Mémoire déposé à la commission du BAPE
sur le projet de stockage de GNL et de regazéification
pour la centrale de TransCanada à Bécancour

Un projet compliqué pour rien

présenté par Marc Brullemans
Citoyen

13 juillet 2016

C'est l'avenir de la complexité à son plus haut niveau, l'intelligence, la conscience, la créativité artistique, qui se jouent aujourd'hui sur la planète.

Hubert REEVES. Mal de Terre. Éditions du Seuil. 2003.

I. Présentation de l'auteur

Bien que coordonnateur région nord des groupes citoyens du Regroupement Vigilance Hydrocarbures Québec[1], membre du collectif scientifique sur la question du gaz de schiste[2], ou encore membre d'un comité d'experts ad hoc sur la protection des eaux[3], c'est à titre de simple citoyen que je m'adresse ici à la Commission.

En 2014 et 2015, j'ai déposé des mémoires aux audiences publiques sur les enjeux du gaz de schiste (BAPE n°307) et sur les projets IFFCO (BAPE n°300) et Stolt LNGaz (BAPE n°315).

II. La position de l'auteur sur le projet

Nous sommes ici en présence d'un projet concocté depuis quelques années par de grandes entreprises telles Hydro-Québec, Gaz Métro et TransCanada et soutenues par SNC-Lavalin et les filiales de Gaz Métro que sont Gaz Métro Solutions Énergie (GMSE) et Gaz Métro GNL. Depuis la mise en route de la centrale de TransCanada en 2006, il fut maintes fois écrit que la venue de cette centrale avait été une erreur[4]. D'un coût de 500 M$, appartenant en fait à TransCanada Energy, cette centrale thermique de

---

[1] Le RVHQ, anciennement Regroupement Vigilance Gaz de Schiste de la Vallée du St-Laurent, possède un site web (rvhq.ca), un fil Twitter (https://twitter.com/rvhqc) et une page Facebook (http://bit.ly/1NhsCAu).

[2] Le site du Collectif contient de nombreux rapports et mémoires sur la question des hydrocarbures en général et sur celles des pipelines en particulier. Le lecteur pourrait consulter avec bonheur les sections 8 et 16 de la banque. http://www.collectif-scientifique-gaz-de-schiste.com/fr/accueil/index.php/documentation

[3] Plusieurs rapports et présentations de ce collectif sont disponibles sur la toile mais ils ne sont pas rassemblés sur un seul site. Voici pour des fins d'exemple, un lien menant à un rapport de ce groupe : http://www.ledevoir.com/documents/pdf/rapport_eau_as.pdf

[4] Prenons seulement ici les propos d'André Boulanger, président d'HQD en 2009 : http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/200912/08/01-928899-hydro-quebec-des-erreurs-de-prevision-qui-coutent-cher.php

570 MW n'a véritablement fonctionné que durant les années 2007 et 2008, produisant 5,6 TWh d'électricité à un coût moyen de 9,0¢ le kWh.

Selon un document déposé au BAPE (DQ17.1) environ 61 millions de m^3 de gaz naturel est présentement utilisé par an pour fournir de la vapeur à la compagnie Olin à l'aide de chaudières auxiliaires. Si elle devait fonctionner 100 heures pour les besoins d'Hydro-Québec, elle émettrait 23 kilotonnes de CO_2 (DQ9.1) et selon l'entente de principe entre Hydro-Québec et Gaz Métro GNL[5], elle brûlerait une quantité de gaz de 12 millions de m^3 soit l'équivalent de 20 000 m^3 de gaz naturel liquéfié[6].

Compte tenu du fait que le réchauffement climatique diminuera le pic hivernal d'électricité (section III de ce mémoire), du fait que le gaz naturel utilisé sera principalement du gaz issu de la fracturation (section IV) dont l'empreinte carbone contribue à augmenter les émissions de de méthane et de CO_2 de ce projet (section V), émissions qu'il faut par ailleurs impérativement réduire (page 26), quel que soit la contrée, j'estime que le gouvernement ne devrait pas corriger une erreur en y ajoutant une autre et devrait mettre fin à ce projet qui ne vise, selon moi, qu'à rentabiliser la seconde unité de liquéfaction de l'usine LSR de Gaz Métro à Montréal et à tenir « occupée » la centrale de TransCanada à Bécancour. Si une augmentation de la demande en électricité en période de pointe devait véritablement survenir, Hydro-Québec et le gouvernement du Québec devraient privilégier une alternative n'impliquant pas un accroissement du flux d'hydrocarbures fossiles comme il en est avec ce projet. Il y va de notre responsabilité sur le plan climatique.

