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 6 OCTOBRE 2014

VOLUME 1

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 PAOUET

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).

- 4 -

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PRÉSENTATION DE KPMG/SECOR	
M. DANIEL DENIS	12
INTERROGÉ PAR M. LAURENT PILOTTO	39
INTERROGÉ PAR Mme FRANÇOISE GAGNON	49
INTERROGÉ PAR M. GILLES BOULIANNE	54
PRÉSENTATION DE WOOD MACKENZIE	
Ms. JENNIFER L. SNYDER	61
M. LAURENT PILOTTO	89
INTERROGÉE PAR Mme FRANÇOISE GAGNON	92
INTERROGÉE PAR M. LAURENT PILOTTO	97

LISTE DES PIÈCES

	<u>PA</u>	AGE
C-GM-GI-0018	: Présentation	61
A-0024 :	Estimation sommaire réalisée par la Régie	89
A-0025 :	Article publié dans le Scientific American- It's Frack, Baby, Frack, as Conventional Gas Drilling Declines (Infographic)	89

L'AN DEUX MILLE QUATORZE, ce sixième (6e) jour du 1 mois d'octobre : 2 3 4 PRÉLIMINAIRES 5 LA GREFFIÈRE : 6 7 Protocole d'ouverture. Audience du six (6) octobre deux mille quatorze (2014), dossier R-3900-2014. 8 9 Avis sur les approvisionnements en fourniture et 10 transport de gaz naturel nécessaires pour répondre 11 aux besoins des consommateurs québécois à moyen et 12 long termes. Les régisseurs désignés dans ce dossier sont 13 14 monsieur Gilles Boulianne, président de la 15 formation, de même que monsieur Laurent Pilotto et 16 madame Françoise Gagnon. 17 Le procureur de la Régie est maître Hélène 18 Barriault. 19 La requérante est ministre de l'Énergie et des 20 Ressources naturelles, représentée par monsieur 21 Pierre Arcand. 22 Les personnes intéressées sont : Association des consommateurs industriels de gaz, 23 24 représentée par maître Guy Sarault; 25 Fédération canadienne de l'entreprise indépendante,

1	représentée par monsieur Antoine Gosselin;
2	Gazifère inc., représentée par maître Louise
3	Tremblay;
4	Société en commandite Gaz Métro, représentée par
5	maître Vincent Regnault;
6	Groupe de recherche appliquée en macroécologie,
7	représenté par maître Geneviève Paquet;
8	Entreprise IFFCO Canada limitée, représentée par
9	maître David Tournier;
10	Regroupement national des conseils régionaux de
11	l'environnement, représenté par monsieur Philippe
12	Bourke;
13	Regroupement des organismes environnementaux en
14	énergie, représenté par maître Franklin S. Gertler;
15	Stratégies énergétiques et Association québécoise
16	de lutte contre la pollution atmosphérique,
17	représentées par maître Dominique Neuman;
18	TransCanada Pipelines Limited, représentée par
19	maître Anne Drost, Marc-André Landry et Elizabeth
20	Swanson;
21	Union des municipalités du Québec, représentée par
22	maître Raphaël Lescop.
23	Y a-t-il d'autres personnes dans la salle
24	qui désirent présenter une demande ou faire des
25	représentations au sujet de ce dossier? Je

1	demanderais par ailleurs aux parties de bien
2	vouloir s'identifier à chacune de leurs
3	interventions pour les fins de l'enregistrement.
4	Aussi, auriez-vous l'obligeance de vous assurer que
5	votre cellulaire est fermé durant la tenue de
6	l'audience. Merci.
7	LE PRÉSIDENT :
8	Merci, Madame la Greffière. Bonjour. Bienvenue à
9	tous. Madame Gaulin vous a présenté la formation,
10	vous a présenté également le procureur de la Régie.
11	L'équipe de la Régie est également composée de
12	monsieur Pierre Renaud, qui est le chargé de
13	projet, de mesdames Monique Rouleau et Marie-Claire
14	Dinh. Le quatre (4) juillet dernier, le ministre de
15	l'Énergie et des Ressources naturelles demandait à
16	la Régie un avis sur les capacités actuelles et
17	futures d'approvisionnement en gaz naturel pour les
18	consommateurs québécois et en particulier les
19	entreprises.
20	Il indiquait que la stabilité des
21	approvisionnements pourrait être affectée par la
22	conversion d'une partie de la canalisation
23	principale de transport de gaz naturel de
24	TransCanada Pipelines en oléoduc dans le cadre du
25	projet Énergie Est. Le mandat que nous a confié le

1	ministre, c'est :
2	Établir les capacités
3	d'approvisionnement en fourniture et
4	transport de gaz naturel nécessaires
5	pour répondre, à un prix compétitif,
6	aux besoins en gaz naturel des
7	consommateurs québécois à moyen et
8	long termes, soit d'ici deux mille
9	trente (2030), en considérant divers
10	scénarios économiques;
11	Il nous confiait également :
12	Étudier différentes options de
13	fourniture et d'approvisionnement
14	possibles pour répondre à la demande
15	de gaz naturel au cours du même
16	horizon en évaluant leur incidence sur
17	les consommateurs de gaz naturel du
18	Québec au niveau de la tarification et
19	de la fiabilité.
20	Il demandait également d'effectuer ces travaux dans
21	un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts
22	possibles.
23	La Régie voudrait d'abord vous remercier de
24	votre collaboration. Nous avons reçu de nombreux
25	mémoires, dont la qualité ne fait aucun doute. Ils

vont nous être définitivement très utiles dans la préparation de cet avis. Comme vous avez pu le constater, les délais sont plutôt courts puisque nous devons rendre notre avis au ministre pour le douze (12) décembre prochain. En conséquence, nous allons devoir procéder de façon efficace, comme d'habitude, à la Régie.

Les travaux se dérouleront légèrement différemment de nos travaux habituels. Notre fonctionnement sera plus souple que le processus quasi judiciaire dans lequel nous procédons habituellement. Notre cadre se rapprochera de la consultation publique où les participants aident la Régie à donner un avis au ministre. Il n'y aura pas, au cours de ce processus, de reconnaissance de statut d'expert.

Pour la présentation des mémoires, je vous rappelle que la Régie a pris connaissance des mémoires. On les a lus attentivement, on les a analysés. On s'attend donc à ce que les présentations se concentrent sur les éléments essentiels sur lesquels vous voulez attirer l'attention de la Régie. À chaque présentation ou après chaque présentation, la Régie adressera quelques questions aux représentants des personnes

1	intéressées. À la fin des audiences, il n'y aura
2	pas de contre-interrogatoire, il n'y aura pas non
3	plus de réplique.
4	Pour toute question de calendrier ou de
5	logistique, nous vous invitons à vous adresser à
6	maître Hélène Barriault. Enfin, je vous invite à
7	parler lentement compte tenu que nous avons retenu
8	les services de sténographe et de traduction du
9	français à l'anglais et de l'anglais au français.
10	Est-ce qu'il y aurait des commentaires, des
11	remarques préliminaires de la part des
12	participants? D'accord. On va donc procéder
13	immédiatement ce matin par la présentation des
14	représentants de KPMG-SECOR. Maître Regnault, Gaz
15	Métro et Gazifère Bonjour, Maître Tremblay.
16	(9 h 14)
17	LE PRÉSIDENT :
18	Vous avez retenu les services d'un expert pour
19	éclairer la Régie, est-ce que vous pourriez peut-
20	être nous présenter?
21	Me VINCENT REGNAULT :
22	En fait, ce que je vous suggère premièrement,
23	bonjour, Monsieur le Président, Madame la
24	Régisseure, Monsieur le Régisseur. Monsieur Denis a
25	une présentation, qui va porter la cote C-GM-GI-

- 1 0017, donc qui sera versée au dossier. Monsieur
- Denis pourra, en fait, avait prévu commencer sa
- 3 présentation en se présentant, justement, en
- 4 expliquant qui il est, ses compétences, ce qu'il
- 5 fait et tout ça, alors je pense qu'on peut peut-
- être le laisser aller avec sa présentation puis à
- 7 ce moment-là, madame Snyder, de Wood Mackenzie,
- 8 fera la même chose, donc vous aurez le bénéfice de
- 9 l'entendre.
- 10 LE PRÉSIDENT :
- 11 D'accord. Merci, Maître Regnault.
- 12 Me VINCENT REGNAULT :
- 13 Q. [1] Bonjour, Monsieur Denis.
- 14 M. DANIEL DENIS:
- 15 R. Bonjour...
- 16 Q. [2] À vous la parole.
- 17 R. Bonjour, Monsieur le Président, Madame la
- 18 Régisseure, Monsieur le Régisseur. Donc je vais
- 19 vous faire une présentation assez courte des
- 20 principaux résultats du document qu'on a déposé il
- 21 y a quelques jours maintenant et, peut-être
- d'entrée de jeu, me présenter. Donc, Daniel Denis,
- je suis économiste de formation, bac et maîtrise de
- l'Université de Montréal. J'ai commencé ma carrière
- 25 en économie à la Banque Nationale, au Département

des prévisions économiques pour le Canada et les États-Unis et maintenant, depuis trente (30) ans (ce qui ne me rajeunit pas), en service conseil au sein de SECOR, SECOR qui a été intégrée il y a deux ans à KPMG, d'où le KPMG-SECOR.

Notre expérience et la mienne particulièrement dans le fond pour le dossier qui nous préoccupe ici, d'abord, j'ai travaillé dans le secteur de l'énergie avec, en fait, pour plusieurs sources d'énergie, que ce soit électricité, gaz, pétrole, énergies renouvelables. Surtout, on travaille beaucoup et personnellement avec des entreprises qui sont intensives en énergie, donc des entreprises qui ont besoin d'énergie pour se développer ou réaliser des projets, et aussi dans plusieurs secteurs industriels qui sont des secteurs intensifs en gaz.

Je suis le responsable, chez KPMG-SECOR, des analyses économiques, donc à la fois l'équipe de Montréal et coordonner l'équipe qui est à Toronto et Vancouver, et je suis responsable aussi de la pratique qu'on appelle « Mining », ou « Mines et ressources naturelles » pour KPMG au Québec.

Donc... et je vais ralentir le rythme parce que je me rends compte peut-être que pour la

traduction simultanée... donc je vous présente les principaux résultats, peut-être juste revenir, il y a deux grands éléments qui étaient regardés dans notre analyse. Donc, d'une part l'évaluation des besoins potentiels de gaz naturel au Québec pour la période qui est couverte par la présente analyse, c'est-à-dire deux mille quinze - deux mille trente (2015-2030), ainsi que l'offre potentielle de gaz naturel mais en provenance du territoire québécois, donc vraiment de sources domestiques par rapport à ce qui pourrait venir, des sources de gaz qui pourraient venir de l'extérieur du Québec.

Aussi, d'entrée de jeu, je pense que c'est important de souligner que, évidemment, on a, vous l'avez probablement vu, trois scénarios de besoins, trois scénarios économiques, en fait des variations, je vais y revenir peut-être dans chacun des cas pour que ce soit clair; en fait, c'est des variabilités du scénario économique, on a un scénario de prix, un scénario de référence de prix, scénario de référence de prix qui tient compte du système de plafonnement et d'échanges des émissions de gaz à effet de serre qui va entrer en vigueur en deux mille quinze (2015).

Et un point important, parce que je sais

que c'est revenu dans les questions de la Régie, on ne postule aucune contrainte de notre côté en termes d'approvisionnement, donc c'est de voir, dans le fond, autre que la contrainte de prix, le signal de prix, on présume que le gaz est disponible au prix de référence que je vais y arriver dans un instant et ensuite déterminer la demande par segment, donc résidentiel, commercial, industriel et autres.

Je vais diviser ma présentation en trois grands blocs, qui suit le profil, dans le fond, du document qui vous a été déposé. Donc rapidement, dans un premier temps, vous parler des prix relatifs de référence qui ont été utilisés, ensuite de l'estimation des besoins en gaz naturel, pour terminer avec les perspectives sur l'offre domestique. Ça vous va?

Donc, si on commence peut-être par le scénario de prix relatifs, peut-être au départ mentionner que notre scénario de prix américains est basé sur les prévisions du EIA, donc de l'Energy Information Agency; ensuite, on postule un prix livré à Dawn, où on a pris les scénarios de Wood Mackenzie à ce moment-là sur le prix livré à Dawn. Et ce qui est important ensuite, c'est que

notre prix relatif et notre prix absolu est celui livré à l'utilisateur, donc c'est de savoir, dans le fond, le client commercial, institutionnel, résidentiel ou industriel, quel prix il va payer sur l'horizon.

Donc entre Dawn et la livraison, donc tout ce qui concerne la distribution, le transport, on présume que sur la période, la croissance des coûts est similaire à l'inflation. Donc on a, dans le fond, un coût fixe en termes réels pour ce qui est du transport et la distribution, la variabilité sur la période s'explique par le coût de fourniture du gaz.

Il peut avoir peut-être une première interrogation déjà de dire, bien, comment ça se fait que si on présume, dans le fond, le même prix de fourniture pour les trois usages, comment ça se fait que sur la période, on a des croissances de prix réel qui est différent? C'est tout simplement que le poids des coûts de distribution et de transport varie selon les clientèles. Si on regarde, par exemple, pour une clientèle résidentielle, ces frais-là peuvent représenter jusqu'à cinquante pour cent (50 %) du prix final. Pour le commercial c'est autour du tiers, pour un

1	industriel c'est à peu près dix pour cent (10 %).
2	D'où le fait que la croissance des prix réels du
3	secteur résidentiel ici est plus faible en raison
4	de la composante, dans le fond, transport-
5	distribution qui est fixe sur la période.
6	(9 h 20)
7	Maintenant le prix c'est important pour
8	déterminer la demande. Ce qui est peut-être plus
9	important encore c'est le prix relatif, donc
10	comment il se compare par rapport aux autres
11	sources d'énergie. Parce que la plupart des
12	utilisateurs ont la possibilité d'échanger ou de
13	convertir leurs sources d'énergie en fonction des
14	prix respectifs de chacune des sources d'énergie.
15	Ce qu'on a fait ensuite c'est de comparer
16	selon les classes d'utilisateurs à des sources
17	d'énergie alternatives. Dans tous les cas, comme je
18	le mentionnais tantôt, dès le départ en incluant la
19	taxe, si on peut l'appeler, ou le coût additionnel
20	qui est lié au système de plafonnement et d'échange
21	des droits d'émission.
22	Donc, si on regarde dans le haut, c'est la
23	clientèle industrielle. Sur l'ensemble de la
24	période, le gaz naturel garde un avantage relatif,

avantage relatif de prix qu'il a gagné dans les

dernières années, comme vous le savez, suite aux
bouleversements ou sinon aux changements de
paradigmes au niveau de la production de gaz
naturel en Amérique du Nord, particulièrement aux
États-Unis. Donc, un prix beaucoup plus bas, un
découplage, dans le fond, un prix du gaz naturel
qui s'est éloigné de celui du pétrole et du mazout,
lourd ou léger.

Ça fait que si on regarde au niveau du secteur industriel, il y a que le charbon qui gagne un avantage relatif de prix. Mais le charbon est très peu utilisé au Québec en raison principalement des coûts qui peuvent être associés à sa disposition. Il y a quelques secteurs industriels comme les cimenteries qui l'utilisent. Mais vraiment la source d'énergie de rechange importante c'est le mazout et, dans certains cas, pour des processus à intensité plus électrique, tout à l'électricité.

Mais les industries pour lesquelles qui peuvent être demandeurs de gaz naturel c'est souvent des choix entre le mazout lourd, dans certains cas mazout léger, et le gaz naturel.

