

Gouvernement du Québec

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)

Dossier 307

Enjeux que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale
d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent

METTRE UN TERME À L'AVENTURE DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC

Mémoire

Stratégies Énergétiques (S.É.)

M^e Dominique Neuman, LL.B.

1535, rue Sherbrooke Ouest
Rez-de-chaussée
Local Kwavnick
Montréal (QC)
H3G 1L7

Téléphone : 514 849 4007
energie@mink.net

Le 29 mai 2014

Révisé le 4 juin 2014

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Stratégies Énergétiques (S.É.) est un organisme environnemental sans but lucratif incorporé suivant la partie III de la *Loi sur les compagnies*.

Elle s'est dotée pour mission de promouvoir les objectifs du développement durable dans les domaines de l'énergie, de la gestion des ressources, de l'aménagement du territoire et des transports, en favorisant une planification stratégique harmonisant les considérations environnementales, énergétiques, sociales et économiques, d'une manière équitable entre les générations et entre les nations. Cette mission est accomplie au moyen d'interventions publiques, de recherches et de communications.

Stratégies Énergétiques (S.É.) vise à développer des outils d'analyse stratégique intégrant l'ensemble des filières de production énergétique desservant le marché, les perspectives de recherche-développement, les profils de consommation interne et les échanges nord-américains, suivant les principes du développement durable exprimés par le *Rapport de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement (Rapport Brundtland)* de 1987, "*Notre avenir à tous*". Dans cette perspective, *Stratégies Énergétiques (S.É.)* examine les possibilités offertes non seulement par les instruments réglementaires, mais également par des instruments économiques (tarifs, redevances, écotaxes, permis échangeables d'émissions ou crédits de réduction, réforme fiscale, etc.).

Stratégies Énergétiques (S.É.) était membre de la *Table sur l'électricité* mise en place par les gouvernements fédéral et provinciaux dans le cadre du *Processus national sur les changements climatiques* en 1998-1999. Elle a également été invitée par le ministère de l'Environnement du Québec dans le cadre des démarches ayant abouti à la mise en place d'un *Mécanisme québécois de concertation sur les changements climatiques*. *Stratégies Énergétiques* a par la suite été invitée à assister la présidence du *Groupe de travail sur la production, le transport et la distribution de l'énergie* institué dans le cadre de ce *Mécanisme*.

Stratégies Énergétiques (S.É.) participe régulièrement aux audiences de la *Régie de l'énergie*, du *BAPE* et à autres audiences environnementales relatives à des projets d'efficacité énergétique ainsi que de production, de transport et de distribution énergétique. Elle a également pris part, à plusieurs reprises, aux travaux de la *Commission de l'économie et du travail* de l'*Assemblée nationale du Québec*. Elle était l'un des premiers organismes à prévoir publiquement, en 1999, les difficultés d'assurer la sécurité énergétique des Québécois qu'Hydro-Québec a fait connaître cinq ans plus tard.

TABLE DES MATIÈRES

1	REMARQUES PRÉLIMINAIRES.....	1
1.1	LE MANDAT DU BAPE.....	1
1.2	LA NON CONCORDANCE SYSTÉMATIQUE ENTRE LE RAPPORT SYNTHÈSE DU COMITÉ ÉES ET LES ÉTUDES QUE CELUI-CI A REÇUES	2
1.3	LE PRÉSENT RAPPORT.....	3
2	L'IRRÉALISME ÉNERGÉTIQUE DES TROIS SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DE L'INDUSTRIE QUÉBÉCOISE DU GAZ DE SCHISTE	5
2.1	LA DEMANDE DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC.....	5
2.2	LES TROIS SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DU GAZ DE SCHISTE : DE 200 % À 900 % DE LA DEMANDE QUÉBÉCOISE !.....	9
2.3	L'ABSENCE DE DÉMONSTRATION DE L'EXISTENCE D'UN MARCHÉ D'EXPORTATION SUFFISANT	14
2.4	LES LIMITES ADDITIONNELLES POSÉES PAR L'ENTENTE ENTRE GAZ MÉTRO, ENBRIDGE, UNION GAS ET TCPL POUR 2015-2030	17
3	CONCLUSION	23

1

REMARQUES PRÉLIMINAIRES

1.1 LE MANDAT DU BAPE

Le 13 mars 2014, le *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)* a reçu mandat du ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs de tenir une audience publique sur les enjeux que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent à la suite des travaux du Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste.

Nous comprenons de ce mandat que les enjeux sur lesquels le *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)* est appelé à formuler des recommandations touchent à la fois :

- aux orientations globales de politique publique quant au développement éventuel de cette filière,
- à la manière dont celle-ci devrait être encadrée en application du cadre législatif et réglementaire actuel et
- aux améliorations qui pourraient être apportées à ce cadre législatif et réglementaire.

1.2 LA NON CONCORDANCE SYSTÉMATIQUE ENTRE LE RAPPORT SYNTHÈSE DU COMITÉ ÉES ET LES ÉTUDES QUE CELUI-CI A REÇUES

Tout au long de notre étude, nous avons constaté une non-concordance systématique entre le rapport-synthèse du Comité ÉES et les études que celui-ci a reçues. De façon systématique, le rapport-synthèse minimise ou omet de mentionner les enjeux et les risques bien réels dont font état ces études.

