annoncer à Gaz Métro : « Bien, là je suis à ton service de transport mais je ne soumissionnerai pas sur l'open season de TCPL, soumissionne pour moi à partir de telle date, je vais prendre ton service de transport. Sauf que je ne pense pas que dans la situation actuelle ce soit très constructif d'essayer de trouver ou pointer un coupable. Je pense que l'intérêt public veut qu'on cherche des solutions pour faire en sorte que tout le monde puisse être desservi en fonction de ce qu'il a besoin comme service. Et donc, qu'on mette les... qu'on prenne les moyens pour arriver à ça. (13 h 56)

Q. [56] J'entends bien ce que vous dites, donc pour faire une distinction entre satisfaire les besoins

ou les enjeux que représente la situation actuelle auprès de certains clients qui se retrouvent pas de transport, là, mais est-ce que vous ne suggérez pas d'une certaine façon de tirer leçon de ça et d'envisager des modifications à des conditions de service, par exemple, pour éviter que ça se reproduise?

R. Bien, je pense qu'effectivement, au niveau des migrations en ce qui a trait au service de transport, dans le dossier de Gaz Métro, on avait mentionné la possibilité dans la demande d'intervention qu'on avait faite de discuter de ces enjeux-là dans le dossier tarifaire qui s'en vient. Ça a été repoussé à un dossier tarifaire ultérieur, mais je pense effectivement que c'est un débat qui va devoir avoir lieu. Il y a eu, au dernier dossier tarifaire, on a resserré les conditions un petit peu au niveau de la migration du service de fournitures. Je pense qu'il y a tout à fait lieu d'avoir le même genre d'analyse au niveau du service de transport.

Q. [57] Dans votre mémoire, à la page 4, vous mentionnez... excusez-moi, il faut que je relise. Vous parlez d'une balise, là... oui, c'est la position de TCPL, oui, à laquelle il fait

référence. Alors, quelle est, selon vous, la balise qui devrait être utilisée pour estimer les capacités nécessaires?

R. Bien, il en a été question un petit peu ce matin de la possibilité, par exemple, de faire un nouvel appel d'offres, de laisser le temps au marché d'absorber, peut-être, les décisions réglementaires récentes sur la façon dont TCPL peut commercialiser son transport. Je pense qu'ici, évidemment, on est toujours contraint... il y a toutes sortes de contraintes, là, mais dans un monde idéal, je pense que si on pouvait avoir une année ou un peu plus devant nous pour permettre au marché de s'adapter, de sorte qu'un nouvel appel de... un nouvel open season puisse être mené après ça, bien peut-être qu'on... je pense qu'on risquerait d'avoir une réponse plus adéquate à l'open season, surtout si on fait des efforts, par exemple, pour comme Gaz Métro le disait ce matin, contacter les clients, les conscientiser à la problématique, là. Et je dirais peut-être même dans une certaine mesure pouvoir annoncer à des clients interruptibles ou des clients qui ont leur propre service de transport puis ça rejoint les règles de migration, mais leur annoncer que... si vous ne l'annoncez pas

tout de suite, ça se pourrait que ça prenne quelques années avant que vous puissiez revenir au service de transport ou revenir au service ferme.

Q. [58] Merci, Monsieur Gosselin, je n'ai pas d'autres questions.

LE PRÉSIDENT :

Q. [59] Merci, Monsieur Gosselin, la Régie n'aura pas d'autres questions pour vous. Je vous remercie de votre participation et bonne fin de journée.

Donc la Régie va suspendre ses travaux jusqu'à demain matin, neuf heures (9h00) où est-ce qu'on va entendre, demain, TCPL, l'ACIG, Gazifère et Enbridge. Merci. Bonne fin de journée.

AJOURNEMENT

SERMENT D'OFFICE :

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel, certifie sous mon serment d'office, que les pages qui précèdent sont et contiennent la transcription exacte et fidèle des notes recueillies par moi au moyen du sténomasque, le tout conformément à la Loi.

ET J'AI SIGNE:

Sténographe officiel. 200569-7