On a aussi donc ensuite les écarts de prix relatif. Ici, dans ce qu'on voit dans le fond c'est

1	l'écart de prix entre les deux sources d'énergie,
2	là. Si on prend, par exemple, dans le cadre de
3	commerciaux, quinze dollars trente-six (15,36 \$)
4	c'est la différence entre le prix du gaz naturel et
5	le prix du mazout léger à l'horizon deux mille
6	trente (2030). Donc, un avantage pour le gaz
7	naturel dans ce cas-là de quinze dollars trente-six
8	(15,36 \$) le gigajoule en dollars canadiens.
9	Donc, pour les deux usages commerciaux et
10	aussi résidentiel, un avantage de prix relatif qui
11	se maintient pour le gaz naturel.
12	Si on va maintenant à l'estimation des
13	besoins, une fois les prix définis ou les prix de
14	référence définis, quelles sont les anticipations
15	ou la prévision des besoins de gaz naturel par
16	segment de clients au Québec.
17	D'abord, peut-être pour la demande
18	résidentielle et commerciale, dans le fond, sans
19	entrer dans le détail, ce qu'on a regardé dans le
20	fond c'est évidemment, d'une part, c'est quoi la
21	demande existante pour ces secteurs-là.
22	Ensuite il y a des ajustements qui sont
23	prévus dans les prochaines années qui sont liés
24	soit à l'efficacité énergétique, parce que dans les

dernières années il y a eu des gains d'efficacité

25

énergétique qu'on prévoit aussi se maintenir dans les prochaines années. Il y a toujours encore une préoccupation quand même globalement au coût de l'énergie, donc à l'utilisation efficace de l'énergie. Et il y a des pertes qui peuvent être liées à la conjoncture économique.

Ensuite il y a des nouvelles ventes qui peuvent être dans les deux cas liées soit à des conversions de clients existants vers la source d'énergie qu'est le gaz naturel, des nouvelles constructions, que ce soit au niveau résidentiel des mises en chantier ou des nouvelles constructions commerciales. Évidemment, il y a les ajouts de charges, là, des clients existants en fonction de leur consommation additionnelle dans les années à venir.

En prenant en considération chacun de ces items-là dont certains sont liés à la conjoncture économique, on peut penser, par exemple, aux nouvelles constructions résidentielles, constructions commerciales, incluant aussi les ajouts de charges existants au niveau commercial qui est lié à la conjoncture économique, l'efficacité énergétique en postulant aussi, comme je mentionnais, un maintien de la préoccupation et

des gains à cet égard-là en termes de diminution de la consommation unitaire.

On obtient le profil de prévisions qu'on présente ici. Notre scénario de base pour le commercial et institutionnel prévoit à l'horizon deux mille trente (2030) une consommation de deux point cinq milliards de mètres cubes (2,5 G m3) de gaz et avec une croissance qui est relativement continue sur l'ensemble de la période, et une croissance d'environ point cinq pour cent (,5 %) par année.

Dans les dernières années, ce qui alimente cette croissance-là c'est que, dans les dernières années, la consommation commerciale a progressé plus que la consommation résidentielle. Le poids dans le groupe commercial et institutionnel, ou résidentiel, pardon, le groupe commercial et résidentiel, le poids du secteur commercial est de plus en plus important.

Si on regarde en deux mille quinze

(2015)... en deux mille treize (2013), pardon, près

des trois quarts de la consommation de ce

regroupement-là était commercial et ça va se

continuer dans la mesure où la consommation

commerciale progresse plus rapidement que celle du

1 secteur résidentiel.

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

On a deux scénarios, et vous allez le revoir dans le fond pour chacun des segments. Ce qu'on a appelé un scénario pessimiste, un scénario optimiste. Scénario pessimiste, essentiellement, comme je disais tantôt, il n'y a pas de variation de prix. C'est vraiment des scénarios économiques. Dans ce cas-ci, le pessimiste c'est qu'on postule que la croissance va être deux fois plus faible. (9 h 26) Donc, par exemple, évidemment, ça va affecter les mises en chantier, les nouvelles mises en chantier, aussi commerciales, ou la consommation existante. Alors qu'en scénario optimiste, on postule que la croissance économique va être deux fois plus rapide. Donc, c'est pour avoir vraiment une fourchette, en tant que telle, des profils de consommation possibles. Dans le résidentiel et commercial et institutionnel, on a isolé la composante transport. On a isolé la composante transport parce que c'est un secteur, dans le fond, qui devient un consommateur plus important que par le passé du gaz naturel. Et tous les modes de transport, soit que

ce soit le ferroviaire, le maritime ou le routier,

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

ça s'explique à la fois par des mesures réglementaires pour essayer de limiter l'empreinte environnementale du secteur du transport, qui est un des grands émetteurs de gaz à effet de serre.

Cela s'explique évidemment aussi par, si ce n'est que le prix de l'énergie et l'importance que représente l'énergie dans les coûts de ces différentes formes de transport là. Si on regarde, par exemple, pour le secteur ferroviaire, dans le fond, l'énergie, c'est à peu près un petit peu moins que le quart (1/4), vingt-trois pour cent (23 %) des coûts de fonctionnement du secteur, donc une préoccupation évidemment importante, là, à l'utilisation de l'énergie. Des locomotives qui, encore, sont principalement propulsées au diesel, mais, avec des projets-pilotes, de plus en plus en utilisant du gaz naturel liquéfié, donc du GNL. Au Canada, il y a le CN qui est déjà aussi en projetpilote. Donc, ce qu'on a fait, c'est, sur la période, postuler une augmentation de la pénétration du gaz naturel, selon le scénario qui a été développé par EIA, et c'est compte tenu que le CN et le CP sont des joueurs continentaux nordaméricains extrêmement présents aussi aux États-Unis. On postule que le comportement qu'ils vont

adopter va s'appliquer à l'ensemble de l'Amérique du Nord, puisque c'est le même matériel à la base et c'est les mêmes décideurs au niveau des choix technologiques.

Au niveau maritime, on a actualisé une étude qui a été faite il n'y a pas tellement longtemps par CPCS. Et dans ce cas-là, dans le fond, on a ajusté pour tenir compte de certains investissements récents qui ont été faits, soit qui ne favorisent pas une pénétration plus rapide du GNL, par exemple au niveau des remorqueurs, le gros joueur au Québec a décidé d'aller dans du plus conventionnel. Par contre, la Société des Traversiers, par exemple, elle a été plus rapidement. Donc, on a actualisé pour tenir compte des choix récents qui ont été faits par rapport à des investissements dans des bateaux.

Et, au niveau routier, on a repris aussi le scénario de EIA, un peu dans la même logique, dans le sens qu'il y a un avantage et, quand les technologies vont être, dans le fond, démontrées, le déploiement va se faire de façon assez conséquente. C'est l'ensemble des grands transporteurs routiers, ceux que, pour lesquels qui ont des grandes flottes de camions. Et, au Québec,

il y a quelques très grandes compagnies, même à l'échelle nord-américaine, qui sont présentes.

Dans ce cas-ci, on le voit, la croissance est beaucoup plus importante que celle qu'on a vue précédemment, donc on parle de presque quinze pour cent (15 %) par année sur la période, avec une croissance plus forte sur la période qui, post-deux mille vingt (2020), parce que plusieurs de ces technologies-là sont en déploiement, puis le taux de pénétration, dans le fond, va s'accélérer au fur et à mesure où les réseaux de distribution vont se déployer, que les courbes d'apprentissage vont faire leur effet.

La différence, ici, entre de base,
pessimiste et optimiste; dans le pessimiste,
essentiellement, on présume que la technologie ne
perce pas sur cette période-là dans le secteur
routier. Alors que dans l'optimiste, dans le fond,
c'est un taux de pénétration qui est un peu plus
rapide que ce qui est prévu dans l'EIA. Mais
l'écart important qu'on voit ici, peut-être entre
le pessimiste et l'optimiste, c'est dû au secteur
routier qui adopte ou pas cette technologie.

Au niveau industriel, la demande industrielle, quand même un bloc plus important,

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

peut-être ce qui est utile de saisir; on a fait une analyse de la demande industrielle ou des besoins industriels sur le réseau et hors réseau. Je vais revenir tantôt à hors réseau. Mais c'est, dans le fond, on le sait, là, le réseau de pipelines de Gaz Métro, dans le fond, couvre un territoire au Québec qui est limité, qui est quand même étendu, mais qui est limité dans le sens qu'il y a des zones industrielles qui ne sont pas desservies actuellement par gazoduc de distribution. Et on peut penser, par exemple, évidemment, à tout ce qui est la Côte-Nord, le bas Saint-Laurent-Gaspésie, les bouts aussi, là, que ce soit le nord de l'Abitibi ou le nord du Saguenay-Lac Saint-Jean. Au niveau du réseau, un peu la même logique que tantôt, ce qu'on a vu pour le secteur commercial et institutionnel et résidentiel; donc le volume existant. À ça, on ajoute la demande additionnelle; elle peut être soit liée à des clients existants, donc leur croissance organique, ou à des nouveaux projets en tant que tels, donc des nouveaux projets industriels. Au niveau des ajustements pour la clientèle existante, au-delà de la croissance interne, il y a aussi de l'efficacité

énergétique qu'on observe dans ce secteur-là. Donc,

1	on continue de postuler sur la période des pertes
2	qui sont liées à une efficacité énergétique. La
3	croissance interne, elle, est liée à la progression
4	qui est attendue par les secteurs industriels. La
5	demande industrielle, ce qui est important, on l'a
6	décomposée par les principaux secteurs utilisateurs
7	du gaz.
8	(09 h 30)
9	Et donc secteur par secteur, postuler qu'elles
10	étaient les perspectives pour les prochaines
11	années. Et ça varie de stagnation, par exemple, si
12	on pense à l'acier - on ne pense pas qu'il va y
13	avoir une croissance de la demande de gaz naturel
14	pour le secteur des aciéries sur la période - à une
15	croissance très modérée si on pense, par exemple,
16	au secteur de l'aluminium ou encore des croissances
17	un peu plus fortes pour les produits chimiques.
18	Et pour les nouveaux clients, projets,
19	c'est une analyse de tous les projets existants et
20	de voir dans quelle mesure, un, ils sont
21	utilisateurs de gaz; deux, quelle est leur
22	probabilité de réalisation, donc projet par projet,
23	déterminer quelle est la probabilité qu'ils se
24	réalisent compte tenu des conditions du marché
25	qu'on connaît et, ensuite, une estimation de la

consommation de gaz pour les projets qui ont une probabilité de réalisation.

Juste pour peut-être indiquer, dans les nouveaux clients actuellement, ou les nouveaux projets plutôt, il y en a une cinquantaine qui a été regardée, il y en a une vingtaine, dans le fond, où le gaz naturel était plus important, il y en a dix (10) en tant que tel, vous allez voir, où on a évalué qu'il y avait une probabilité de réalisation qui était suffisante pour l'intégrer à notre scénario de référence.

Tout ce qui est les données, peut-être important aussi, qui touchent le secteur industriel comprend la demande de IFFCO, puis on va y revenir quand même, qui est un bloc en soi qui vaut la peine d'être regardé pratiquement de manière séparée mais demande industrielle inclut IFFCO et la centrale de Bécancour. Donc, c'est juste d'avoir en tête que la demande industrielle qui est présentée en termes de consommation c'est aussi incluant IFFCO et les besoins pour la centrale de Bécancour. En réseau, j'y reviendrai dans un instant, mais c'est aussi à la fois les installations existantes et des nouveaux projets.

Si on regarde les résultats des besoins

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

industriels pour les régions desservies. Donc, sur la période ou à l'horizon deux mille trente (2030), notre estimation est à cinq point deux milliards de mètres cubes (5,2 G m3) de gaz naturel, ce qui est une croissance de deux point cinq pour cent (2,5 %) par année. Par contre, il faut avoir en tête que ça, ça inclut la phase 1 de IFFCO, je vais revenir, par rapport aux scénarios pessimistes/optimistes et IFFCO, en soi, représente à peu près quarante pour cent (40 %) de l'accroissement des volumes supplémentaires. Si on exclut IFFCO, bien, on garde la centrale de Bécancour dans le portrait global de la demande industrielle, on parle d'une croissance de un point quatre pour cent (1,4 %) par année, ça se compare, ça, si on regarde, un point huit (1,8) sur les trente (30) dernières années, deux point trois (2,3) dans les derniers cinq ans par rapport à la croissance annuelle. Ce qui est important aussi peut-être entre les scénarios pessimistes et optimistes dans ce

Ce qui est important aussi peut-être entre les scénarios pessimistes et optimistes dans ce cas-ci, au-delà de ce que je mentionnais tantôt sur la croissance économique où c'est les mêmes scénarios, donc deux fois plus, deux fois moins, pour ce qui est du pessimiste, on considère que IFFCO ne se réalise pas alors que l'optimiste

1	inclut la phase 2 de IFFCO, la phase 2 est
2	essentiellement de doubler la consommation de la
3	phase 1 en termes de besoins et il y a la
4	probabilité de réalisation des projets.
5	Ce qu'on fait actuellement, c'est que tous
6	les projets qui ont une probabilité de réalisation
7	de plus de cinquante pour cent (50 %) sont pris en
8	considération. Dans le scénario pessimiste, on
9	postule seulement les projets qui ont une
10	probabilité de réalisation de plus de quatre-vingt-
11	cinq pour cent (85 %) puis pour le pessimiste
12	l'optimiste, pardon, tous les projets qui ont une
13	probabilité de réalisation de plus de trente pour
14	cent (30 %). Donc, le scénario économique IFFCO et
15	l'intégration ou non de certains projets qui fait
16	la fourchette qu'on observe entre les trois
17	scénarios. Et on voit tout simplement à droite
18	l'importance, évidemment, des nouvelles ventes et
19	principalement aussi de IFFCO sur l'horizon. Mais
20	il reste une croissance organique, quand même, d'un
21	certain nombre de secteurs compte tenu des
22	perspectives économiques des prochaines années.
23	Si on combine, dans le fond, ces deux
24	grands blocs de demande, incluant le secteur des
25	transports pour le premier et puis la centrale de

génération d'électricité pour le deuxième, on voit, sur la période, le scénario de base prévoit une croissance de deux pour cent (2 %) par année, un petit peu moins que huit milliards de mètres cubes (8 G m3) à l'horizon deux mille trente (2030), une croissance de point quatre (0,4) dans le scénario pessimiste et trois point cinq (3,5) dans le scénario optimiste.

Les régions non desservies qui ne sont pas incluses dans notre scénario de base, peut-être des fois ce n'était peut-être pas clair, désolé, je me relisais ce week-end puis je me disais « Bien, je ne sais pas si c'est toujours aussi clair », mais si on additionne les chiffres, c'est comme évident mais peut-être dans le texte des fois ce n'était pas assez... Les régions non desservies ne sont pas incluses dans les scénarios qu'on vient de voir.

Par contre, pourquoi avoir intégré les régions non desservies? Il y a peut-être deux grandes raisons : d'une part, le prix relatif du gaz naturel même, du GNL, reste intéressant par rapport aux sources alternatives, que ce soit particulièrement le mazout lourd mais en partie aussi le mazout léger. L'écart n'est pas très important actuellement avec un GNL par rapport au

1 mazout lourd mais il y a quand même un écart
2 favorable.

Et le deuxième élément qui nous a amenés quand même à regarder ça, c'est qu'on sait qu'il y a, de toute façon, il y a des projets actuellement qui sont en réalisation qui vont être alimentés au GNL. On n'a qu'à penser à la mine de diamants de Stornoway, par exemple.

Donc, ce qu'on a fait, c'est d'estimer quel pourrait être le potentiel, dans le fond, de gaz additionnel qui serait associé à ces besoins des régions non desservies. Peut-être trois scénarios. Le scénario qui est le plus bas, dans le fond - et ici, peut-être pour que ce soit plus clair, je le mentionne, on a pris des termes peut-être parce qu'on a eu un commentaire que ce n'était pas toujours évident ça fait que, ici, les termes ne sont pas nécessairement les mêmes que dans le rapport, je le souligne - mais le scénario minimal, dans le fond, c'est le scénario de conversion des volumes actuels.