Cette non-concordance entre le rapport-synthèse et les études tient selon nous à trois facteurs :

- D'une part, il résulte du déséquilibre dans la composition du Comité ÉES. Les représentants de l'industrie ou de membres de la fonction publique ou du secteur privé promouvant le développement de la filière du gaz de schiste y étaient surreprésentés.
- De plus, le Comité ÉES a connu des relations houleuses avec son Comité-miroir initialement mis en place pour recevoir les commentaires de différents intérêts de la société. Le Comité ÉES souhaitait même initialement que l'option d'absence de développement de l'industrie du gaz de schiste (scénario 1) ne fasse pas partie des options considérées par le Comité-miroir. Par la suite, le Comité ÉES a tout simplement dissout le Comité-miroir.
- Enfin, la très grande majorité des études commandées par le Comité ÉES ont été livrées entre octobre 2013 et décembre 2013, celles-ci totalisant plusieurs milliers de pages. Un grand nombre d'entre elles n'ont d'ailleurs été reçues qu'en décembre 2013, dont de nombreuses à caractère majeur. Or le rapport-synthèse de 292 pages du Comité ÉES a été émis dès janvier 2014. C'est donc dire qu'en tenant compte du congé des Fêtes, il était matériellement possible au Comité ÉES de pleinement prendre connaissance et d'étudier et discuter en réunion du contenu souvent nuancé de ces études et d'en tirer les enseignements appropriés. Les rédacteurs du rapport-synthèse n'ont de toute évidence pas disposé du temps nécessaire pour pleinement tenir compte de ces études et de leurs nuances. Malheureusement, le rapport-synthèse semble plutôt refléter certains préjugés qui affectaient déjà les membres du Comité ÉES avant qu'ils aient reçu ces études.

Nous invitons donc respectueusement le *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)* à tenir compte de ces facteurs dans son appréciation du rapport-synthèse du Comité ÉES.

1.3 LE PRÉSENT RAPPORT

Stratégies Énergétiques (S.É.) appuie plusieurs des représentations qui seront soumises au BAPE au présent dossier par d'autres organismes environnementaux, en lien avec les enjeux de pollution de l'air et de l'eau et des enjeux sismiques notamment. Nous notons en particulier qu'il n'existe pas de moyen sécuritaire d'éviter ou de contrôler à long terme (donc même après la fermeture du puits) les fuites gazières par le puits ou son pourtour ou par les bris géologiques occasionnés par la fracturation. Cette incapacité d'éviter ou de contrôler les fuites est à la source d'une bonne partie des enjeux de pollution de l'air et de l'eau liés à l'exploitation des gaz de schiste.

Des enjeux subsistent également quant aux droits des propriétaires de surface et des municipalités à l'égard des droits miniers relatifs à la recherche et l'exploitation de ressources gazières. Des enjeux subsistent également quant au droit à l'information.

Notre présent mémoire aborde toutefois un aspect différent, non traité par les autres participants en général : l'irréalisme énergétique des trois scénarios de développement de l'industrie québécoise du gaz de schiste, quant aux volumes de gaz considérés.

2

L'IRRÉALISME ÉNERGÉTIQUE DES TROIS SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DE L'INDUSTRIE QUÉBÉCOISE DU GAZ DE SCHISTE

2.1 LA DEMANDE DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC

Il existe deux distributeurs réglementés de gaz naturel au Québec : *Gaz Métro* pour environ 97% de la clientèle québécoise et *Gazifère inc.*, une filiale d'*Enbridge inc.*, pour les 3% restants de clientèle (en Outaouais). Bien que le gaz distribué en réseau réglementé par Gaz Métro inclue déjà notamment du biogaz, il existe aussi, dans certaines municipalités (dans le Bas-du-Fleuve notamment), une distribution locale émergente de biogaz s'effectuant hors des réseaux de distribution réglementés.

Dans leur rapport de septembre 2013, Patrick González et als. du *Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE)* de l'*Université Laval* indiquent faussement que la totalité de la clientèle gazière résidentielle serait desservie par Gaz Métro.¹ Cela est inexact. La division entre les deux distributeurs *Gaz Métro* et *Gazifère inc.* est territoriale et non pas basée sur le type de clientèle : ces deux distributeurs desservent à la fois des clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels.

¹ Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval, *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf, page 29, ligne 1.

Dans ce même rapport de septembre 2013, Patrick González et als. déposent la figure suivante sur la prévision de distribution de gaz naturel par Gaz métro au cours des 3 années de 2014 à 2016 :

Figure 2.1

Prévision de la demande 2014-2016 de distribution de gaz naturel par Gaz Métro au Québec ²

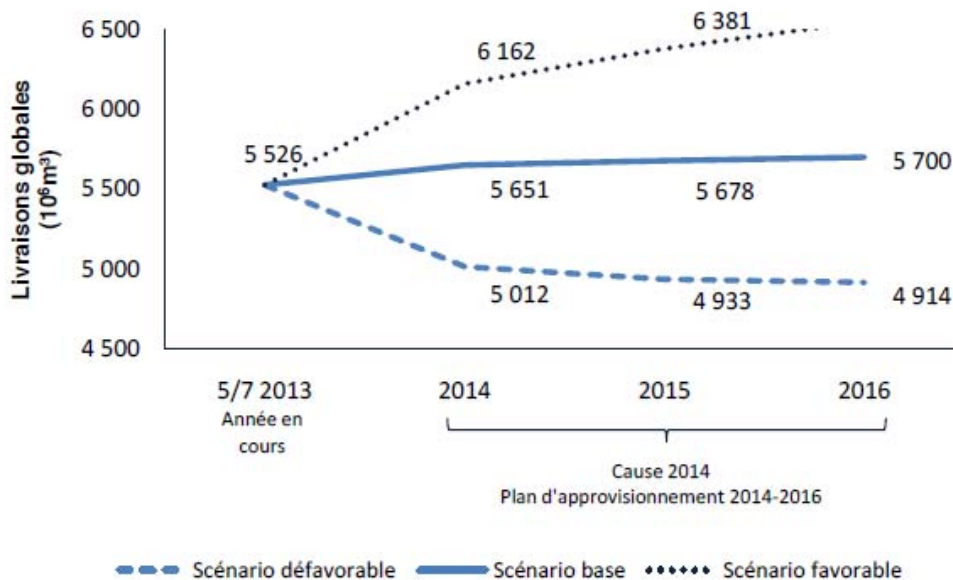


Figure 8. Prévisions de livraisons globales 2014-2016 (avant interruptions). Le volume prévu en 2016 selon le scénario favorable est de 6 554 Mm³. Note : 5 526 Mm³ = 195 BCF.

Source : Gaz Métro (2013).

² Source de la figure : Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval, *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf, page 35, figure 8.

Source d'origine : GAZ MÉTRO, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-0054, Gaz Métro-2, Doc. 1, *Plan d'approvisionnement gazier horizon 2014-2016*, rév. 19 sept. 2013, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0054-DemAmend-PieceRev-2013_09_19.pdf, page 46. Graphique 10.

Nous fournissons le tableau ci-après de conversion des données de ce graphique, permettant ainsi de les consulter à la fois en Mm³ et en Gpicu :

Tableau 2.1

Prévision de la demande 2014-2016 de distribution de gaz naturel par Gaz Métro au Québec (Mm³ et Gpicu) ³

Année	Scénario faible	Scénario de base	Scénario fort
Oct 2012-Sep 2013 (5 mois réels + 7 mois prévus)		5526 Mm ³ soit 195 Gpicu	
Oct 2013-Sept 2014 (prévu)	5012 Mm ³ soit 177 Gpicu	5651 Mm ³ soit 199 Gpicu	6162 Mm ³ soit 218 Gpicu
Oct 2014-Sept 2015 (prévu)	4933 Mm ³ soit 174 Gpicu	5678 Mm ³ soit 200 Gpicu	6381 Mm ³ soit 225 Gpicu
Oct 2015-Sept 2016 (prévu)	4914 Mm ³ soit 173 Gpicu	5700 Mm ³ soit 201 Gpicu	6554 Mm ³ soit 231 Gpicu

Nous comprenons que le scénario élevé de la demande, exprimé à la figure et au tableau ci-dessus, consiste à tenir compte des possibilités de croissance dans différents marchés, énoncés dans ce rapport (conversion plus soutenue du mazout vers le gaz, développement de réseau, gaz naturel pour véhicules, etc.).⁴ Le rapport énonce toutefois que de telles possibilités de croissance sont limitées :

*en l'absence d'investissements significatifs, la consommation de gaz au Québec ne devrait pas changer dramatiquement*⁵

ce qu'expriment bien la figure et le tableau ci-dessus, puisque le scénario élevé de la demande ne s'écarte que peu du scénario de base.

³ Basé sur la figure qui précède.

⁴ **Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval, Analyse du marché nord-américain du gaz naturel**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf, pages 34-37.

⁵ **Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval, Analyse du marché nord-américain du gaz naturel**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf, pages 36.

Suite à ce rapport, Gaz Métro a déposé en novembre 2013 une prévision un peu plus élevée du scénario de base de sa demande en l'étendant aussi sur une période de six années ⁶ :

Tableau 2.2

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2019
ANALYSE DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT**

	2013-2014 (1)	2014-2015 (2)	2015-2016 (3)	2016-2017 (4)	2017-2018 (5)	2018-2019 (6)
DEMANDE (10⁶ m³)						
1 Continue	4 895	4 988	5 073	5 248	5 928	6 200
2 Interruptible	672	689	714	688	652	638
3 Gaz d'appoint	37	44	44	51	51	51
4 Client biogaz en réseau dédié	26	28	28	28	28	28
5 Sous-total	5 630	5 750	5 859	5 993	6 658	6 917
6 Interruptions	-55	-53	-50	-50	-51	-52
7 Autres	77	77	113	119	121	125
8 TOTAL DEMANDE	5 652	5 774	5 913	6 063	6 728	6 990

DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10⁶m³/jour)

Gaz Métro n'a toutefois pas fourni de scénarios d'encadrement sur ces 6 années.

Quant au distributeur gazier en Outaouais, *Gazifère inc.*, filiale d'*Enbridge inc.*, sa prévision de la demande gazière s'établit comme suit. Il n'y a également pas de scénarios d'encadrement :

Tableau 2.3

Plan d'approvisionnement gazier de *Gazifère inc.* 2014-2016 (M m³) ⁷

2014	2015	2016
166	168	169

Pour les fins de notre présent rapport, nous poserons donc de façon simplifiée que, dans un scénario même un peu plus élevé que le scénario de base, la demande gazière québécoise moyenne des 15 prochaines années pourrait être d'environ 8000 à 9000 millions de m³ (soit de 282 à 318 Gpicu).

⁶ Source : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-0276, Gaz Métro-2, Doc. 40, *Plan d'approvisionnement 2017-2019*, le 25 nov. 2013, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0276-DemAmend-Piece-2013_11_25.pdf, Annexe 1.

⁷ Source : **GAZIFÈRE INC.**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3840-2012 Phase 3, Pièce B-0068, GI-24, Doc. 1, *Plan d'approvisionnement gazier 2014-2015-2016*, le 23 juillet 2013, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/186/DocPrj/R-3840-2013-B-0068-DemAmend-Piece-2013_07_23.pdf, page 2.

2.2 LES TROIS SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DU GAZ DE SCHISTE : DE 200 % À 900 % DE LA DEMANDE QUÉBÉCOISE !

Nous constatons au dossier que les trois scénarios examinés pour le développement de la filière du gaz de schiste (scénarios 3, 4 et 5) envisagent une production gazière de cette filière qui dépasserait très largement la demande gazière totale du Québec, même selon un scénario fort tel que vu à la sous-section qui précède.