22 (9 h 37)

Essentiellement, il y a une vingtaine d'installations, vingt-deux (22) installations qui sont sur le territoire non desservi, qui pourraient

1	être des utilisateurs de gaz. On peut penser par
2	exemple aux alumineries à Baie-Comeau, à Sept-Iles,
3	l'usine de bouletage par exemple qui est à Port-
4	Cartier, que leur secteur d'activités, si on
5	regarde dans le fond s'ils étaient branchés sur un
6	réseau, ils seraient des utilisateurs de gaz
7	naturel. C'est, dans le fond, c'est une source
8	d'énergie qui est souvent plus pratique et moins
9	coûteuse. Donc, ces vingt-deux (22) installations-
10	là, on a évalué pour chacune, quelle serait la
11	demande de gaz naturel s'ils y avaient accès et
12	donc, ça, ça donne le scénario le plus bas qui mène
13	à peu près à quatre cent soixante-trois millions de
14	mètres cubes (463 M m3). Pourquoi il y a une baisse
15	sur la période? Bien, il y a des projets puis si on
16	prend par exemple la mine de diamant de Stornaway,
17	pour l'instant, sa durée de vie est inférieure à
18	quinze (15) ans. Par contre, les projets, surtout
19	les projets miniers, les durées de vie sont
20	variables en fonction des efforts d'exploration
21	additionnelle mais disons que pour la conversion
22	des joueurs existants, on parle de quatre cent
23	soixante-trois millions de mètres cubes (463 M m3).
24	Quand on inclut les projets qui sont en
25	développement avec les mêmes bases, là, c'est-à-

dire que s'il y a une probabilité de plus de cinquante pour cent (50 %), on monte à huit cent cinquante-cinq (855) et un scénario avec plus de trente-trois pour cent (33 %), à neuf cent vingt-deux (922). Pour donner un ordre de grandeur, bien dans le fond, le quatre-cent soixante-trois (463), c'est environ cinq pour cent (5 %) de la demande qu'on prévoit à l'horizon deux mille trente (2030) et le huit cent cinquante-cinq (855), c'est à peu près dix pour cent (10 %) de la demande qu'on prévoit à l'horizon deux mille trente (2030). Je répète par ailleurs, ces volumes-là ne sont pas intégrés, là, au scénario de référence qui a été présenté précédemment.

Je vais passer au dernier bloc qui est l'offre en gaz naturel du Québec. Ça va être d'une certaine façon peut-être plus rapide mais il n'en demeure pas moins que c'est un dossier qui n'est pas évident parce qu'il y a encore beaucoup d'incertitude. D'abord, il y a peut-être deux grandes sources qu'on peut envisager. Évidemment, il y a tout ce qui est les gaz de shale ou peut-être aussi des gaz conventionnels, j'y reviendrai tantôt, dans un instant pour ce qui est d'Anticosti mais principalement, des gaz de shale et il y a

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

toute la, on va l'appeler la, les bio-gaz, là, qui peuvent être associés à la gestion des résidus, aux déchets.

Dans le cas des gaz de shale, vous le savez, il y a un potentiel réel même s'il est encore incertain quant à son envergure. Le volume potentiel ou le volume global qui pourrait être tiré des gaz de shale reste encore imprécis particulièrement dépendamment de qu'est-ce qu'on considère comme étant à la fois rentable et exploitable parce qu'on le sait, c'est dans des milieux qui sont près dans plusieurs cas des gisements ou les potentiels sont près de milieux urbains et ce qu'on vous présente ici, c'est essentiellement les résultats de l'évaluation environnementale stratégique qui a été menée par, vous le savez, par le BAPE, dans les dernières années. Il y a deux scénarios qui viennent du comité quant au potentiel que pourraient représenter les gaz de shale puis qui sont les scénarios 3 et 5 puis essentiellement, le gaz de shale au Québec, il y a trois grands corridors, là, si on veut, qui ont un potentiel. Le scénario 3, c'est le corridor, une partie du corridor 2, qui serait potentiellement peut-être celui qui est le

moins susceptible de soulever des problèmes d'acceptabilité sociale mais tout de même, reste près de certaines régions urbanisées, et le scénario 5 du comité, c'est l'exploitation des trois corridors. Donc on voit que c'est peut-être un volume à certains égards qui est substantiel mais pour nous, sur l'horizon deux mille trente (2030), on pense peu probable, très peu probable, qu'il y ait du gaz qui provienne des gaz de shale en raison principalement de la difficulté de, ou l'acceptabilité sociale de cette source d'énergie là actuellement au Québec.

Le deuxième c'est l'Île d'Anticosti et la Gaspésie où là il y a des efforts qui sont faits, on le sait, au niveau de l'exploration pétrolière Anticosti. Il y a aussi un potentiel au niveau de gisement de Bourque. Dans ces deux cas-là aussi, on pense que sur l'horizon deux mille trente (2030), il serait... il y a peu de probabilités que ce soit des volumes qui soient présents sur le marché ou directement, de façon significative. Et dans ces deux cas-là, ça se double de la notion du problème d'acheminement du gaz en tant que tel, donc du coût qui est associé même à sa distribution au-delà des mêmes problématiques ou des mêmes enjeux qui sont

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

associés à l'acceptabilité sociale.

Reste une source de gaz domestique où on pense qu'il y a un volume mais qui va rester limité c'est le gaz naturel renouvelable, donc celui qui est lié à soit ce qui vient directement des sites d'enfouissement ou la valorisation des matières résiduelles des municipalités. On sait qu'il y a, dans le fond, une nouvelle loi qui va entrer en viqueur au Québec pour essayer d'accroître le niveau de valorisation des matières résiduelles, notamment tout ce qui est les matières compostables. Ce qu'on a postulé sur l'horizon c'est les projets existants et pourquoi pas en ajouter davantage? D'une part, pour l'instant, c'est la rentabilité particulièrement pour les municipalités puis vraiment d'amener ça à du gaz naturel et non pas du biogaz, là, qu'ils peuvent utiliser sur place mais vraiment du gaz naturel qui pourrait être injecté sur le réseau. La rentabilité, elle n'est pas là pour l'instant. Les municipalités évidemment sont préoccupées de faire des investissements si la rentabilité n'y est pas, mais les projets qui ont été annoncés, on présume que sur la période, ils se réalisent. Ce qui nous amène à peu près à cent neuf millions de mètres

1	cubes (109 M m3). Le potentiel pour l'ensemble des
2	municipalités qui vont être évaluées par l'UMQ
3	amènerait ça à seulement cinquante pour cent (50 %)
4	de plus pour ce qui est du municipal. Ça fait que
5	si on regarde, sur l'horizon, avec les projets
6	existants, on parle d'à peu près un point quatre
7	pour cent (1,4 %) de la demande qu'on estime en
8	deux mille trente (2030). Si selon le potentiel
9	évalué par l'UMQ, tous les projets des
10	municipalités se réalisaient, on monte à environ
11	deux pour cent (2 %) de la demande. À ça
12	j'ajouterais les sites d'enfouissement, mais les
13	sites d'enfouissement l'utilisent aussi beaucoup
14	sur le site même pour utilisation de leurs besoins
15	de déplacement ou de sources d'énergies directes.
16	(9 h 44)
17	Je m'arrêterai ici sur les principaux
18	résultats de l'analyse qui a été déposée.
19	LE PRÉSIDENT :
20	D'accord, Monsieur Denis. La Régie va avoir
21	quelques questions pour vous. Par ailleurs, au
22	cours de votre présentation, vous avez peut-être
23	répondu à certaines de nos questions, notamment
24	l'évolution, comment vous avez tenu compte des
25	coûts de transport, des coûts de distribution dans

- 1 votre prévision, et là-dessus, on va donc se
- 2 retirer quinze minutes et revenir avec vous avec
- 3 cinq ou six questions, d'accord? Merci.

- 5 SUSPENSION DE L'AUDIENCE
- 6 REPRISE DE L'AUDIENCE

7

- 8 LE PRÉSIDENT :
- 9 Rebonjour, mesdames, messieurs. Monsieur Denis,
- 10 nous avons effectivement quelques questions pour
- 11 vous. Est-ce que, Monsieur Pilotto, vous pourriez
- 12 peut-être débuter?
- 13 INTERROGÉ PAR M. LAURENT PILOTTO:
- 14 Q. [3] Bonjour, Monsieur Denis.
- 15 M. DANIEL DENIS:
- 16 R. Bonjour.
- 17 Q. [4] Ma première question porte sur la croissance de
- 18 GNL prévue dans le secteur des transports en
- 19 particulier. Donc on constate que vous avez retenu,
- dans le fond, un taux de croissance de quatorze
- virgule sept pour cent (14,7 %)...
- 22 R. Hum-hum.
- 23 Q. [5] ... dans ce secteur-là. Peut-être que je... je
- vais prendre votre acétate...
- 25 R. La 9.

- 1 Q. [6] ... page 9... oui, exactement. Donc ça nous
- 2 semble très optimiste à l'égard du secteur des
- 3 transports; par contre, on comprend que vous vous
- 4 êtes appuyé sur des prévisions faites par l'agence
- 5 américaine. À votre avis, c'est quoi la probabilité
- que le secteur des transports assume les coûts de
- 7 conversion qui sont nécessaires pour que cette
- 8 croissance-là se matérialise?
- 9 R. C'est, comme je l'indiquais tantôt, c'est peut-être
- 10 au niveau routier où l'enjeu est le plus important,
- dans le sens où, pour le ferroviaire, il y a, oui,
- des coûts de conversion mais en tant que tels, à la
- fois la taille des joueurs, les gains que ça
- 14 représente et je dirais presque la facilité, là, en
- 15 tant que telle, là.
- 16 Q. [7] Hum-hum.
- 17 R. Dans le maritime, il y a aussi des coûts de
- 18 conversion mais on le voit aussi encore, dans ce
- 19 cas-là, avec des projets réels, là, donc si on
- 20 pense à la Société des traversiers, même le Groupe
- 21 Desgagnés, par exemple...
- 22 Q. [8] Hum-hum.
- 23 R. ... qui ont des systèmes souvent qui sont bi-
- 24 énergie, donc qui leur permettent d'aller chercher
- 25 selon les prix relatifs des sources. Dans le

- secteur du transport, bien, il y a quand même des
- développements, c'est celui, le transport routier
- j'entends...
- 4 Q. [9] Hum hum.
- 5 R. ... c'est peut-être celui où, dans le fond,
- 6 l'incertitude est un peu plus grande du fait que,
- 7 au-delà des coûts de conversion, il y a encore,
- 8 c'est des enjeux au niveau de la fiabilité des
- 9 moteurs, il y a toute une courbe d'apprentissage,
- il y a la formation des gens...
- 11 O. [10] Hum hum.
- 12 R. ... il y a une rotation peut-être un peu plus
- 13 grande aussi, dans le fond, du personnel. Mais,
- dans le fond, encore là, on le sait, il y a des
- camions, il y a des compagnies québécoises, dans le
- fond, qui en ont des flottes actuellement de
- 17 camions et quand on leur parle, ils sont alignés
- pour accroître cette proportion-là, dans la mesure
- 19 où les petits irritants qui restent, là, sont...
- 20 sont...
- 21 Maintenant, la croissance que vous voyez,
- 22 elle n'est pas... elle n'est pas exceptionnelle par
- 23 rapport à ce que vous pouvez observer probablement
- 24 chez... de d'autres sources en tant que telles. Ça
- 25 a l'air gros mais on part d'une base qui est

- 1 tellement faible...
- 2 Q. [11] Oui.
- 3 R. ... que ce n'est pas compliqué d'avoir des taux de
- 4 croissance importants.
- 5 Q. [12] Hum hum.
- 6 R. Si on regarde dans le secteur routier, par exemple,
- 7 actuellement, on a point deux pour cent (0,2 %) des
- 8 camions qui, de la flotte, qui est au GNL; sur
- 9 l'horizon deux mille trente (2030), on postule que
- 10 ça va monter à deux pour cent (2,0 %). Donc ça
- 11 reste, c'est très faible en termes de pénétration
- 12 mais comme on passe de point deux à deux (0,2 -
- 2,0 %), ça fait une croissance importante. Ça fait
- que le transport routier ici, là, c'est deux pour
- cent (2,0 %) de conversion de la flotte qui est au
- 16 GNL.
- 17 O. [13] Et pourtant, a priori, j'aurais cru que, dans
- les secteurs maritimes ou dans le secteur
- 19 ferroviaire, un, les volumes doivent être
- 20 sensiblement importants et, il me semble, les
- 21 barrières à l'entrée devraient être plus facilement
- franchissables pour des gros joueurs comme CN, CP,
- ou Amtrak ou...
- 24 R. Bien, regardez, pour le transport ferroviaire, le
- 25 scénario ici, sur le scénario de base, c'est à peu

près trente-cinq pour cent (35 %) de conversion à l'horizon deux mille trente (2030), donc c'est beaucoup plus élevé. Mais compte tenu que, dans le fond, les locomotives ne feront pas nécessairement le plein au Québec, il y a cet effet-là qui joue, là, il faut voir en tant que tel, par rapport au transport routier, où la proportion de, dans le fond, de déplacements sur le territoire québécois est plus important en nombre.

Pour le maritime, c'est aussi, quand même, c'est le bloc peut-être le plus significatif parce que, encore là, il y a, on parle, dans le fond, de propriétaires ou d'entreprises, dans le fond, qui sont, qui font principalement du déplacement avec une base, une base Québec; comme je disais tantôt, il y a le Groupe... évidemment la Société des traversiers du Québec, le Groupe Desgagnés donc, qui vont alimenter la demande, le besoin sur le territoire québécois.

(10 h 14)

Dans le secteur ferroviaire c'est juste que ça se disperse sur l'ensemble du territoire d'opération des compagnies ferroviaires. Mais tout de même, là, si on parle de trente-cinq pour cent (35 %) de taux de pénétration dans ce cas-ci.

- 1 Q. [14] O.K. Est-ce que vous avez envisagé dans le
- 2 secteur des transports encore une fois, est-ce que
- 3 vous avez envisagé seulement le GNL comme source
- 4 alternative de carburant ou d'autres sources comme
- 5 le GNC par exemple?
- 6 R. Ici, c'est seulement le GNL. Dans le fond c'est un
- 7 transfert du diesel vers le GNL.
- 8 Q. [15] Hum, hum.
- 9 R. Et pas le gaz naturel comprimé.
- 10 Q. [16] O.K. Et donc, vous n'avez pas pris en compte
- 11 le fait que le GNC pourrait venir chercher une
- 12 partie du marché du diesel?
- 13 R. Non.
- 14 Q. [17] Non.
- 15 R. Par contre, là ça deviendrait comme une conversion
- entre du comprimé puis du liquide si on regarde en
- 17 termes de besoins, là.
- 18 Q. [18] Hum, hum.
- 19 R. Dans le fond si c'est la même source que le gaz
- 20 naturel, ça serait plus un facteur de conversion.
- 21 Mais, ici, on a présumé que c'est ça, c'est du GNL
- 22 comme pénétration.
- 23 Q. [19] Maintenant il y a une question à cent piastres
- 24 (100 \$) à laquelle vous ne pouvez pas répondre.
- Mais, à l'heure actuelle, le GNL ne comporte pas, à

- 1 moins que je me trompe, il comporte, évidemment,
- des crédits pour le SPEDE comme le diesel. Par
- 3 contre, le diesel, lui, il comporte des taxes
- 4 d'accises puis des taxes provinciales sur le
- 5 carburant. Bon. Ça, ça aide, évidemment, à la
- 6 position concurrentielle favorable du GNL par
- 7 rapport au diesel. Mais tout d'un coup que le
- 8 gouvernement aurait le goût de transposer les taxes
- 9 d'accises sur les carburants au gaz naturel.
- 10 Q. [20] Évidemment, ce n'est pas postulé ici.
- 11 L'implication c'est une hausse du prix, donc une
- diminution de la position dans le fond des... une
- 13 détérioration du prix relatif. Potentiellement, ça
- 14 affecterait à la baisse la demande, les besoins.
- Mais ça n'a pas été estimé, ça n'a pas été pris en
- 16 considération qu'il y aurait une nouvelle taxe ou
- 17 un nouveau champ de taxation qui s'ouvrirait par
- 18 ces développements-là.
- 19 Q. [21] O.K. Merci. Ma seconde question porte, bien,
- 20 sur encore là la position concurrentielle du gaz
- 21 naturel par rapport aux autres formes d'énergie.
- 22 C'était au début de votre présentation.
- 23 R. Page 5.
- Q. [22] Alors la méthodologie que vous avez proposée
- vous l'avez bien expliquée ce matin. Vous avez

- 1 supposé que seul dans le fond le prix de la
- 2 molécule variait sur l'horizon. Donc, vous avez
- 3 maintenu le coût de distribution puis le coût de
- 4 transport stable. Disons vous l'avez fait évaluer à
- 5 l'IPC.
- 6 R. Au rythme de l'inflation, oui.
- 7 Q. [23] Comment vous comparez cette hypothèse-là?
- Bien, dans le fond ma question : c'est-tu vraiment
- 9 réaliste de penser que le coût de transport... On
- 10 le sait que juste l'entente qui a eu lieu entre
- 11 TCPL puis les grands distributeurs de l'Est va
- 12 avoir une influence, cette entente-là va avoir une
- influence importante sur les prix de transport. Ca
- 14 c'est à brève échéance si l'ONE acquiesce à cette
- proposition.
- Puis, on le voit, là, que, dépendant des
- 17 pipelines qui seront, qui se réaliseront, des
- projets qui se réaliseront, les coûts de transport
- 19 peuvent varier considérablement.
- 20 R. Je vous dirais que ça peut être dans le fond ce
- 21 coût-là qui a été résumé comme stable en termes
- 22 réels, il peut être plus élevé, moins élevé en
- 23 fonction des niveaux des investissements,
- l'optimisation qu'on fera du réseau.
- 25 À cette étape-ci, nous, on trouvait que

1	c'était trop, il y avait trop d'incertitudes pour
2	déterminer une évolution dans le fond de ce coût-là
3	sur la période deux mille quinze-deux mille trente
4	(2015-2030). Est-ce que c'est réaliste? Ça va être
5	très certainement différent d'un effet nul. Est-ce
6	que ça va être légèrement positif, légèrement
7	négatif, fortement positif? Ça reste à déterminer.