Le *Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques (MMELCC)* présente en effet la simulation suivante de la production québécoise totale de gaz de schiste selon un scénario d'exploitation totalisant 2000 puits en 10 ans :

Section 2 - L'irréalisme énergétique des trois scénarios de développement de l'industrie québécoise du gaz de schiste

Page 10

Tableau 2.4

Productivité gazière annuelle selon un développement de 2000 puits de gaz de schiste en 10 ans au Québec⁸

Temps		Puits		Prix		Volumes		Recettes		
Période*	Année	Nouveau x puits	Cumul des puits	Prix donnés*	Prix	Volume annuel	Volume cumulé	Recettes totales	Redevances totales	Taux moyen de redevance
n	année	puits	total_puits	prix_donnés2	prix2	volume2	volume_cumulé2	recettes_totales	redevances_totales	taux_industrie
entier	année	entier	entier	\$	\$	bcf	bcf	millions de	millions de	%
0	2016		0		8	0	0	0	0	#N/A
1	2017	23	23		8	13	13	106	32	30,5%
2	2018	60	83		8	38	52	307	90	29,2%
3	2019	146	229		8	110	161	878	254	29,0%
4	2020	303	532		8	246	407	1964	559	28,5%
5	2021	468	1000		8	452	859	3619	1 009	27,9%
6	2022	469	1469		8	645	1504	5160	1 387	26,9%
7	2023	303	1772		8	797	2301	6378	1 650	25,9%
8	2024	146	1918		8	904	3206	7234	1 803	24,9%
9	2025	60	1978		8	990	4195	7917	1 914	24,2%
10	2026	22	2000		8	1053	5249	8428	1 982	23,5%
11	2027	0	2000		8	532	5781	4259	632	14,8%
12	2028	0	2000		8	410	6191	3281	443	13,5%
13	2029	0	2000		8	342	6533	2733	350	12,8%

On y voit que la production annuelle atteindrait 246 Gpicu (c'est-à-dire 6969 Mm³, soit déjà fortement plus de la demande gazière dès l'an 4, en 2019, puis augmenterait année après année jusqu'à atteindre 1053 Gpicu (c'est-à-dire 29830 Mm³) en l'an 10, soit 2026, après quoi la production déclinerait très rapidement vu l'absence de construction de nouveaux puits.

⁸ Source du tableau : **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1^{er} avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf, page 26.

Bien que, regrettablement, le *Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques (MMELCC)* n'ait pas fourni de simulation comparable pour aucun des trois scénarios de développement effectivement envisagés, leur description suffit à nous fournir à tout le moins un ordre de grandeur :

- Scénario 3 : développement à petite échelle: partie nord-est du corridor 2
- Scénario 4 : développement à moyenne échelle: l'ensemble du corridor 2.
- Scénario 5 : Développement à grande échelle : l'ensemble du shale d'Utica au Québec (corridors 1, 2 et 3).⁹

Tableau 2.5

Description des trois scénarios de développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec¹⁰

	Superficie (km ²)	Puits (nombre)	Déploiement (années)	EUR * (Gpi ³)	Seuil de rentabilité (\$/kpi ³)
Scénario 3	1258	1000	10	3,00	5,54 \$
Scénario 4	5000	3600	15	2,75	5,94 \$
Scénario 5	15 000	9000	20	2,50	6,39 \$

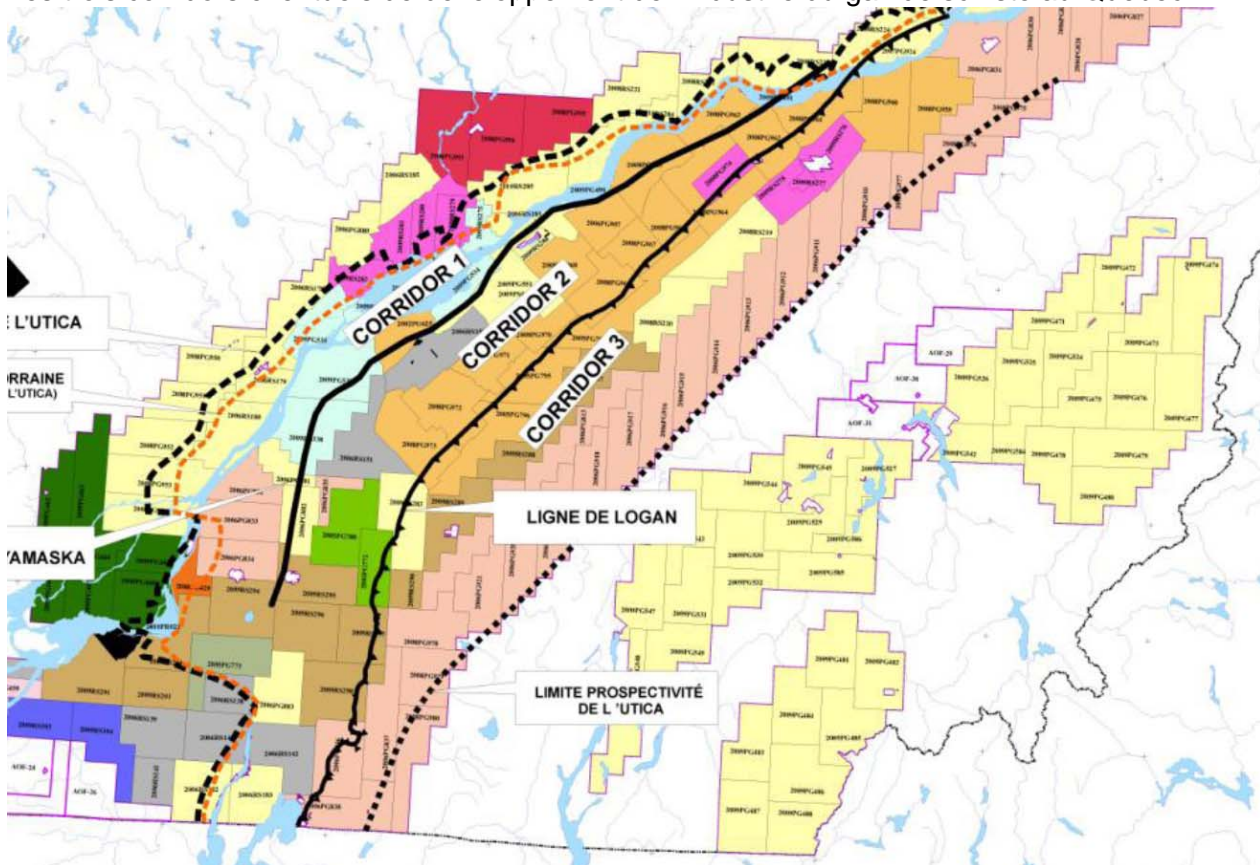
Nous comprenons que ces trois scénarios correspondent à des simulations optimales, de sorte qu'une industrie québécoise du gaz de schiste ne serait pas viable en-deçà du scénario de développement le plus faible (scénario no. 3).

⁹ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1^{er} avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf, page 30.

¹⁰ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1^{er} avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf, page 31.

La figure suivante présente les trois corridors :

Figure 2.2
Les trois corridors éventuels de développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec ¹¹



¹¹ Source du graphique : **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1^{er} avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf , page 7.

Par conséquent, si la demande la demande gazière québécoise moyenne des 15 prochaines années atteignait de **8000 à 9000 millions de m³ (soit de 282 à 318 Gpicu)** tel que vu à la sous-section qui précède, la production de gaz de schiste au Québec prévue selon les trois scénarios de développement représenterait de 200 % à 1200 % la demande québécoise.

Pour être faisables, l'un ou l'autre de ces trois scénarios de développement de la filière supposerait donc :

- a) que le marché québécois soit capable de remplacer la totalité de ses approvisionnements prévus des quelques 15 prochaines années par un approvisionnement constitué exclusivement de gaz de schiste;
- b) qu'il existe un marché d'exportation de gaz à partir du Québec apte à absorber
- c) que ces marchés soient aptes à absorber l'importante variation interannuelle de la productivité des shales sur l'horizon considéré de quelques 15 ans;
- d) que ces marchés soient aptes à tenir compte de l'importante variation saisonnière intra-annuelle de la demande de gaz de schiste et des importants besoins d'entreposage en résultant.

2.3 L'ABSENCE DE DÉMONSTRATION DE L'EXISTENCE D'UN MARCHÉ D'EXPORTATION SUFFISANT

Aucune étude déposée au présent dossier ne permet d'entrevoir qu'il existerait un marché d'exportation viable permettant d'absorber une production de gaz de schiste québécoise qui atteindrait de 200 % à 1200 % la demande québécoise.

A cela s'ajouteraient des contraintes additionnelles liées à la très grande variabilité interannuelle de la production du gaz de schiste.

De plus, une telle surproduction nécessiterait la construction d'infrastructures majeures d'exportation par gazoduc et/ou liquéfaction et transport maritime. Or de telles installations deviendraient caduques après 15-20 ans dès que l'on aura cessé de forer les nouveaux puits. En effet, la production de chaque puits de gaz de schiste décroît considérablement après la première année, de sorte qu'il est nécessaire d'en forer toujours de nouveaux pour maintenir la production. En raison de la courte durée de vie des puits de gaz de schiste, les promoteurs pourraient par conséquent être tentés d'éviter de faire construire de tels gazoducs et terminaux maritimes et préférer exporter ce gaz en le faisant circuler à travers le territoire québécois par train ou par camion (sous forme liquéfiée). Un tel choix nous apparaîtrait catastrophique puisque le transport de quantités massives de matières dangereuses par train et camion n'est presque pas réglementé au Canada et que l'on multiplierait ainsi les risques d'erreurs humaines et de bris mécaniques pouvant amener des tragédies telles que celle du Lac Mégantic.

L'existence ou non de ,marchés d'exportation et les moyens qui seraient pris pour transporter hors du Québec les quantités massives de gaz de schiste que la viabilité de l'industrie requerrait de produire au Québec constituent donc, on le voit, des enjeux majeurs. Or rien dans les travaux du Comité d'évaluation stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES) n'appuie l'hypothèse de telles exportations massives.

Bien au contraire, le rapport *Geneva* indique même :

À moins d'un changement majeur, on peut s'attendre à ce que le Québec ait accès au gaz naturel à un coût relativement faible pour encore plusieurs années. Pour le développement de la filière des gaz de schiste au Québec, cette situation signifie à la fois :

- la nécessité d'opérer à partir de coûts de revient très bas, pouvant restreindre le potentiel de rentabilité;*
- une barrière à l'exportation vers les autres marchés nord-américains.**¹²

¹² GENIVAR, Dossier du BAPE no. 207, Pièce P3.8.2 (EC1-2), *Analyses en regard du développement éventuel de la filière des gaz de schiste*, Décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.2.pdf, page 16. Souligné en caractères gras par nous.

le développement de la filière du gaz de schiste de façon indue pourrait aggraver encore davantage le positionnement concurrentiel des sources d'énergie renouvelables, dont l'hydroélectricité et les autres formes d'énergie émergente. **À l'échelle nord-américaine, l'exportation de gaz naturel vers les États-Unis, en présumant que celle-ci soit économiquement rentable, affecterait directement le positionnement concurrentiel de l'hydroélectricité.**¹³

Dans la mesure où **le marché du gaz naturel en Europe** est marqué par des prix qui sont largement supérieurs à ceux observés en Amérique du Nord, l'exportation de gaz naturel vers ce marché pourrait logiquement constituer une avenue intéressante.

Cependant, **plusieurs facteurs limitent cette opportunité de développement :**

- La capacité actuelle de production aux États-Unis fait en sorte que l'industrie américaine dispose maintenant de volumes exportables. Des projets de terminaux méthaniers sont en cours aux États-Unis, non plus pour importer la ressource mais pour l'exporter et profiter des prix européens;
- Parallèlement aux américains, d'autres fournisseurs potentiels, dont la Russie, s'intéressent à ce marché et peuvent bénéficier de certains avantages concurrentiels;
- Pour permettre l'exploitation de ce marché à partir du Québec, la construction d'infrastructures importantes de transport seraient nécessaires.**¹⁴

Le rapport de Patrick González et als. confirme que, dans un avenir rapproché, les États-Unis devraient devenir exportateurs et non pas importateurs de gaz naturel. Les États-Unis viseraient alors notamment le marché européen.¹⁵

¹³ GENIVAR, Dossier du BAPE no. 207, Pièce P3.8.2 (EC1-2), *Analyses en regard du développement éventuel de la filière des gaz de schiste*, Décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.2.pdf, page 23. Souligné en caractères gras par nous.