Mais on n'a pas cherché dans le fond à faire cette analyse-là. Ici, on s'est concentré vraiment sur la demande plutôt que toute la... dans le fond toute la structure de distribution du réseau de gaz.

Q. [24] Oui, ça je comprends que vous vous êtes positionné plus d'un point de vue perspective économique, quels sont les grands éléments qui vont influencer la demande sur l'horizon de l'étude, là. Mais enfin, on a un peu de doute sur la validité de cette hypothèse-là dans la mesure où, par exemple, dans la clientèle industrielle, là, c'est clair que le coût de la molécule est important, mais le coût de transport est important, beaucoup plus que le coût de distribution. Dans le fond le coût de distribution pour la clientèle industrielle est peut-être dix pour cent (10 %), là du...

25 R. En fait, si on regarde l'ensemble des composantes

1	distribution-transport, compression, incluant même
2	la taxe sur les droits d'émissions, on parle dans
3	l'industriel d'à peu près dix pour cent (10 %) du
4	coût. Donc, on voit, oui, ça a un impact. Mais
5	supposons que c'est soit dix pour cent (10 %) de
6	plus ou dix pour cent (10 %) de moins, au bout du
7	compte c'est à peu près comme un pour cent (1 %),
8	là, sur le prix. Dans le fond, la portion qui est
9	associée à distribution-transport elle devient
10	évidemment encore plus importante pour le
11	résidentiel.

Ceci étant, je ne néglige pas que, et puis ça aurait un effet sur le prix, incluant sur le prix relatif, là, du gaz naturel. À la hausse ou à la baisse, actuellement est-ce que les mesures font en sorte que même le prix serait encore plus favorable en termes d'écart parce qu'une meilleure utilisation des installations? Mais ce n'est pas un exercice qu'on a fait.

- 20 (10 h 20)
- Q. [25] O.K. Mais si on voulait prendre en compte, ça, dans le fond, on pourrait...
- 23 R. Oui.

12

13

14

15

16

17

18

19

Q. [26] On pourrait supposer que l'effet transport aurait le même effet que si c'était sur le coût de

- 1 la molécule, par exemple.
- 2 R. Tout à fait, oui.
- 3 Q. [27] Ajusté...
- 4 R. Oui, à la hausse ou à la baisse, c'est en fonction,
- 5 effectivement...
- 6 Q. [28] Hum, hum.
- 7 R. ... des scénarios qu'on prend par rapport à ces
- 8 coûts-là.
- 9 Q. [29] Très bien, merci.
- 10 R. Ça me fait plaisir.
- 11 INTERROGÉ PAR Mme FRANÇOISE GAGNON:
- 12 Q. [30] Françoise Gagnon pour la Régie. Alors, bonjour
- 13 Monsieur Denis.
- 14 R. Bonjour.
- Q. [31] Attendez, je vais essayer... Avec les ordis...
- Alors, moi, ma question fait référence, dans votre
- mémoire, à l'annexe 3, le tableau 8, qui sont la
- 18 liste de projets potentiels pour les régions
- desservies.
- 20 R. Hum, hum.
- 21 Q. [32] Alors vous nous avez expliqué ce matin,
- 22 effectivement, comment vous avez basé votre analyse
- c'était très bien expliqué mais, moi, ce que je
- 24 me demandais c'est : est-ce que vous tenez compte
- que l'hypothèse que tous les projets vont se

- 1 maintenir au cours de toute la période étudiée?
- 2 R. Dans ce cas-ci, oui, parce que sur l'horizon des
- quinze (15) prochaines années, surtout pour le fait
- qu'il y a des projets qui ne rentrent pas en
- 5 opération dans l'an 1, c'est souvent des projets
- 6 qui sont assez intensifs en capital et, donc, dont
- 7 l'amortissement de leur investissement se fait sur
- 8 une certaine période de temps : sur quarante (40),
- 9 cinquante (50) ans, j'aurais peut-être une autre
- opinion, mais sur la période de quinze (15) ans
- 11 qu'on est là, on est assez confortables que ces
- 12 projets-là, dont il y a des investissements,
- resteraient en opération sur la période.
- 14 Q. [33] Donc, pour vous, il n'y aurait pas
- d'effritement au niveau de ces projets-là durant la
- 16 période étudiée?
- 17 R. Il y a un facteur d'effritement global à notre
- 18 scénario de demande industrielle mais sur les
- 19 nouveaux projets, parce que pour la demande
- 20 existante il y a un scénario d'effritement en
- 21 fonction soit des perspectives économiques,
- 22 l'efficacité énergétique ou des facteurs qui sont
- liés à la conjoncture, un taux de perte mais pour
- les nouveaux projets. On présume que ceux qui sont
- lancés, sur la durée de la période qui va sur

- 1 l'horizon deux mille trente (2030), ils sont en
- 2 opération.
- 3 Q. [34] O.K. Très bien. Donc, la méthodologie puis la
- 4 prévision ne changeraient pas dans ce cas-là?
- 5 R. Non
- 6 Q. [35] Parce que vous l'avez pris en compte...
- 7 R. Oui.
- 8 Q. [36] ... dans votre...
- 9 R. De même que leur consommation. Dans ce cas-là, on
- 10 n'a pas l'effet aussi peut-être inverse dans le
- sens qu'on présume une consommation qui va être
- 12 constante dans le temps donc, si ces projets-là
- auraient, par exemple, une durée de vie plus
- longue, si c'est une mine par exemple.
- 15 Q. [37] Hum, hum.
- 16 R. Parce qu'il y a des projets qui ont une durée qui
- se termine, par contre.
- 18 Q. [38] Oui, oui.
- 19 R. Sur l'horizon deux mille trente (2030), il y a des
- 20 projets pour lesquels la demande disparaît parce
- 21 que, pour l'instant, c'est une installation qui a
- une durée de vie de X dans le temps mais on ne
- présume pas non plus, pour les nouveaux projets,
- 24 qu'il y aurait un potentiel d'expansion, une
- demande additionnelle. Ça fait que ce n'est pas, il

- 1 n'y a pas non plus à la hausse, il n'y a pas de
- 2 facteurs non plus à la hausse.
- 3 Q. [39] O.K.
- 4 R. C'est la même consommation sur l'ensemble de la
- 5 période.
- 6 Q. [40] Donc, à quelle date aussi vous avez fait le
- 7 recensement? Parce que vous avez contacté les
- 8 directeurs de ces projets-là, importants, et vous
- 9 avez fait ça quand?
- 10 R. Cet été. Parce que dans le fond, quand vous voyez,
- dans le fond, ça s'est fait, ça, dans les cinq
- dernières semaines. Je dirais que pour les régions
- 13 non desservies, on avait, dans le fond, entrepris
- des contacts sur des régions non desservies donc,
- je dirais, la durée dans les régions desservies
- 16 c'est vraiment cet été. Pour les régions non
- desservies, il y a des projets pour lesquels on a
- de l'information qui est un peu plus, dans le fond,
- 19 qui date du printemps. Dans plusieurs des cas, je
- dois vous dire qu'on est aussi, dans le fond, on
- 21 connaît les promoteurs pour travailler sur des
- dossiers avec eux. Ça fait qu'il y a des, certains
- des très gros, particulièrement le secteur minier,
- si on pense, par exemple...
- 25 Q. [41] Hum, hum.

- 1 R. ... et même dans les régions desservies, certains
- des gros projets, c'est des projets sur lesquels on
- 3 est en relation avec les entreprises pour évaluer
- 4 les rendements financiers, des choses comme ça.
- 5 Mais le gros s'est fait cet été, dans les cinq ou
- 6 six dernières semaines entre le moment...
- 7 Q. [42] Vous dites pour les régions desservies?
- 8 R. Pour les régions desservies, oui.
- 9 Q. [43] O.K. Merci. Donc, vous n'entrevoyez pas
- 10 particulièrement des catégories qui sont
- 11 susceptibles à une baisse, dans vos huit catégories
- comme les pâtes et papiers, la pétrochimie...
- 13 R. Bien, comme vous avez peut-être remarqué, l'acier
- je l'ai mentionné tantôt, aucune croissance.
- 15 Q. [44] Oui.
- 16 R. Les pâtes et papiers, aucune croissance sur les
- 17 premières années. On pense qu'il va y avoir un
- 18 petit renversement mais une croissance très limitée
- 19 mais, encore là, il y a des facteurs d'effritement
- qui sont liés à l'ensemble du modèle mais qui ne
- sont pas par secteur. Dans le fond, il y a comme
- 22 une, un peu comme pour l'efficacité énergétique, il
- y a une perte qui est associée à la conjoncture
- 24 puis à l'efficacité énergétique. Si on regarde les
- secteurs, comme je vous dis, soit qu'on les, ils

- 1 sont en stagnation pour certains ou en légère
- 2 hausse pour d'autres sauf un secteur qui est peut-
- 3 être un peu plus important.
- 4 Q. [45] Parfait. Ça répond à mes questions, merci.
- 5 INTERROGÉ PAR M. GILLES BOULIANNE :
- 6 Q. [46] Monsieur Denis, Gilles Boulianne pour la
- 7 formation. Pour continuer dans les projets, par
- 8 exemple, pour les régions non desservies, on sait,
- 9 là, que la Côte-Nord, nord du Québec, Gaspésie,
- 10 Bas-Saint-Laurent, il n'y a pas présentement, ils
- 11 ne sont pas desservis par un réseau de gaz. Par
- 12 ailleurs, on entend parler de plusieurs projets
- d'approvisionnement futur pour ces régions-là. On a
- parlé d'extension de réseau de gaz naturel,
- 15 gazoduc, on a parlé de gaz naturel comprimé, on
- parle de transport de GNL tout récemment, on a vu
- 17 ca la semaine dernière.
- 18 R. Hum, hum.
- 19 (10 h 25)
- 20 Q. [47] Il y a également des projets de liquéfaction
- 21 un peu partout. Pouvez-vous, je sais que vous n'en
- 22 avez pas tenu compte, mais est-ce que vous pouvez
- 23 commenter sur les effets de ces futurs, éventuels
- 24 développements, si on veut, sur la demande de gaz
- 25 naturel à moyen et long terme. Est-ce que, même si

1 vous ne l'avez pas...

2 R. Oui, bien en fait, vous l'avez vu, on l'a quand 3 même estimé, c'est juste qu'on ne l'a pas intégré 4 dans, dépendamment, des probabilités de réalisation 5 du GNL et la provenance du GNL. Dans le fond, est-6 ce qu'elle va être acheminée, est-ce qu'elle vient 7 complètement de manière importée, parce qu'à la limite, on pourrait penser à du GNL qui vient 8 9 directement de l'extérieur du Canada, donc dans le 10 fond, il faut juste faire cette, il faut regarder 11 comment la pression qu'il y a sur le système. Donc, on a quand même évalué, je veux dire, on l'a... 12 13 mais on l'a isolé. On n'a pas voulu le mettre dans 14 notre scénario de référence. C'est comme je vous le 15 mentionnais tantôt, le prix relatif actuellement, 16 même pour le GNL, peut être intéressant. Il est, 17 puis je vais peut-être juste remettre la page, il est, on le voit sur l'horizon, là, sur l'horizon de 18 19 deux mille vingt (2020), donc dans les toutes 20 prochaines années, si on regarde par rapport au 21 mazout lourd, l'écart, si on inclut tous les frais 22 qui sont associés au GNL, l'écart n'est peut-être 23 pas nécessairement important. Il peut l'être 24 davantage dépendamment ultimement où est la source 25 de GNL, c'est quoi le coût de transport. Dans le

1	fond, on part d'où puis le projet en tant que tel,
2	il est où, là.
3	Si on est à un projet où on amène du GNL
4	très proche de la côte, puis qu'on a une
5	installation qui est, par exemple, sur près d'un
6	port sur la Côte-Nord, bien là, il y a certains des
7	coûts, par contre, si on est dans la fosse du
8	Labrador, puis on est même à Labrador City, là, ça
9	va être différent au niveau du coût. Ça fait que
10	ça, c'est l'élément qu'il faut C'est vraiment
11	une analyse, là, ça serait dossier par dossier en
12	fonction de où est l'installation de GNL, puis si
13	on regarde en moyenne, ici c'est comme en moyenne
14	en présumant un coût de transport puis de
15	distribution de GNL, on voit que l'écart est
16	grandissant dans le temps. Donc l'intérêt de cette
17	source-là va probablement s'accroître,
18	particulièrement, là, s'il y a des gens qui sont en
19	mazout léger mais plusieurs de ces installations-
20	là, c'est par rapport au mazout lourd.
21	D'autre part, on sait qu'il y a des
22	projets. Évidemment, il y en a des cas,
23	effectivement. Je mentionnais le cas de Stornoway
24	dans le fond qui a signé un contrat
25	d'approvisionnement, là, dans ce cas-là qui va être

1	acheminé par camion. Il y a d'autres, dans le fond,
2	d'autres sources possibles. Il y a d'autres
3	projets, là, qui amènent du GNL d'une autre façon.
4	Ça fait que dans le fond, je dirais notre prudence,
5	c'est lié à la fois à l'incertitude, compte tenu
6	des je mentionnais le cas de Stornoway, dans le
7	fond, qui a signé un contrat d'approvisionnement,
8	là, dans ce cas-là qui va acheminer par camion. Il
9	y a d'autres, dans le fond, d'autres sources
10	possibles. Il y a d'autres projets qui amènent du
11	GNL d'une autre d'une autre façon.
12	(10 h 27)
13	Dans le fond, je vous dirais que notre
14	prudence c'est lié à la fois à l'incertitude compte
15	tenu de l'écart de coûts à court terme. Puis là, il
16	faudrait y aller comme projet, projet, par projet,
17	en fonction d'une source réaliste
18	d'approvisionnement en GNL.
19	Dès que ça va se développer, peut-être un
20	peu comme tantôt, ce qui est dans le secteur du
21	transport routier, s'il y a quelque chose qui
22	s'établit, un réseau qui s'établit avec une
23	certaine certitude d'approvisionnement, on pourrait
24	voir une accélération sur la période,
25	particulièrement plus sur l'horizon probablement