¹⁴ GENIVAR, Dossier du BAPE no. 207, Pièce P3.8.2 (EC1-2), *Analyses en regard du développement éventuel de la filière des gaz de schiste*, Décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.2.pdf, page 24. Souligné en caractères gras par nous.

¹⁵ Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval, *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf, pages 20 et suiv.

Les perspectives d'un marché d'exportation pour une surproduction de gaz de schiste québécois sont donc quasi inexistantes.

Il est à noter que ces deux rapports ne sont devenus disponibles au *Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)* que dans les tout derniers jours de son mandat (septembre-décembre 2013), alors qu'il était probablement déjà trop tard pour réorienter son rapport synthèse :

Sur ces enjeux fondamentaux, le *Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)*, après trois ans de travaux, se contente en effet d'affirmer :

*Pour le moment, le Comité n'a pas cherché à déterminer à partir de quel point le Québec pourrait être autosuffisant et pourrait, à la limite, passer en mode exportation.*¹⁶

Le *Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)* n'a jamais réalisé que la production québécoise de gaz de schiste selon les scénarios de développement envisagés ne pouvait se réaliser sans l'existence d'un marché massif d'exportation.

¹⁶ **COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR3.1, *Rapport synthèse. Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.1.pdf , page 6.

2.4 LES LIMITES ADDITIONNELLES POSÉES PAR L'ENTENTE ENTRE GAZ MÉTRO, ENBRIDGE, UNION GAS ET TCPL POUR 2015-2030

Dans leur rapport de septembre 2013 déposé au présent dossier Patrick González et als. notaient que des enjeux se posaient quant à la suffisance de la capacité d'approvisionnement offerte par TCPL à partir de l'Alberta et l'Ontario pour approvisionner le Québec :

*la capacité de transport installée en Ontario ne permet pas de satisfaire à la fois les besoins des distributeurs de gaz et le projet Energy East de TCPL. Une capacité supplémentaire devra être installée et il n'est pas clair, à l'heure actuelle, qui des consommateurs de gaz de l'Est ou des exportateurs de pétrole de l'Ouest paieront en définitive pour cette capacité.*¹⁷

Nous procédons ci-après à préciser ces enjeux que Patrick González et als. n'avaient fait qu'entrevoir :

- Les dernières années ont été marquées par un transfert massif du lieu des achats de gaz au Canada : le point de vente d'AECO et d'Empress en Alberta sont graduellement délaissés par les acheteurs ontariens (les distributeurs gaziers Union et Enbridge) et québécois (le distributeur québécois Gaz Métro) au profit du site de Dawn, Ontario, plus liquide de par la convergence de nombreux gazoducs originaires aussi bien d'Alberta que de nombreuses autres sources provenant des États-Unis et de par la disponibilité d'entreposage massif dans des cavernes géologiques. Ce déplacement de tous les acheteurs a rendu la conduite principale *Mainline* (Alberta-Ontario-Québec, dit « *long haul* ») de TCPL sous-utilisée et non rentable. L'Office national de l'énergie a refusé à TCPL de faire assumer une partie de ses coûts échoués de TCPL pour la *Mainline* par ses clients désormais plus nombreux sur ses gazoducs entre Dawn et les points de consommation en Ontario et au Québec (« *short haul* ») ou ses clients de gazoducs courts locaux en Alberta. TCPL fait donc face à une perte sur son investissement sur la *Mainline*.
- En contrepartie, les gazoducs courts entre Dawn et les points de consommation en Ontario et au Québec (« *short haul* ») sont surutilisés et de nouveaux investissements seraient requis pour servir la demande accrue. TCPL est toutefois réticente à les effectuer, vu son échec relaté ci-dessus à recouvrer les coûts de son investissement antérieur sur la *Mainline*. TCPL était d'autant plus réconforté dans sa réticence à investir dans ces courts gazoducs ontariens que l'Office national de l'énergie semble avoir affirmé que TCPL ne

¹⁷ Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval, *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf, page 37.

serait sujette à aucune obligation de desservir, et donc pourrait valablement refuser à sa discrétion les demandes de service lui provenant de clients ontariens et québécois au-delà de la capacité déjà existante.

- Ceci plaçait Gaz Métro, Enbridge et Union au risque de ne plus disposer d'approvisionnements suffisants. Pour parer à ce risque, ces 3 distributeurs ont conclu une entente avec TCPL par laquelle ils s'obligent à payer (ou faire payer par leurs clients) à TCPL de 2015-2030 les frais de capacité de transport par gazoduc d'au moins 95 % du total de gaz distribué dans le réseau de chacun de ces distributeurs selon la clause 8.1 (c) (et qu'au moins 13% de ce total de gaz devra être acheminé à partir de l'Alberta par la Mainline selon la clause 8.1(b) de l'entente dont la portée apparaît plus clairement à la page 3, boulet 6 de la préentente). Les 3 distributeurs s'engagent, pour cette période, à payer (ou faire payer par leurs clients) tous les investissements de réseau de TCPL nécessaires pour acheminer ces capacités, et TCPL s'engage à les effectuer. Cette entente fait présentement l'objet d'une demande de ratification auprès de l'Office national de l'énergie (dossier RH-001-2014).