25

1		post deux mille vingt (2020) en termes de volume
2		important, mais il va y avoir un effet de
3		démonstration qu'on est en mesure d'amener un GNL à
4		tel prix avec une sécurité d'approvisionnement.
5		Mais il y a une demande manifeste et puis il y a
6		des projets en cours qui qui exige du gaz
7		naturel au moment où on se parle, là, qui est soit
8		en gaz naturel comprimé ou en gaz naturel liquéfié.
9		Vous avez tout à fait raison.
10		Mais l'information fournie permet de voir
11		quel est l'effet. Comme je mentionnais tantôt, la
12		clientèle actuellement non desservie existante qui
13		pourrait passer au gaz naturel c'est des volumes
14		qui sont le bâtonnet du bas, donc à peu près cinq
15		pour cent (5 %) de demandes additionnelles sur
16		l'horizon, en incluant des projets qui ont une
17		probabilité de réalisation qui est suffisante. On
18		parle de dix pour cent (10 %). Ça fait que ça donne
19		quand même un ordre de grandeur de ce que ça peut
20		représenter comme potentiel sur l'horizon deux
21		mille trente (2030).
22	Q.	[48] Peut-être une autre question concernant
23		votre je m'inspire de votre page 7 de la

présentation. Peut-être une précision, s'il vous

plaît. Ça, ça explique l'approche que vous avez

1			c '		/ 1 1		1
⊥	retenue	pour	iaire	vos	prévisions.	Ľτ	aans

- 2 « Ajustements » il y a « Pertes », puis on est dans
- 3 le secteur, là, résidentiel et commercial. Puis on
- 4 a la même chose dans les autres secteurs
- 5 industriels. « Pertes liées à la conjoncture
- 6 économique », comment vous avez mis cette variable-
- 7 là dans votre modèle?
- 8 R. C'est un bon point. Dans le fond, ici, on est allé
- 9 à partir des... des pertes historiques de clients.
- Dans le fond, ça s'apparente davantage à des
- 11 clients qui ferment. Il peut y avoir des nouveaux
- 12 clients ensuite qui s'ajoutent.
- 13 Et, historiquement, si on regarde les
- dernières années, on a autour de trois (3 %) à cinq
- pour cent (5 %) par année et on a postulé une
- 16 progression similaire compte tenu que la
- 17 conjoncture économique, là on a une croissance
- 18 économique qui est modérée, qui n'est pas
- 19 spectaculaire, mais on a gardé le même taux de
- 20 pertes. Donc, ici, on s'est fié à l'historique
- de... Je ne sais pas si le terme « conjoncture
- 22 économique » est le bon, mais c'est vraiment un
- 23 taux de pertes de clientèle.
- Q. [49] C'est une constante que vous avez mise.
- 25 R. Oui. Bien, ca varie d'une année à l'autre. On a

- 1 pris comme une... Compte tenu qu'on est sur une
- 2 longue période, d'une année à l'autre ça peut
- 3 varier, mais ça joue entre... C'est moins de trois
- 4 pour cent (3 %) puis cinq (5 %), six pour cent
- 5 (6%). Ça fait qu'on a pris quatre pour cent (4%)
- 6 sur la période.
- 7 Q. [50] D'accord. Pas d'autres questions, Chers
- 8 Collègues?
- 9 M. LAURENT PILOTTO:
- 10 Non.
- 11 LE PRÉSIDENT :
- 12 Françoise?
- 13 Mme FRANÇOISE GAGNON:
- Non.
- 15 LE PRÉSIDENT :
- Q. [51] Monsieur Denis, c'était les questions que la
- Régie avait préparées en lisant votre mémoire au
- 18 cours des dernières semaines. Il nous reste qu'à
- 19 vous remercier pour votre participation.
- 20 R. Ça me fait plaisir.
- 21 Q. [52] On va vous souhaiter une bonne fin de journée.
- 22 R. Merci.
- 23 LE PRÉSIDENT :
- 24 Selon notre horaire, on passerait maintenant à la
- 25 preuve de Wood Mackenzie, madame Jennifer Snyder.

1		Vous pouvez avancer, Madame.
2		
3		PRÉSENTATION DE WOOD MACKENZIE
4		Me VINCENT REGNAULT :
5		Très rapidement, Monsieur le Président, simplement
6		la présentation que va utiliser madame Snyder qui
7		est cotée C-GM-GI-0018.
8		
9		C-GM-GI-0018 : Présentation
10		
11		(10 h 32)
12		LE PRÉSIDENT :
13		Merci, Maître Regnault. Welcome to the Régie.
14		Ms. JENNIFER L. SNYDER :
15	Α.	Thank you. Good morning, Mr. President and Board
16		members. I'm Jen Snyder, and I'm Wood Mackenzie's
17		Principal Analyst following North American gas
18		markets. I'm also not young, I've been covering
19		North American gas markets now for twenty years,
20		and in my role at Wood Mackenzie, I'm responsible
21		for all our messages and forecasts for North
22		American gas markets, so supply, demand, price, and
23		other fundamentals.
24		In my role, I've presented to numerous
25		board of directors and senior executive groups

1	facing decisions in natural gas markets. As well, I
2	serve on the Electric Power Research Institute's
3	Advisory Committee on the Executive Council of that
4	group. Prior to joining Wood Mackenzie, I held a
5	similar role at Cambridge Energy Research
6	Associates, and I actually started my career at
7	National Economic Research Associates, providing
8	economic support for regulatory proceedings within
9	the energy sector.
10	And I am pleased to be here to talk to you
11	today. Gas Metro commissioned Wood Mackenzie to
12	analyze gas fundamentals in markets served through
13	TransCanada's Eastern Ontario triangle, with a
14	focus on Québec, and in particular called on Wood
15	Mackenzie because of our perspective on the
16	changing fundamentals across North America.
17	Given that question, our analysis included
18	both of Gas Met and Gazifère's service territories.
19	And in order to carry out this assessment of supply
20	availability within the Eastern Ontario triangle
21	and into Québec, we actually followed four steps
22	within our study :
23	- First of all, we looked at the adequacy of
24	the resource base within North America to

serve Québec markets and other markets

1	through the study period.
2	- Secondly, we looked at the current pipeline
3	infrastructure and as well planned
4	expansions to analyze the way that pipeline
5	system could influence deliverability into
6	Québec.
7	- Third, we looked at peak demand growth
8	coming from different sectors within the
9	province itself, as well as the overall
10	Eastern delivery area zone and also markets
11	served through the Eastern Ontario triangle
12	infrastructure.
13	- And finally, we matched that peak day
14	expectation with the pipeline
15	infrastructure to analyze supply
16	deliverability in Québec through the study
17	period.
18	Now, resource adequacy was the simple part of our
19	analysis. It will come as no surprise that North
20	American producers have actually built a vast
21	inventory of low-cost resource within the gas
22	shales, and in particular they have delineated the
23	most productive acreage within these gas plays,
24	they have optimized well designs in order to
25	increase recovery rates and also to keep costs

down, and they have become very efficient with their drilling programs.

And as such, we've got a good bit of gas within North America. And if you look at the map I'm presenting, the shale gas resource is actually distributed across the continent. And you can see the gas shale plays outlined in red within the map, and as well the oil shale plays outlined in green on the map, and they also tend to deliver gas into the system.

And they are distributed, but the most prolific shales within North America are actually located within the U.S. Northeast outlined on your map, and these are the Marcellus shales and also the emerging Ohio Utica shale play.

Now, investment returns within the Marcellus and Utica are so strong that we actually expect production in the Northeast to double by twenty twenty (2020) from its twenty thirteen (2013) levels and to reach 28 BCF per day. And in that year, the Northeast will make up twenty percent (20%) of overall U.S. production. By twenty thirty (2030), we actually Northeast supplies to provide 33 BCF per day of gas into the market. And growth from the Northeast and from the other gas

1	shales is more than enough to offset declines from
2	some of the traditional producing basins in the
3	U.S. Gulf of Mexico and Gulf Coast, and also within
4	the WCSB.
5	So our very strong conclusion to supply
6	adequacy is that the resource base will be
7	sufficient to serve Québec and other markets
8	through the study period and, as well, the
9	geographic proximity of the Northeast shales to the
10	Québec market could very well limit gas cost into
11	the province relative to traditional supply basin
12	within the WCSB because of, again, the close
13	proximity to the resource itself.
14	However, the trick is that the
15	infrastructure itself doesn't get aligned with this
16	new supply geography. And one can actually drive
17	from the most prolific gas wells in the world in
18	Northeastern Pennsylvania to Boston, Massachusetts,
19	in a morning, and you can do that without getting
20	any speeding tickets.
21	(10 h 39)
22	However, Boston, Massachusetts, is the highest
23	price gas market in the world for this upcoming
24	winter and were you to try to buy gas supplies for
25	January or February delivery in Boston, you would

have to pay twenty dollars (\$20) per MMBtu based on current forward price. And this contrasts with gas prices under two dollars (\$2) per MMBtu in those gas fields less than a morning's drive away. So, again, we're looking at an infrastructure that isn't quite aligned yet and those very high price markets are extremely important when you think about supply deliverability into Québec because the two markets aren't linked.

Now, understanding deliverability into
Québec actually requires an understanding of about
six major pipeline systems and you can see these
pipeline systems outlined on the map within my
presentation. The TransCanada Eastern Ontario
triangle is certainly key in that it represents the
delivery route into EDA and Québec markets.

Iroquois pipeline and PNGTS pipeline, on the map in
light brown and dark brown, to the east, moving
into those circled high priced New England markets
are also important because they deliver into New
England by using the same infrastructure in the
Eastern Ontario triangle on which Québec relies for
their gas supplies.

Also important on the map are the Algonquin and Tennessee pipelines outlined in dark blue,

moving into New England from the south in the case of Tennessee and the Algonquin pipeline, on the map in lime green. Maritimes and Northeast, as well in the dark green on the eastern edge of the map, is important because it represents an alternative supply source into northern New England with access to supplies from the Canaport LNG facility and also from Deep Panuke, s. So Maritimes and Northeast represents an alternative source of supply relative to PNGTS.

Now, traditionally, gas moved from the WCSB into Québec and other EDA markets and on into New England through the Iroquois and PNGTS systems on a fairly consistent basis year-round. Whereas Mid-Atlantic and southern New England markets were served from gas supply flowing from the south in the Gulf of Mexico and the Gulf coast. However, things have changed dramatically with the emergence of the Marcellus and Utica shales and, today, we've got Marcellus shales moving directly into the Ontario markets through what had been previously an export point at Niagara. As well northeast supplies are increasingly meeting demand within the middle Atlantic markets and also New England and the south and they've begun to significantly displace those

traditional south to north flows coming out from the Gulf of Mexico and the Gulf coast.

However, the amount of northeast gas that can actually move into New England, and as well the amount of northeast gas that can move into the EDA zone within the winter is limited by pipeline constraints. And I have outlined the two key pipeline constraints into the region using two stop signs. The first stop sign is located downstream of Parkway, heading into the Eastern Ontario triangle, again that capacity runs full during the winter, and limits flows from the south moving into the triangle and the second stop sign represents the severe pipeline constraint moving into New England markets from the south during the winter months.

Now, because of these constraints, even though we've got a tremendous amount of gas within northeast Pennsylvania and increasingly in Ohio, the EDA zone and also New England rely heavily on gas coming through the Eastern Ontario triangle and delivering into Iroquois pipeline and as well PNGTS during the winter markets. These are extremely valuable routes into a very constrained New England market as evidenced by those high New England forward prices that I mentioned.

Now, over time, northeast supplies will actually displace the WCSB as the primary gas source coming into the province. However, today, those WCSB supplies remain extremely important, obviously, for the province. Over time, we do see the northeast taking a grater share of the market but this really depends on pipeline expansions planned into the region. And the other thing I would note to you is that even though WCSB's share of the market is declining, it remains a key source going forward and it will remain a key source, particularly during the winter months.

(10 h 45)

So, let's take a closer look at the EDA zone and some of the markets served through the

zone and some of the markets served through the
Eastern Ontario triangle in a little bit more
detail. Now, you can see the pipeline systems that
I mentioned on the previous slide outlined in
different colours within this map including the
eastern Ontario triangle in blue as well the U.S.
pipeline served through that eastern Ontario
triangle infrastructure, Iroquois coming south from
Waddington and as well PNGTS coming south from east
Hereford. You can see the connection between PNGTS
and Maritimes in northeast and as well, you can see

U.S. LDCs actually served through that eastern
Ontario triangle infrastructure at Cornwall,
Napierville and Philipsburg and those small LDCs
really don't have any alternative sources of
supply.

Now, overtime I talked about the fact that the northeast will represent a larger share of Québec markets and certainly two pipeline capacity expansions are actually important for facilitating that displacement. The first one is shown, the location of the first set of project is shown by the arrow on the map, into three downstream of parkway and that's the GTA project segment aimed King's North expansions that would be enabled by the settlement agreement.

The second expansion, should the energy east conversion happen, is the proposed eastern mainline expansion moving along the eastern edge of the triangle. So those two are important to assessing deliverability and actually defining the supply mix within Québec. Now, you will hear about numerous pipeline projects designed to deliver gas out of the northeast. O.K.? There are more than twenty (20) BCF pro-native projects committed now out of the Marcellus and Utica into various markets

and seemingly a new project is announced every day, we try to keep our maps up-to-date but there are numerous schemes again because of those price differentials designed to bridge economic opportunities but for you, we're looking at three projects in particular that are going to define deliverability into Québec. And those three projects included within our analysis are the Algonquin incremental market expansion, which actually goes directly into constrained New England markets, and that's actually a three hundred and forty million (340 M) cubic foot per day pipeline expansion that actually goes right through that stop sign that I presented on the second-to-last slide.

Now, the trick with the Algonquin incremental market expansion is that it's really only sufficient at three hundred and forty million (340 M) cubic feet per day to meet demand created with conversions from oil in the residential and commercial sectors, a new power demand that will arise because of the retirement of power capacity fuled by coal and also the retirement of the Vermont Yankee Nuclear Facility. Again, so it's just meeting new market demand within New England.

Now, the second project that's extremely important in terms of defining Québec's supply access is the Constitution pipeline expansion and that Constitution pipeline is designed to move directly from those world-class shale wells within northeast Pennsylvania into the interconnect between the Iroquois pipeline and the Tennessee pipeline at right. Constitution is bigger than the aimed project and it will deliver six hundred and fifty million (650 M) cubic feet a day of new supplies.

Now the challenge or the trick with

Constitution is that it gets into the intersection

where that stop sign exists but it doesn't move all

the way into constrained New England markets. So

what we think Constitution will do is to both open

up access to the very constrained New England

markets to additional gas demand, alright, so part

of the project will do that but the rest of it,

because it is still partly behind that stop sign in

those pipeline constraints will actually display

supplies coming down from Waddington in the north

on Iroquois pipeline. So presumably, to the extent

that Constitution displays his flows coming from

Iroquois, it would actually free up some eastern

1	Ontario triangle capacity for Québec end users.
2	Now, our view right now is uncertain and
3	the reason it's uncertain is that the final design
4	for Constitution hasn't yet been set and we don't
5	know exactly where the meters on Constitution will
6	be placed between the Iroquois pipeline and
7	Tennessee interconnect or potentially further
8	downstream on Tennessee. For now, our expectation
9	is that of the six hundred and fifty million
10	(650 M) cubic feet per day of new supply coming in
11	with Constitution, about half will go toward
12	opening up new markets in New England and about
13	half will go towards displacing flows coming in
14	from Iroquois in the north.
15	Now, the third project that we're looking
16	at in terms of potentially freeing up
17	infrastructure for Québec customers is a major
18	debottlenecking project into New England. Now,
19	there've been a few projects announced. The one
20	that we've modelled is the northeast energy direct
21	project. It's a Tennessee project, it's a BCF per
22	day moving from right to Drake and straight into
23	those very constrained New England markets. So

New England is an extremely difficult

again, a BCF per day.