Nous reproduisons ci-après les clauses pertinentes de la préentente (10 septembre 2013) et de l'entente (31 octobre 2013) conclues entre TCPL, Gaz Métro, Enbridge et Union, dont les textes intégraux sont reproduits en annexe au présent mémoire :

Tableau 2.6

Extraits de la préentente et de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge de 2013 ¹⁸

<p>Préentente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge.</p> <p>Le 10 septembre 2013 Reproduite comme annexe 2 au présent mémoire.</p>	<p>Texte correspondant de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge</p> <p>Le 31 octobre 2013. Reproduite comme annexe 2 au présent mémoire.</p>
	<p>Art. 1.1 Définitions</p> <p>[...]</p> <p>(u) "EOT" means the area on the Mainline System that includes all existing or future Mainline System facilities including and east of TransCanada's St.</p>

¹⁸ Sources de la préentente : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-0049, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0049-Demande-Dec-2013_09_16.pdf et **TRANS CANADA**, Dossier de l'Office national de l'énergie RH-001-2014, Pièce A56186 A3S7T9, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-4_Attachments_1b_and_1c_Prior_Appendices_to_Settlement_and_Settlement_Term_Sheet_-_A3S7T9.pdf?nodeid=2398548&vernum=2, page Adobe 139 st suiv., Attachment 1(c) Settlement Term Sheet.

Sources de l'entente : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-247, Gaz Métro 2, Doc. 29, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0247-DemAmend-Piece-2013_11_01.pdf et **TRANS CANADA**, Dossier de l'Office national de l'énergie RH-001-2014, Pièce A56186 A3S7T9, Attachment 1, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-3_Attachment_1a_Mainline_Settlement_Agreement_-_A3S7T8.pdf?nodeid=2398216&vernum=2

<p>Présentente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge.</p> <p>Le 10 septembre 2013 Reproduite comme annexe 2 au présent mémoire.</p>	<p>Texte correspondant de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge</p> <p>Le 31 octobre 2013. Reproduite comme annexe 2 au présent mémoire.</p>
	<p>Clair and North Bay Junction Receipt Points and includes any TBO which provides service for the EOT and is commonly referred to as the "Eastern Triangle", [...] (aa) "FT Contract" means a Firm Service Contract for firm gas transportation service on the Mainline System pursuant to the FT Toll Schedule. [...] (jj) "LDCs" means Enbridge, Union and Gaz Metro. [...] (kk) "LH Contracts" means FT Contracts on the Mainline System from Receipt Points at Empress or in Saskatchewan, with deliveries east of Station 41. [...]</p>
<p>Page 3, boulet 6 :</p> <p>All LDCs will commit to maintain a minimum of 13% of their system supply transportation portfolio in long haul paths until at least the end of 2020. The system supply transportation portfolio of each LDC is the overall capacities needed to serve the franchise not including their direct purchase customers.</p>	<p>Art. 8.1(b) (b) During the period January 1, 2015 to December 31, 2020, each LDC shall at all times hold LH Contracts with a minimum contract quantity not less than: (i) 265 TJ/day for Enbridge; (ii) 85 TJ/day for Gaz Metro; and (iii) 85 TJ/day for Union.</p>
<p>Page 3, boulet 1 :</p> <p>This commitment does not preclude the LDCs accepting direct supply within their own franchise on a marginal basis (less than 5% of their needs / example : possible bio-methane projects promoted or supported by a government in the future);</p>	<p>Art. 8.1(c) (c) During the Term: (i) the LDCs shall meet their System Supply Customers' transportation service requirements for their respective Franchise Areas (as they exist now or at any time during the Term) in areas served by the EOT by utilizing the EOT in all cases, either by contracting with TransCanada or by entering into transportation arrangements with other Mainline Shippers, provided however that each LDC may: [...] (D) accept production gas originating in its respective Franchise Area ("Local Production") of up to 5% of the LDC's gas supply requirements for use by its customers in the Franchise Area, provided however that (1) the LDC may accept Local Production in excess of 5%, for use by its customers in the Franchise Area if the LDC pays to TransCanada its Average Unit Cost for each GJ in excess of such 5%.</p>

C'est donc dire que, si cette entente est ratifiée, Gaz Métro perd une marge de manœuvre importante : elle est obligée de payer (ou faire payer par ses clients) à TCPL le transport vers le Québec d'au moins 95 % de la consommation totale québécoise de gaz de 2015 à 2030 (et les investissements de TCPL pour être en mesure de transporter cette capacité), que cette capacité de transport de gaz soit utilisée ou non par Gaz Métro. Par conséquent, même si Gaz Métro en venait à acheter 100 % de son gaz au Québec sans passer par TCPL, l'entente l'obligerait à payer de 2015-2030 pour une capacité de transport égale à 95 % de ce gaz.

Il en ressort donc que, si Gaz Métro choisit d'acheter du gaz de schiste québécois pour un volume supérieur à 5 % de la consommation gazière totale québécoise (donc au-delà d'environ 400-450 Mm³ par an), un tel achat de gaz serait grevé de coûts de transport « inutiles » qui s'ajouteraient au prix du gaz lui-même. Il se pourrait que ce surcoût de transport inutile rende non compétitif le gaz de schiste québécois pour Gaz Métro, qui pourra alors préférer continuer avec ses sources d'approvisionnement déjà existantes à Dawn et en Alberta.

Le petit distributeur *Gazifère* en Outaouais (à titre de filiale d'*Enbridge* signataire de l'entente) serait sujet à la même contrainte.

Aucune étude de marché au présent dossier n'indique qu'il serait économiquement faisable pour Gaz Métro et *Gazifère* de remplacer tous leurs approvisionnements gaziers par du gaz de schiste dans le contexte des contraintes de cette entente avec TCPL.