24

25

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

1	market in which to build pipe but given a
2	regulatory push to get new gas into the region,
3	given the extremely high prices over the last few
4	winters, and extremely high prices are anticipated
5	for new winter, we've a number of utilities and
6	regulators are looking to get this pipe built.
7	(10 h 51)
8	Now, we're not certain yet as, well,
9	whether upstream expansions will accompany that

Northeast Energy Direct project, but that's also a possibility, so accessing more gas in that worldclass Northeast Pennsylvania supplier area.

Now, as with Constitution and potentially as with AIM, although that's really on the offsetting growth within the New England market areas, the Northeast Energy Direct project or a competitive project, and Spectra has announced a project called Atlantic Access, with similar capacity, could free up capacity on the Eastern Ontario triangle for end-users within Québec. But, I would note again that the timing around these projects is extremely uncertain; none are yet under construction, and only the first two projects are actually filed with the FERC.

We've assumed that for winter twenty

sixteen - twenty seventeen (2016-2017), within this analysis, both the AIM project and as well the Constitution project are on line. The Constitution has already been delayed, as the pipe works us, permitting issues with landowners in New York. And certainly, at this point, the Northeast Energy Direct project or the Spectra project are still in very early stages of development. And we've assumed that that project is available in November twenty eighteen (2018). Again, that timing is extremely important for Québec.

Now, the other thing to know is that, overall, capacity available into the EDA zone and those down three markets in New England is 3.2 BCF per day, or on this graphic thirty-two hundred million (3,200 M) cubic feet per day. And the thing you have to note in this graphic, is that that capacity is extremely highly utilized now. So, if we look at flows on that pipeline system during winter two thousand thirteen - two thousand fourteen (2013-2014), you can see that we're not seeing peak flows on only one day, but rather on a handful of days. And you can see how those flows play out within this graphic; with Eastern Ontario and furthest east on the bottom of the chart, and

then Quebec coming in with just over a BCF per day of demand on cold winter days, followed by those US LDC's served at Cornwall, Napierville and Philipsburg, and finally the consistent winter pole into New England on EuroPoint pipeline, and as well on PNGTS.

Now, we know that last winter was extremely cold. However, if we look back over the last three winters, we've actually got fifty (50) days in which utilization of this pipeline in for structure pushed above ninety-nine percent (99 %). So this isn't just a reflection of cold winter weather last year; this capacity is consistently utilized during winter.

And I should note as well that during the January period, outlined on my graphic, prices within Algonquin, the major trading point in New England, averaged twenty-four dollars (\$24) per MBTU. And prices at the export point, Waddington, expanding in the EuroPoint pipeline actually averaged twenty-one dollars (\$21) per MBTU. So you can see the value of this capacity, represented within those prices. Again, it was cold, but this wasn't just about the weather, last winter.

Now, the next thing we look to do, as part

of our analysis, is to develop an estimate for peak demand growth through the study period. And in order to do that, we used our proprietary Wood McKenzie Gas Modeling systems, and we actually used proprietary models, so we can incorporate the costs of gas supply across North America as built by our internal upstream analyst, so that we can assess the cost of pipeline capacity, and basis to fuel costs across the continent, through our own pipeline modeling system, and also to look at what relative few costs across gaz markets, oil markets and coal markets mean for growth going forward. So, our outlooks reflect the views of Wood Mackenzie across the energy space.

Now, when we look at Québec and Ontario, in annual demand, we look at residential and commercial demand, built on population and conversation based, customer growth as well as furnace efficiency assumptions over time, and translate that into a view. We look at industrial demand, potential coming both from GPD-based growth, and also from specific industrial projects proposed within the market. And finally, we look at power demand growth, as estimated by a dispatch model that essentially looks at overall power

1	loads, and assesses the generation and fuel use of
2	all gas-fired capacity in the mix, incorporating
3	relative fuel costs, so cost for gas versus coal,
4	and as well availability of alternate technologies
5	like nuclear and hydro.
6	And essentially, according to this modeling
7	system, we see annual demand within Québec and
8	eastern Ontario climbing from two hundred and eight
9	million (208 M) cubic feet per day, between twenty
10	fifteen (2015) and twenty twenty (2020).
11	(11 h 04)
12	As part of this analysis was to line up
13	that peak day demand expectation with the
14	infrastructure that will be in place with and
15	without the energy's conversion. And Energy East
16	would lead to two changes within the pipeline
17	system in the Eastern Ontario triangle and
18	important for Quebec.
19	First of all, the Energy East project
20	proposes to convert a forty-two inch (42") gas line
21	to oil service ahead of winter twenty sixteen-
22	twenty seventeen (2016-2017). Now, this converts
23	capacity in the Prairie section of the line, the
24	northern Ontario section of the line but,
25	importantly for Québec customers, it also converts

one point two (1,2) BCF per day or twelve hundred million (1,200 M) cubic feet a day of capacity within the eastern delivery area on the North Bay shortcut within the Eastern Ontario triangle. And, again, that's really key to defining deliverability for Québec customers.

Now, as well, TransCanada has proposed concurrent with the conversion of the Eastern Mainline Expansion Project which is designed to add six hundred million (600 M) cubic feet a day of deliverability along the eastern leg of the Eastern Ontario triangle and so, what that Eastern Mainline Expansion does is actually replace six hundred million (600 M) cubic feet a day of the twelve hundred million (12,000 M) cubic feet a day of converted capacity. And TransCanada has actually suggested that they will size the project according to firm contract commitments on the pipe.

Now, when we look at peak day capacity, with and without the Energy East conversion, you can see that three point two (3,2) BCF per day of capacity, of thirty-two hundred million (3,200 M) cubic feet a day of capacity represented by the top green line within this chart and, as well, you can see the drop down in available capacity associated

with the Energy's conversion so, including the conversion and the six hundred million (600 M) cubic feet a day of added Eastern Mainline capacity.

Now, we talked about the fact that the utilisation of this infrastructure is extremely high now and you can see that represented on the chart for winter twenty eleven - twenty twelve (2011-2012) through twenty thirteen - fourteen (2013-14) and this is, again, the coincident peak across the system represented on specific days. The market looks like it will actually be tighter for winter twenty fourteen - twenty fifteen (2014-2015) and winter twenty fifteen - twenty sixteen (2015-2016) relative to the conditions that we experienced over the last three winters on a peak winter day. So, peak market actually exceeds that three point 2 (3,2) BCF per day of capacity.

So, what happens when this peak day demand exceeds available capacity? Essentially, you can look at three things. First of all, you can look at the fact that possibly our growth projections based on economic variables, based on conversions, based on proposed industrial projects can't really be realized so the market is constrained in terms of

adding new customers because of this lack of overall capacity. That's one possibility.

The second possibility, if capacity is well short of that expected peak, is that existing customers with firm capacity behind an LDC gate or at an industrial facility will have to be switched to interruptible capacity and that would involve the cost of adding backup oil storage and as well it would include the cost of buying oil on those peak winter days. And we know that oil prices are high so this is not necessarily a proposition without significant costs.

Now, the third thing that can happen when that peak day demand exceeds overall capacity, is that potentially those deliveries into New England on Iroquois and PNGTS could decline. However, what that means is that prices have to rise high enough within this area in order to compete gas away from those very constrained New England markets. Now, New England markets, again, feature a certain amount of firm commitments but, as well, some power capacity within that market is actually necessary to ensure reliability and to keep the lights on. And not all those power generators are supplied with firm pipeline capacity and, in fact, very few

of them. So, that means that even if you don't have firm pipeline capacity, you actually might need some of these plants that need gas in order to keep the lights on.

So, what this means, is that if you're not exporting gas into northern New England on those peak days, you're probably importing very high prices from the region again, given the need for these power generators to actually secure gas and last winter, on very cold days, we saw gas prices in New England rise to as much as sixty dollars (\$60) premium BTU, again given that real need for capacity. So if you don't export the gas, there's some chance that you're importing higher prices toward a point like Waddington. So again, difficult situation.

(11 h 08)

Now if all the eastern Ontario triangle capacity remains in place, we would see an increase in deliverability along with the Constitution pipeline project. If you can see the gap in twenty sixteen - twenty seventeen (2016-2017) between our expected peak day demand and as well the EDA capacity, but because of market growth within both the EDA zone and also within the New England

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

market, we see that peak day demand actually moving closer to overall capacity by winter twenty seventeen (2017), twenty eighteen (2018), twenty nineteen (2019) with the IFFCO facilities such that the market really just stays in balance, even if you keep all the capacity in place into these two markets.

Now, if you actually reduce capacity by six hundred million (600 M) cubic feet per day, we're really looking at a market that's much shorter pipeline capacity out between twenty sixteen twenty seventeen (2016-2017) and winter twenty-one - twenty-two (2021-2022) relative to what we're seeing today. So again, we're looking at those three options for managing the fact that our peak day demand is above available pipeline capacity or either constraining both, you're looking at switching some firm customers to interruptible service and the cost that will go with that, whether it's for oil back-up or LNG and those are expensive options. We're potentially looking at competing with what we've described as a very high priced New England market for gas in which case again, it translates into higher prices. Now I will note that after a major New England debottlenecking

project, the cost of that competition could be lower but the timing around the New England projects, again, is nowhere near clear.

So, in conclusion, we have to know that deliverability into Québec and the EDA zone as a whole depends not only on projects serving the market directly but also on the pace of pipeline additions into New England markets served again through that EDA infrastructure. Now, until new projects are constructed, utilization on pipelines into New England will remain extremely high on cold days and the region will compete with Québec for supplies. And I've noted that New England is an extremely difficult market in which to build these pipes. So we've made one assumption about when they will come online but there certainly is the chance for delays in constraints beyond the constraints that I've showed on the previous graphic.

Now, the other thing to note is that new capacity into southern New England will not simply offset the needs for supplies coming from the north on Iroquois and PNGTS. New England markets are growing. We've got policy driven growth in residential and commercial markets as customers switch from oil service to gas service - I actually

have oil. It's not fun, it's not cheap. - As well, we've got retirement of existing power generation capacity. Again, some policy driven with Vermont Yankee retiring also the retirement of the Breaking Point Coal Facility and as well retirement of the sale on Harbour Coal Facility. So there's a good bit of decline in power generation available from alternate fields and that means more of a reliance on gas.

So again, it's not going be one for one.

You're not going to see new capacity coming to the south and as much capacity released in the north and it's uncertain how New England utilities will actually look at the requirements going forward and it's even more uncertain to know what gas fired capacity and gas fired generators will do about their firm requirements. They might need the gas but they might not subscribe to firm pipeline capacity.

And finally, we do have alternatives for meeting this mismatch between high level capacity into the region and potential peak day demand.

Again, we've got the possibility for adding oil-fired back-up and the storage tanks and costs associated with securing the fuel, we've got the

1 possibility for adding LNG fueled back-up by their 2 supplies potentially coming through from Canaport 3 or small scale liquefaction but again, there're 4 certainly costs associated with those, and as well, 5 we've got the possibility of your potentially 6 competing with New England for peak day supplies. 7 Again, an expensive proposition and keep in mind the fact that decisions around these New England 8 9 pipes are being made without the Québec market in 10 mind. 11 So, in considering the benefits associated 12 with the potential conversion of the Energy East 13 capacity, also, consider the costs of reducing gas 14 capacity into the region and think about the uncertainties about those New England markets as a 15 16 whole in terms of both the timing of pipeline 17 capacity additions and as well the amount of new 18 market that could develop in New England such that 19 new capacity actually meets new markets needs 20 rather than reducing the need for supplies coming 21 in from the north. Thank you. (11 h 14) 22 LE PRÉSIDENT : 23 24 Merci, Madame Snyder. Comme on l'a fait avec le

premier intervenant dans KPMG-SECOR, la Régie va

1	prendre une pause de quinze (15) minutes, on va
2	peut-être revoir nos questions, et vous revenir
3	tout de suite après. D'accord. Merci.
4	SUSPENSION DE L'AUDIENCE
5	REPRISE DE L'AUDIENCE
6	LE PRÉSIDENT :
7	Oui.
8	M. MARC-ANDRÉ LANDRY :
9	Bonjour. C'est justement ce que je voulais vous
10	demander, si c'était possible d'avoir un petit peu
11	plus de volume, parce qu'on n'entend pas grand-
12	chose en arrière. Et, malheureusement, parfois, on
13	manque des bouts, notamment vos questions lors de
14	la première ronde. Alors, si c'était juste possible
15	de
16	LE PRÉSIDENT :
17	On en prend bonne note, Monsieur Landry.
18	M. MARC-ANDRÉ LANDRY :
19	Merci.
20	LE PRÉSIDENT :
21	Pour la poursuite. En fait, la Régie va avoir deux
22	documents à déposer, et documents pour lesquels on
23	aimerait entendre madame Snyder. Le premier
24	document, c'est en fait, ça porte sur les économies

en coûts de transport, là, découlant de trois

1	scénarios, monsieur Pilotto va les détailler un peu
2	plus dans quelques instants.
3	Il y a un deuxième document aussi qui va
4	porter sur un article du Scientific American
5	concernant la productivité des puits de gaz de
6	shale. Et on va vous demander au retour de la pause
7	lunch, Madame Snyder, de les commenter.
8	Le document qui concerne les trois
9	scénarios relatifs aux coûts de transport, on va
10	demander effectivement à tous les experts de les
11	commenter lorsqu'ils vont se présenter devant la
12	Régie. Et on a également quelques questions qu'on
13	doit réajuster suite à votre témoignage, quelque
14	« fine tuning », qui eux autres vont être posées au
15	retour de la pause lunch.
16	Mais avant, j'aimerais que monsieur Pilotto
17	explique un peu ce document-là. Madame la
18	Greffière, ça, ça va être coté ces documents-là?
19	LA GREFFIÈRE :
20	Oui. Ils vont être cotés A-0024 et A-0025.
21	LE PRÉSIDENT :
22	D'accord. Puis ils sont déposés.
23	Me HÉLÈNE BARRIAULT :
24	Disons que A-0024, on va l'intituler « Estimation
25	sommaire réalisée par la Régie ». Et A-0025

1	« Article pu	blié dans le Scientific American ».
2		
3	A-0024 :	Estimation sommaire réalisée par la
4		Régie
5		
6	A-0025 :	Article publié dans le Scientific
7		American- It's Frack, Baby, Frack, as
8		Conventional Gas Drilling Declines
9		(Infographic)
10		
11	LE PRÉSIDENT	:
12	Donc, pour f	aciliter le traitement de cette
13	demande, mon	sieur Pilotto va vous présenter
14	grossièremen	t, là, sur quoi portent ces trois
15	scénarios. M	onsieur Pilotto.
16	M. LAURENT P	ILOTTO:
17	Oui. Bonjour	. Monsieur Landry, vous m'entendez
18	bien?	
19	M. MARC-ANDR	É LANDRY :
20	Oui.	
21	M. LAURENT P	ILOTTO:
22	Très bien. M	erci. Donc, Laurent Pilotto pour la
23	formation. J	e vais essayer de ne pas être trop
24	grossier. Da	ns la description, en fait la Régie a
25	fait un peti	t estimé des économies potentielles qui

1	découlent de l'entente qui a eu lieu entre TCPL, et
2	qui est sous étude à l'ONE présentement. Donc,
3	l'économie, la première page décrit nos calculs,
4	comment nous avons établi l'économie potentielle
5	pour Gaz Métro.
6	On s'excuse auprès de Gazifère. C'est juste
7	que, avec les chiffres de Gaz Métro, on était en
8	mesure de faire un calcul plus précis, mais tout
9	ça, c'est du « ballpark figure ». Et c'est
10	d'ailleurs pourquoi on le soumet aux experts, parce
11	qu'on veut qu'ils commentent les estimés qu'on a
12	faits. Alors donc, à la première page, c'est
13	l'économie potentielle découlant du « settlement ».
14	À la deuxième page, c'est qu'est-ce qui
15	resterait de cette économie-là si Énergie Est est
16	réalisé tel que proposé et que les coûts d'Énergie
17	Est sont acceptés tels que proposés.
18	Et finalement à la troisième page, c'est si
19	Énergie Est était réalisée, mais sans la conversion
20	du « shortcut ».
21	Donc, on a posé un certain nombre
22	d'hypothèses dans ce troisième scénario-là relatifs
23	aux revenus que génère la capacité excédentaire. Et
24	vous avez le résultat de nos élucubrations à la
25	fin. Et donc, c'est sur ces hypothèses-là qu'on

1	veut entendre les experts. Puis évidemment, bien,
2	si on s'est trompé, vous nous le dites, et vous
3	nous dites où. Donc, on verra ça après le dîner.
4	J'espère que madame Snyder aura suffisamment de
5	temps au dîner pour regarder ça.
6	LE PRÉSIDENT :
7	En fait, Madame Snyder, est-ce que, je ne sais pas
8	moi, un retour vers une heure trente (1 h 30), ça
9	serait suffisant pour que vous puissiez passer à
10	travers ces trois feuilles-là?
11	Mrs JENNIFER SNYDER :
12	That will give me time to review the sheets.
13	LE PRÉSIDENT :
14	O.K. Retour de la Régie pour la période de
15	questions à une heure trente (1 h 30). Merci.
16	SUSPENSION DE L'AUDIENCE
17	
18	REPRISE DE L'AUDIENCE
19	(14 h 01)
20	Me VINCENT REGNAULT :
21	Monsieur le Président, simplement vous dire que le
22	témoin va être ici dans un instant.
23	LE PRÉSIDENT :
24	Merci, Maître Regnault. Are you ready, Madame
25	Snyder?

- 1 Mrs JENNIFER SNYDER:
- 2 I am. Thank you.
- 3 INTERROGÉE PAR Mme FRANÇOISE GAGNON:
- 4 Q. [53] Je vais commencer. Françoise Gagnon pour la
- 5 Régie de l'énergie. Alors, je vais faire référence
- à votre rapport à la page 17. Et c'est à propos du
- 7 projet South to North Iroquois Gas Transmission que
- 8 vous indiquez que vous ne vous attendez pas à ce
- 9 qu'il soit disponible en journées de pointe. Alors,
- 10 ma première question c'est : est-ce que l'on doit
- 11 comprendre que, selon vous, il n'y aura pas de
- 12 capacité disponible du sud vers le nord sur le
- tronçon Iroquois Gas Transmission lors des journées
- de pointe?
- 15 Ms. JENNIFER L. SNYDER:
- 16 A. Excuse me, I don't... I didn't get that translation
- for the question, could you...
- 18 Mme FRANÇOIS GAGNON:
- 19 Q. [54] Can I tell you in English?
- 20 A. Sorry. Can you repeat the question, please?
- Q. [55] I can repeat it in English, maybe. I'll read
- 22 it in English -- do we have to understand that
- there won't be available capacity from south to
- 24 north on the IGT segment on peak days?
- 25 A. I need you to repeat again, I was getting the

- 1 French translation, I apologize. Sorry.
- Q. [56] I'll practice my English like that. Okay, so
- 3 do we have to understand that there won't be
- 4 available capacity from south to north on the IGT
- 5 segment on peak days?
- 6 A. That's the case, we believe that there is too
- 7 much... too much demand in New England on peak days
- 8 to allow the south-to-north capacity flow and still
- 9 serve requirements of the New England market.
- 10 Q. [57] Okay. So can you explain in more detail the
- 11 reasons that make the project not relevant on peak
- 12 days?
- 13 A. Through twenty-sixteen twenty-seventeen (2016-
- 14 2017), the only capacity that we see expanding into
- New England is the Constitution capacity, which,
- again, opens up three hundred and twenty-five
- million cubic feet a day (325 mmcfd) of new market
- and also displaces three hundred and twenty-five
- millions cubic feet a day (325 mmcfd) of flows on
- 20 Iroquois heading south.
- 21 And then the other expansion into New
- 22 England is the Algonquin Incremental Market
- 23 expansion, and that adds only three hundred and
- forty million cubic feet a day (340 mmcfd) of new
- 25 capacity into New England. And because the

- 1 combination of those two projects is only seven
- 2 hundred million cubic feet a day (700 mmcfd) and
- 3 because we see retirements of existing oil,
- 4 existing coal and nuclear capacity, and as well a
- 5 decline in flows in from Deep Panuke coming from
- 6 Maritimes and Northeast, there still has to be a
- 7 way to serve New England markets on those peak
- 8 days. I mean, today...
- 9 Q. [58] Hum-hum.
- 10 A. ... we're looking at twenty dollars per MMBTU
- forward prices for delivery in January and February
- of this year. So the market is severely
- constrained, and the incremental capacity coming in
- with Constitution isn't enough to meet market
- requirements and bring prices down such that you
- 16 could take more gas from Iroquois from south to
- 17 north.
- 18 Q. [59] Okay, thank you. My other question is
- 19 regarding the Scientific American article that you
- 20 received earlier.
- 21 A. Sure.
- 22 Q. [60] So on page 3, third paragraph, the three first
- sentences, I don't know if you read them, but I can
- read it for the benefit of everybody here:
- One of the major risks of dependence

1		on shale gas is that wells' production
2		drops off so sharply, Hughes says.
3		Shale gas wells' production rates
4		typically drop by at least half in the
5		first year and continue to decline
6		thereafter. The EIA expects that
7		nearly half of all the "technically
8		recoverable resources" of shale gas
9		identified so far would be consumed by
10		2030. And at that point, shale gas
11		production would still be increasing,
12		with much more extracted after 2030.
13		So my question is, could you explain the risk that
14		volume shale gas forecasts of the EIA, using your
15		report, could be too high and that gas supplies are
16		less important than anticipated, and particularly
17		around two thousand thirty (2030)?
18	Α.	Okay, so just to clarify the question, you're
19		asking about the risk around shale gas supply in
20		twenty thirty (2030)?
21	Q.	[61] Exactly.
22	Α.	Based on the EIA's expectation?
23	Q.	[62] Exactly.
24	Α.	Okay. Shale is actually a teenager, shale gas
25		development is a teenager in its early stage in its

development. And I have three teenagers, and I hope we're not done perfecting them yet, and that is in fact the case with producers developing the shale gas resource, they continue to optimize their well designs, get the rate lateral links, work on things like restricted flow from wells once they're completed, and to delineate new productive acreage within the shale plays themselves.

Such that virtually, and Wood Mackenzie has a team of forty (40) upstream analysts looking at the shale resource and updating it as new company plans come out and as new oil results come out, so this is very core to our business, and every six months, when we look at the resource potential in the shales, that resource potential increases. And we're also watching new technologies, such as directed drilling and better frac placement that could increase recovery rates for the shales in the future.

Such that we're confident that the shale -- as confident as we can be -- that the shale resource will be there after twenty thirty (2030). I can't... obviously, there is always uncertainty in terms of how quickly the market grows, and how quickly that production base is optimized but we

- 1 would not argue with the idea that there is hundred
- 2 years of shale supply to reach the market
- 3 economically. So, we're still very much building
- 4 this resource base kind of month to month and year
- 5 to year.
- 6 (14 h 12)
- 7 Q. [63] So it's sort of a work in progress. You always
- 8 update your data?
- 9 A. Like my children, yes, it is a work in progress.
- 10 Q. [64] Thank you very much.
- 11 LE PRÉSIDENT :
- 12 Monsieur Pilotto?
- 13 INTERROGÉE PAR M. LAURENT PILOTTO :
- Q. [65] Hi, Ms. Snyder, Laurent Pilotto for the Régie.
- À la page 19 de votre mémoire, est-ce qu'on
- m'entend bien? Maître Landry?
- 17 Me MARC-ANDRÉ LANDRY:
- 18 Parfait.
- 19 M. LAURENT PILOTTO:
- 20 Q. [66] Donc, aux pages 18 et 19 de votre mémoire, à
- la page 19, vous indiquez que les volumes sur IGT
- 22 sont de cinq cent quarante-sept millions (547 M)
- cubic feet per day en moyenne annuellement, mais
- 24 qu'ils atteignent un point un (1,1) Bcf/day en
- 25 période de pointe, soit un écart d'à peu près point

- 1 six (0,6) Bcf/jour.
- À la figure 14, à la page 18, on montre que
- 3 l'écart entre les volumes moyens en hiver et les
- 4 volumes en pointe sur IGT vont demeurer importants
- 5 dans le futur et, d'après ce qu'on peut lire sur le
- 6 graphique, je fais une approximation, mais ça
- 7 semble varier entre point trois (0,3) et point six
- 8 (0,6) Bcf/jour selon les années, l'écart entre la
- 9 moyenne et le peak.
- 10 A. Uh, huh.
- 11 Q. [67] Ça va? Oui?
- 12 A. That's right, I do follow.
- 13 Q. [68] Yes. O.K. J'aimerais d'abord que vous
- précisiez les hypothèses que vous avez utilisées
- dans la figure 14. Est-ce que vous avez pris en
- 16 compte la réalisation de Constitution? Est-ce que
- 17 vous avez pris en compte la réalisation de Energy
- 18 Est telle que proposée? Donc, quelles sont vos
- 19 hypothèses pour arriver au graphique que vous avez
- 20 à la figure 14?
- 21 A. Sure. So in developing chart 14, we looked at
- demand conditions and supply conditions within New
- 23 England and, specifically, the decline in flows on
- Iroquois on a winter average basis between twenty
- 25 fifteen twenty sixteen (2015-2016) and twenty

1 sixteen - twenty seventeen (2016-2017) are associated with the Constitution project adding 2 3 capacity into Iroquois and Tennessee outright. 4 Okay. So we assumed that Constitution went through 5 and, at that point, displaced some north to south 6 flows coming in on Iroquois. And we also looked at 7 other pipeline expansions in place in New England and, as described, modelled the Northeast Energy 8 9 Direct Project from Tennessee in twenty eighteen 10 (2018) to twenty nineteen (2019) and so the decline 11 in winter average flows between twenty seventeen (2017) and twenty eighteen (2018) and twenty 12 13 eighteen - twenty nineteen (2018-2019) is 14 associated with that Northeast Energy Direct 15 Project which, again, we've discussed and is 16 relatively early stages and has a competitor 17 inspector's project. 18 Now, the trend in winter average flows 19 looks different from winter peak flows because we 20 still expect, even after the one BCF per day 21 Northeast Energy Direct Project, that on the peak 22 day you'll need seven hundred and twenty-five million (725 M) cubic feet a day of flow on 23 24 Iroquois to keep the New England market in balance. 25 That's essentially how short the market is with the

- 1 pipeline capacity today and, again, we're
- 2 converting residential and commercial customers in
- 3 New England, retiring coal and nuclear capacity and
- 4 as well anticipating declines in supply coming from
- 5 Deep Panuke. So you still need that Iroquois
- 6 capacity on a peak winter day.
- 7 Q. [69] Mais, dans ce cas-là, est-ce qu'on peut dire
- que, pour que les débits en pointe puissent être
- 9 présents sur IGT, il faut nécessairement que des
- 10 capacités soient disponibles en amont en période de
- pointe sur les tronçons Dawn Iroquois ou Empress
- 12 Iroquois?
- 13 A. Uh, huh.
- 14 Q. [70] Oui? C'est ce que vous supposez?
- 15 A. We've used the same assumptions in the case with
- 16 Energy East and without Energy East because we
- 17 based these assumptions on the flows necessary to
- 18 balance the New England market. However, in the
- 19 case of the Energy East conversion, with the
- conversion of one point two (1,2) BCF per day of
- North Bay shortcut capacity and replacement with
- 22 six hundred million (600 M) cubic feet a day of
- 23 Eastern Mainline capacity...
- 24 Q. [71] Uh, huh.
- 25 (14 h 18)

1	There	is	а	question	as	to	whether	that	seven
---	-------	----	---	----------	----	----	---------	------	-------

- 2 hundred and twenty-five million (725 M) cubic feet
- a day of firm capacity into New England would be
- 4 available. We have assumed, and the appetite for
- 5 that capacity could be higher but we've assumed
- 6 that the seven twenty-five (725 M) is available in
- 7 either case.
- 8 Q. [72] Donc vous me confirmez pour que le tronçon
- 9 Iroquois puisse accueillir des volumes en période
- de pointe, il faut qu'il y ait des capacités
- 11 fermes, il faut qu'il y ait des capacités
- 12 excédentaires au-delà des capacités fermes
- 13 réservées pour pouvoir alimenter Iroquois?
- 14 A. O.K. So what we're assuming based on our assessment
- of the New England market is that given that it is
- so constrained and so high cost that there would be
- an appetite for firm into New England with or
- without or whatever form of energy its project
- 19 takes.
- 20 Q. [73] Hum, hum.
- 21 A. So we think that the appetite will be there to meet
- 22 peak day because those peak day requirements are
- growing and are quite strong.
- Q. [74] O.K. Donc je continue sur cette lancée. Donc
- est-ce qu'on peut dire qu'à l'heure actuelle,

1	/ 1		7			
1	présentement,	avec	ıes	capacites	quı	existent

- 2 présentement, la capacité disponible dans le
- 3 triangle de l'est qui excède la capacité contractée
- 4 ferme est utilisée essentiellement par des
- 5 « shippers » qui transportent des volumes sur IGT
- 6 sur une base interruptible ou des « shippers » qui
- 7 consomment dans le triangle, dans le EDA, sur une
- 8 base interruptible?
- 9 A. Can you, can you actually repeat the question for
- 10 me?
- 11 Q. [75] Les « shippers », à l'heure actuelle, parce
- qu'il y a de la capacité excédentaire présentement,
- 13 il y a des gens qui sont en mesure de consommer en
- 14 excédentaire soit pour envoyer du gaz sur Iroquois
- en période de pointe, soit pour le consommer dans
- la zone de l'est, n'est-ce pas?
- 17 A. That's correct.
- 18 Q. [76] Alors dans ces circonstances-là, pourquoi
- 19 devrait-on avoir des capacités qui dépassent la
- demande contractée ferme dans le triangle de l'est?
- 21 Quel est l'avantage d'avoir ces capacités
- 22 excédentaires compte tenu que les distributeurs de
- 23 la zone de l'est contractent des capacités fermes
- pour rencontrer leur demande de pointe et n'ont
- donc pas besoin de ces excédents?

- 1 A. O.K. Looking at the contrast between firm
- 2 contracted capacity and actual flowing gas is a
- 3 little bit tricky...
- 4 Q. [77] Hum, hum.
- 5 A. ... in particular within the New England market
- 6 because we've got your relatively clear match
- 7 between LDC contracted firm capacity and their
- 8 requirements to meet their peak day customer load.
- 9 However, within New England in particular, we've
- 10 also got power generation capacity that is
- 11 essentially needed to keep... to keep everyone's
- 12 lights on but hasn't necessarily contracted for
- firms so what we see is a required gas supply that
- isn't necessarily backed up with firm which,
- doesn't mean you're obliged to pay for that peak
- capacity but you, or to pay for that load but it
- 17 does mean that you need to think about the impact
- of that required gas flow to ensure electrical
- 19 reliability in terms of the impact on price, and
- what we've seen the last few winters is that that
- 21 capacity can bid gas supplies up toward sixty
- 22 dollars (\$60) premium BTU on a very cold day
- 23 because that's what's required potentially to
- balance the market. So that's one thing. And the
- other that I had mentioned is that the appetite for

1	firm	isn't	necessarily	constant	and	what	we've	seen

- is that because of the costs of back-up supply be
- 3 it oil fire back-up or LNG into the market in the
- 4 north, the appetite for firm capacity hasn't been
- 5 increasing over the last few years with the much
- 6 higher pricing within the overall north-east market
- 7 again despite the shells.
- 8 Q. [78] Est-ce que ces excédents de capacité, qui
- 9 existent présentement, est-ce que ces excédents de
- 10 capacité ne contribuent-ils pas à faire augmenter
- 11 la demande à Dawn en période de pointe, et donc
- 12 potentiellement faire augmenter le prix de la
- 13 molécule à Dawn?
- 14 R. In general, and I won't speak 'till last winter,
- because it was an off the charts winter, but in
- general, Dawn is relatively well supplied, and I
- 17 showed you the pipeline constraints that we've
- identified, in terms of moving gas into the EDA
- 19 zone and moving gas into New England. The EDA, we
- see as downstream of Dawn, and the New England
- constrain, obviously, is not approximate to the
- 22 Dawn markets.
- 23 Q. [79] J'ai d'autres questions. Je vais vous amener à
- la page 33 de votre mémoire.
- 25 R. Page 34?