A cela s'ajouteraient des contraintes additionnelles liées à l'impossibilité d'effectuer de l'entreposage interannuel (saisonnier) du gaz en sol québécois. Les seuls outils d'entreposage gazier au Québec sont les sites géologiques d'*Intragaz* à Pointe-du-Lac et Saint-Flavien ainsi que l'usine de liquéfaction-stockage-regazéification (LSR) de Gaz Métro à Montréal, lesquels sont de capacité nettement insuffisante comparativement au site géologique de Dawn en Ontario (propriété d'Union Gas). C'est donc dire que, même en cas d'extraction massive de gaz de schiste au Québec, une quantité possiblement équivalente (349 Mm³) de celui-ci devrait être transporté l'été pour injection géologique à Dawn, Ontario puis être retiré en hiver pour être réacheminé vers le Québec, avec nécessité d'utiliser les gazoducs de TransCanada pour ce transport aller-retour :

Tableau 2.7

Capacité d'entreposage disponible pour le gaz naturel québécois (Mm³)¹⁹

Dawn, Ontario (Union Gas)	349
LSR, Montréal (Gaz Métro), capacité révisée à partir de 2015	47
Pointe-du-Lac (Intragaz)	23
Saint-Flavien (Intragaz)	97

¹⁹ **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-0054, Gaz Métro-2, Doc. 1, *Plan d'approvisionnement gazier horizon 2014-2016*, rév. 19 sept. 2013, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPri/R-3837-2013-B-0054-DemAmend-PieceRev-2013_09_19.pdf, pages adobe 123 à 129. Annexes 6 à 9.

Le gaz de schiste québécois se trouverait de surcroît en compétition avec le biogaz québécois pour le même marché de distribution gazière au Québec, comme l'illustre la clause de la page 3, boulet 1 de la préentente TCPL-Gaz Métro-Enbridge-Union reproduite ci-dessous (et qui a amené la clause 8.1 (c) de l'entente finale reproduite plus haut) :

This commitment does not preclude the LDCs accepting direct supply within their own franchise on a marginal basis (less than 5% of their needs / example : possible bio-methane projects promoted or supported by a government in the future);

(Nous tentons actuellement d'amener l'Office national de l'énergie, au dossier RH 001-2014, à exiger une modification de la clause 8.1 (c) afin que le biogaz/biométhane en soit exclu. Il n'est toutefois pas possible à ce stade de déterminer si l'Office acceptera ou non notre recommandation)

C'est donc dire que, si l'Entente est acceptée par l'Office national de l'énergie, plus il y aura de gaz de schiste distribué au Québec, moins il sera susceptible d'y avoir de biogaz qui y sera distribué, puisque les deux types de gaz seront en concurrence pour la plage de 5 % laissée libre par l'entente TCPL-Gaz Métro-Enbridge-Union, au-delà de laquelle des coûts « inutiles » de transport par gazoduc devront être payés par Gaz Métro et/ou Gazifère inc. à Trans Canada.

Or, le gouvernement du Québec cherche justement à promouvoir l'essor du biogaz, lequel constitue un combustible renouvelable et environnementalement préférable. Le gouvernement du Québec a reconnu l'importance de développer le secteur du biogaz et du biométhane au Québec, tant dans sa *Stratégie énergétique 2006-2015* que dans son *Plan d'action québécois sur les changements climatiques*, sa *Politique québécoise de gestion des matières résiduelles* et son *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage* (« PTMOBC »). Il en est de même du rapport de février 2014 de la *Commission sur les enjeux énergétiques du Québec*.

Depuis 2007, le gouvernement du Québec a mis en place un programme de 650 millions de dollars (en collaboration avec des programmes fédéraux et avec le financement partiel des municipalités) dans le but de valoriser les matières résiduelles organiques, entre autres pour produire du biogaz et du biométhane.²⁰ Contrairement au gaz naturel fossile, le biogaz ou biométhane contribue de façon positive à réduire les émissions de méthane et est renouvelable. En effet, plutôt que de laisser s'échapper le méthane issu des déchets organiques dans les sites d'enfouissement (ou de les brûler), les municipalités sont invitées à valoriser cette matière en produisant du biogaz (45-65 % méthane, le reste étant surtout du CO₂) pour le chauffage direct ou du biométhane (biogaz purifié contenant plus de 90 % méthane) pour distribution dans des réseaux tels que celui de Gaz Métro ou encore pour utilisation comme combustible dans les véhicules (particulièrement le camionnage lourd). Plusieurs municipalités planifient actuellement la mise en place d'usines de biométhanisation, un peu partout au Québec.

²⁰ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PSRCS (MDDEFP)**, *Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage (Phase 1)*, <http://www.mddep.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/cadre-normatif2012-2019.pdf> .

A terme, si ces efforts du gouvernement du Québec portent fruit, ce n'est donc pas le gaz de schiste qui pourrait être appelé à remplacer toutes les sources actuelles d'approvisionnement gazier du Québec au-delà de l'an 2030, c'est le biogaz/biométhane. La Suède peut nous servir d'exemple. En effet, le potentiel de biométhane par digestion anaérobique de la Suède serait actuellement de 10 à 15 TWh annuellement (de 961 à 1441 millions de m³), soit environ la même quantité que pour le Québec. Ce potentiel augmenterait toutefois fortement avec le développement de la production de biométhane à partir de déchets forestiers, par gazéification et reméthanisation. La production annuelle de biogaz/biométhane pourrait alors atteindre à terme 59 TW/h (5 670 millions de m³), pour un total théorique qui se situerait entre 69 et 74 TWh (soit 6 630 et 7 111 millions de m³), soit environ la totalité de la consommation gazière du Québec.²¹

Il serait donc regrettable que le gaz de schiste en vienne à occuper le créneau que l'entente TCPL-Gaz Métro-Enbridge-Union laisse disponible au gaz québécois, en lieu et place du biogaz.

²¹ **AGENCE SUÉDOISE DE L'ÉNERGIE**, *Biogas in Sweden. Fiche d'information sur le biogaz/biométhane*,
http://energimyndigheten.se/Global/Internationellt/Exportfr%C3%A4mjande%20o%20Bilateralt/Biogas_Sweden_Faktablad_HR.pdf.

3

CONCLUSION

Pour l'ensemble de ces motifs, il nous semble que les trois scénarios de développement de l'industrie québécoise du gaz de schiste sont irréalistes du point de vue énergétique. Aucune étude de marché ne les supporte.

Ne serait-ce que pour ce seul motif, il nous semble que le *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)* devrait recommander au gouvernement du Québec de mettre un terme à cette aventure.