- 1 Q. [80] 33. 33.
- 2 R. 33. Okay.
- 3 Q. [81] Dans le paragraphe qui commence par « Chart
- 4 29 », le premier paragraphe, dans les quatre
- 5 dernières lignes du paragraphe, il y a trois
- 6 phrases sur lesquelles j'aimerais vous entendre
- 7 parce qu'il y a beaucoup d'affirmations derrière
- 8 ça, et je veux bien comprendre les hypothèses ou
- 9 votre raisonnement qui sous-tend ces affirmations-
- 10 là. Alors la première phrase, c'est :
- If that project is delayed, Waddington and
- 12 Quebec would price closer to Algonquin
- through the winter.
- Je ne comprends pas pourquoi vous faites référence
- 15 à Algonquin, là. Là, on parle de si Constitution
- 16 est... est retardé, là.
- 17 R. Right. Sorry. If Constitution is delayed, then we
- 18 see a stronger flows on the Iroquois on a peak day,
- 19 which increases the price of Waddington and brings
- it closer to Algonquin, the New England market
- 21 price.
- 22 Q. [82] O.K. And la phrase suivante :
- 23 After the energies conversion, Waddington
- 24 and Québec move closer to New England
- 25 prices, because delivery capacity in the

4				
	H:1)A	1.5	more	constraining.
		± 0		COLLO CE GELLETING .

- 2 R. Okay. After the energies conversion, we're
- 3 essentially looking at more constraints to
- 4 capacity, into the EDA zone and the downstream New
- 5 England markets, such that Waddington is more
- 6 likely to price closer to Algonquin on cold days.
- 7 But in New England, there's actually pulling on gas
- 8 required to meet their needs.
- 9 Q. [83] O.K. Et la dernière phrase :
- 10 A delay in the Constitution pipeline beyond
- the November 2016, energies conversation
- date, would threaten system reliability in
- the EDA and New England regions.
- 14 R. Okay. Given the pricing and reliability concerns
- that we saw around gas deliverability into New
- 16 England in this past winter, twenty thirteen -
- twenty fourteen (2013-2014), we have serious
- concerns that if six hundred million (600 M) cubic
- 19 feet a day of capacity is taken out of service,
- 20 such that you can't deliver the twelve hundred
- 21 million (1,200 M) cubic feet a day of supplies into
- 22 the region that were delivered on the Iroquois, and
- that capacity instead is capable of carrying six
- hundred million (600 M) cubic feet a day of supply,
- 25 you'd be looking at potential reliability threats,

- 1 particularly to New England, and particularly to
- 2 the power system.
- 3 (14 h 29)
- We simply don't think there is enough slack
- 5 in the system to balance six hundred million cubic
- feet a day (600 mmcfd) cut in capacity into that
- 7 combined region. So whether or not that threatens
- 8 EDA or New England Power capacity, there is, there
- 9 would be a threat, given that the market is already
- 10 extremely tight and priced as such.
- 11 M. LAURENT PILOTTO:
- 12 Q. [84] En fait, je suis d'accord avec vous, il y aura
- 13 une, il y aura assurément une conséquence, j'aurais
- tendance à croire qu'elle affecterait plus le
- 15 marché de la Nouvelle-Angleterre que EDA, mais vous
- semblez voir ça comme un tout, très interconnecté,
- 17 un marché unique dans le fond?
- 18 A. We do see those markets as connected, and we do see
- 19 capacity constraints within New England and pricing
- 20 conditions in New England, actually transferring
- 21 back to pricing impacts at Waddington, at Iroquois,
- and so last January, when we had prices at
- 23 Algonquin of twenty-four dollars (\$24) per MMBTU,
- we had simultaneously prices at Waddington of
- 25 twenty-one million cubic feet per day (21 mmcfd).

- 1 So again, the two regions do, on very cold days,
- 2 price in a connected nature.
- 3 Q. [85] Ces marchés-là sont assurément connectés, mais
- je ne sais pas, l'impression que nous avons, c'est
- 5 que si la capacité était limitée dans le triangle,
- 6 ça aurait pour effet d'isoler le marché canadien du
- 7 marché de la Nouvelle-Angleterre d'une certaine
- 8 façon.
- 9 A. Can you... can you explain that again, isolating
- the New England market?
- 11 Q. [86] Avec le projet Énergie Est, qui se traduirait
- 12 par une réduction de capacité excédentaire, ça
- pourrait avoir pour effet d'isoler le marché de la
- 14 Nouvelle-Angleterre et ces fluctuations du marché
- 15 canadien?
- 16 A. Okay. The way we see the situation playing out now
- 17 is more that the Constitution expansion essentially
- 18 limits the most severe pricing spikes...
- 19 Q. [87] Hum-hum.
- 20 A. ... to the New England market, and it reduces some
- of the pressure on the EDA zone because of the
- 22 reduced call on Iroquois capacity and that fact
- that Constitution expansion opens up some new
- 24 markets but doesn't completely clear the stop-sign
- constraint that we described heading into the New

1 England and the South.

2 So what that means is, without the energy's 3 conversion, Waddington would be less exposed to 4 spikes than New England after Constitution. 5 However, if you add the six hundred and fifty 6 million cubic feet a day (650 mmcfd) of capacity 7 into New England and the South with Constitution, again not one for one in terms of bridging that 8 9 constraint into the region, and simultaneously 10 reduce capacity into the EDA zone, those markets 11 stay much more connected, so you're essentially 12 adding six hundred and fifty million cubic feet a 13 day (650 mmcfd) of capacity, with other changes, of 14 course, adding six hundred and fifty million cubic 15 feet a day (650 mmcfd) of capacity in the South and 16 taking out six hundred (600) in the North. And 17 those connections that we've seen on very cold days 18 with high prices in New England transferring back 19 to high prices at Waddington, that condition

- Q. [88] Bon... I have a last question, regarding your slide 11.
- 23 A. Okay.

continues.

20

Q. [89] Dans votre... la première affirmation sur le côté gauche de la « slide », vous affirmez que le

1		« peak demand » est très, très proche, très
2		concurrent :
3		Cold days in Ontario and Quebec are
4		cold days in New England.
5		Je vous suggère que c'est vrai dans la dernière
6		année, assurément, treize - quatorze (13-14), mais
7		à la limite, je vous dirais, en treize - quatorze
8		(13-14), ce n'était pas juste la Nouvelle-
9		Angleterre et le Québec, c'était à peu près tout le
10		nord de l'Amérique du Nord. Donc comme on était
11		tous dans le vortex, disons, on va laisser de côté
12		cet hiver-là, il y a, je suis d'accord avec vous,
13		quand il fait froid dans le nord, il fait froid au
14		Québec et en Ontario, mais il n'y a pas une
15		parfaite coïncidence entre les pointes du Québec et
16		de l'Ontario, même entre le Québec et l'Ontario, il
17		y a souvent un jour de décalage et ce n'est pas
18		parce qu'il fait froid au Québec qu'il fait froid
19		en Nouvelle-Angleterre.
20		(14 h 35)
21	A.	Uh, huh.
22	Q.	[90] Donc je ne suis pas tout à fait d'accord avec
23		votre affirmation et l'historique nous démontre que
24		treize - quatorze (13-14) a été exceptionnel
25		justement parce que tout le nord de l'Amérique du

- 1 Nord a « peaké » en même temps.
- 2 A. Uh, huh.
- 3 Q. [91] Alors, forcément, tout le monde voulait du gaz
- 4 en même temps donc les prix ont monté, mais le
- 5 « peak » n'est pas coïncidant comme vous semblez
- 6 l'affirmer.
- 7 A. Right, and we have accounted for the slight
- 8 difference in the peaks between Quebec and Eastern
- 9 Ontario and observed flows on Iroquois within our
- 10 peak day demand outlook and, as you can see, we
- 11 used a historic peak day for Quebec and Eastern
- 12 Ontario whereas, because of that difference, we
- used an average flow during a peak month for
- 14 Iroquois at ten fifty (1,050). So, we didn't assume
- that Iroquois would flow at twelve hundred (1,200)
- when Eastern Ontario and Quebec...
- 17 Q. [92] Hum, hum.
- 18 A. ... experienced their peak demand. We have a more
- 19 normal peak month number.
- 20 Q. [93] O.K.
- 21 A. But, generally, looking back at the history, flows
- on Iroquois do tend to be higher when demand in
- 23 Quebec and Ontario are higher as well because it
- does tend to be cold, if not peak.
- 25 Q. [94] O.K. Et une dernière, vous avez mentionné dans

1		votre présentation ce matin que les développeurs de
2		pipelines dans le sud le font en considérant les
3		besoins du sud, ils ne se préoccupent pas vraiment
4		de ce qui se passe au marché canadien. Le dernier
5		« bullet » dans votre acétate 11 dit :
6		On cold winter days, New England
7		requires power plant that are not
8		served with firm pipeline capacity.
9		Je vous soumets que c'est une remarque très
10		américaine, mais ça se pourrait qu'au Canada ça ne
11		nous intéresse pas de regarder ça. Vous comprenez
12		ce que je veux dire? Est-ce qu'il faut maintenir de
13		la capacité excédentaire uniquement pour alimenter
14		les « peakers » de la Nouvelle-Angleterre?
15	A.	As you know, I'm American so it is an American
16		sounding remark and, as well, I think the thing I
17		want to stress, though, is that there are
18		implications for price with this varie for price at
19		Waddington and, therefore, the call on EDA zone
20		capacity because of this, like, somewhat unsettled
21		situation in New England and it is very much
22		unsettled. I mean, we know that we need the peak
23		gas-fired generation capacity at peak to keep the
24		lights on and, as of now, there is very limited
25		regulatory incentive for those power generators to

1	go out and contract peak. There are efforts
2	underway to facilitate that contracting and to
3	ensure that those power plants or that the system
4	as a whole is as reliable as it needs to be

- 5 including, requiring from pipeline capacity to
- 6 receive capacity payments with an option.
- 7 So, it's not the responsibility of Québec
- 8 to supply New England with excess pipeline capacity
- 9 but you do need to keep in mind the impact that
- 10 that lack of capacity and the fact that New England
- is underserved with firm can have on prices at
- 12 Waddington and, therefore, on Québec customers. So,
- 13 I'm not suggesting you need to supply the New
- 14 England market or keep excess capacity for the New
- 15 England market but rather that there are
- implications with that situation for prices here.
- Q. [95] Merci. Je n'ai pas d'autres questions sinon
- que vous avez sûrement quelque chose à nous dire
- 19 sur notre tableau.
- 20 A. Our table?
- 21 Q. [96] Yes.
- 22 (14 h 41)
- 23 A. Absolutely. I was... Right. Okay. And, of course,
- your table was on the bottom of my notes here. Now,
- I am not an expert on ratemaking and I can't give

you the details around Gaz Métro's supply plans nor can I detail TransCanada's billing allocations over time, but I would agree with the conclusion from your initial slide that there is that savings to the Gaz Metro EDA under the settlement agreement, under the tolls associated with the settlement agreement. So again, not to comment on the overall level, but there are savings and there would be savings regardless of the form, the Energy East project takes. So those would apply to both cases 1 and 2.

Now, if I understand case 1 correctly, you're essentially looking at the changes associated with TransCanada's proposal to convert the twelve hundred million (1,200 M) cubic feet per day of capacity from gas service to oil service and to replace six hundred million (600 M) cubic feet a day of that capacity with the eastern mainline project and in that case, there are two primary impacts. One is that the capacity is lower into the EDA zone by six hundred million (600 M) cubic feet per day and the second is that rate base increases because of the cost of the eastern mainline project relative to the existing facilities. And so what you've done is to look at the impact of that change

in rate base on Gaz Metro customers and again, I'm not a rate expert so I can't assess the specific cost or the specific benefit of thirty-three million (33 M) but understand the steps that you've gone through.

Now, I would say that as well as the costs you've accounted for in terms of rate base, there is actually another cost associated with reducing capacity into the market and you've noted it actually on the bottom of the page in case 2. You've mentioned the fact that U.S. markets could significantly impact gas prices of some Gaz Metro EDA supplies on cold winter days when they call on Iroquois gas supplies and I would suggest that that cost should be included in case 1 to a much greater extent than it's included in case 2, so the effect is unequal within the two cases of that competition potentially with New England for gas and there's a much greater cost within the constrained market outlined in case 1. So that's one thing.

The other thing I would suggest is that even in case 1, we would likely see some decline in Iroquois firm commitments that would potentially transfer some costs to Québec customers. So we would expect that change to be potentially less

than in case 2 given that the overall market is 1 2 more constrained and that the appetite for firm 3 might therefore be stronger but nonetheless, we 4 would assume that there would be some turnback of 5 Iroquois capacity that would add costs in case 1. 6 And so, my understanding of case 2 is essentially leaving capacity as is into the Québec 7 markets and the main impact of this case 2 8 9 situation is that once Constitution comes online, 10 you're looking at a turnback of Iroquois capacity 11 among U.S. customers and within the analysis, you've looked at the twelve hundred million 12 13 (1,200 M) cubic foot a day peak day flowing on 14 January twenty-eight (28), twenty fourteen (2014) 15 and compared it with our expected flows on Iroquois 16 following the completion of Constitution and translated that decline, and actually are... 17 18 expected Iroquois flow post-Constitution is seven hundred and twenty-five million (725 M) cubic feet 19 20 a day but there's a seven hundred and fifty (750) 21 listed here. So what you, what is happening in the 22 analysis is the Iroquois commitments are going down 23 by four hundred and fifty million (450 M) cubic 24 feet per day and Gaz Metro customers bear the cost of that turnback capacity. 25

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

What we would actually expect, and as explained during the previous question, what we've assumed within our forecast is that Iroquois exports levels correlated with cold days in eastern Ontario and Québec but that, those... they don't necessarily peak on the same days so that the Iroquois export assumption of ten fifty million (1,050 M) cubic feet per day is consistent with the change to seven hundred and twenty-five million (725 M) cubic feet a day within the outlook. So instead of a change of four hundred and fifty million (450 M) cubic feet a day, you're instead looking at a change of three hundred and twenty-five million (325 M) cubic feet a day. So if we've looked at a peak Iroquois flow of twelve hundred (1,200), the rate comparison would be to take that flow down to eight seventy-five million (875 M) cubic feet per day. So change is the same, but the increment is a bit smaller. So that's the first change that we would suggest, and it's kind of backed up by the assumption that Constitution serves three hundred and twenty-five million (325 M) cubic feet a day, a new market in New

England and this place is three hundred and twenty-

five million (325 M) cubic feet a day of capacity,

1		coming down on Waddington, at peak.
2		(14 h 48)
3		Now, the other thing we would suggest, here
4		as noted when I've talked about case 1, is that the
5		price impact associated with the competition with
6		New England for gas is much lower in case 2,
7		relative to case 1, such as there's a cost to be
8		born in case 1 that isn't nearly as high in case 2,
9		where the market is not constrained.
10	Q.	[97] Merci. Donc, Madame Snyder, la Régie vous
11		remercie pour votre participation à ce débat. Votre
12		mémoire était très enrichissant, et l'ensemble de
13		votre prestation va nous être utile pour préparer
14		cet avis au ministre. Merci encore, Madame Snyder.
15		À la prochaine.
16	R.	Thank you.
17	Q.	[98] Donc, pour aujourd'hui, ça va mettre fin à
18		cette audience. On va donc reprendre demain matin à
19		neuf heures (9h), avec je pense que c'est
20		CoCENTRIX. Merci beaucoup.
21		
22		AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

24

- 119 -

1	SERMENT D'OFFICE :
2	Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
3	certifie sous mon serment d'office, que les pages
4	qui précèdent sont et contiennent la transcription
5	exacte et fidèle des notes recueillies par moi au
6	moyen du sténomasque, le tout conformément à la
7	Loi.
8	
9	ET J'AI SIGNE:
10	
11	
12	Sténographe officiel. 200569-7
13	
14	
15	