III. L'argument vicié de la pointe hivernale

Le 8 mai 2015, Stéphanie Trudeau de Gaz Métro déclarait, faisant référence au présent projet que «*cette solution novatrice consiste à permettre à la centrale de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour, qui ne produit plus d'électricité depuis*

---

[5] http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-B-0007-Demande-Piece-2015_05_06.pdf

[6] Le volume du gaz naturel à l'état gazeux est environ égal à 600 fois celui du gaz naturel liquéfié (GNL). Il est à noter que le volume de gaz requis pour 100 heures correspond grosso modo à la quantité produite annuellement par la ville de Saint-Hyacinthe http://www.lecourrier.qc.ca/actualites/actualites/2014/10/09/saint-hyacinthe-gaz-metro-partenaires-commerciaux/2585 .

quelques années déjà, de devenir un outil stratégique pour répondre aux besoins des Québécois pour les périodes de très grands froids»[7]. Un outil stratégique…

Cette déclaration faisait suite à la demande d'Hydro-Québec à la Régie de l'énergie[8]. Au point 10 de la demande, nous pouvions lire : « *Toutefois, l'équilibre offre-demande est aussi caractérisé par des besoins en puissance croissants, notamment liés aux besoins de chauffage en période d'hiver.* » Des besoins de chauffage croissants ?...

Lors des séances d'information tenues avant ces audiences, il fut mentionné par Gaz Métro Solutions Énergie que les rigueurs de l'hiver étaient en cause sinon la principale raison de ce projet. Cela paraissait étonnant et lorsque j'ai questionné le promoteur de manière plus serrée sur ce point, il fut dit qu'il y avait des études d'Hydro-Québec qui prouvaient cela mais qu'on ne pouvait me fournir les sources.

Lors de la première partie des audiences, des représentants d'Hydro-Québec étaient présents et il fut question alors, non pas de refroidissement climatique, mais de réchauffement climatique :

> *Donc quand on regarde les tendances qu'on observe au Québec, aussi bien à Hydro-Québec que suite aux analyses d'Ouranos, on observe effectivement une tendance au réchauffement. On parle d'un réchauffement qui est de l'ordre de 0,3 degré à tous les 10 ans. Et pour ce qui est de l'ensemble de la période d'hiver, en moyenne par hiver, c'est à peu près du même ordre à la pointe.* (DT2, page 9, Hani Zayat)

Mais qu'en est-il de cette valeur du réchauffement ? Est-elle correcte ? Hydro-Québec fournit à la commission (pièce DB8) la source de cette valeur. Il s'agit d'un rapport d'Ouranos[9] mais si celui-ci mentionne bien cette valeur, il montre bien (figure suivante) que la tendance au réchauffement pour le mois de janvier, temps de la pointe hivernale, est bien différente de la moyenne annuelle de 0,3°C. L'augmentation moyenne décennale prévue pendant ce mois de janvier est de 0,45°C et peut

---

[7] http://www.newswire.ca/fr/news-releases/centrale-de-transcanada-energy-a-becancour--le-gaz-naturel-liquefie-permettra-de-repondre-aux-besoins-electriques-de-fine-pointe-des-lhiver-2018-517690581.html

[8] Document signé de Richard Lagrange le 6 mai 2015 et apparaissant ici : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-B-0002-Demande-Dem-2015_05_06.pdf

[9] Chaumont et coll. (2007). Ouranos. Développement d'un scénario climatique utilisé à des fins de prévision de la demande d'électricité au Québec sur l'horizon 2030 https://www.ouranos.ca/wp-content/uploads/2016/03/RapportChaumont2007_FR.pdf

même atteindre 0,9°C. Pourquoi donc Hydro-Québec, demandeur de cette étude et collaborateur à cette étude, la cite alors de si mauvaise façon ?...

D'autres études suivirent celle de 2007 et je me contenterai d'en citer que trois, toutes montrant que cette valeur de 0,3 degré par décennie est sous-évaluée.

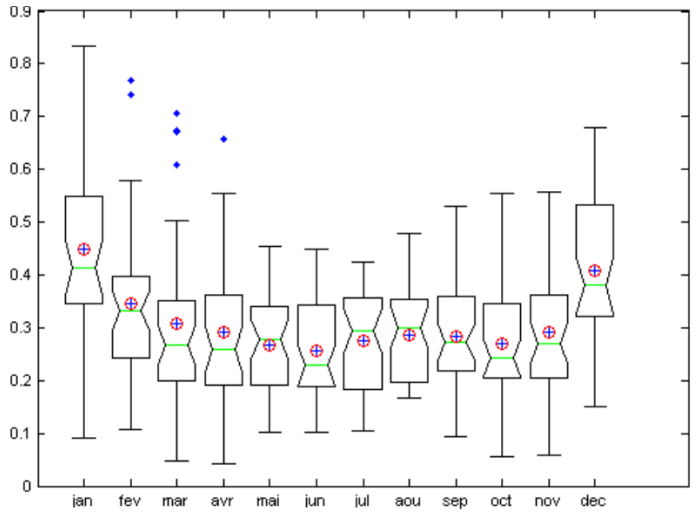


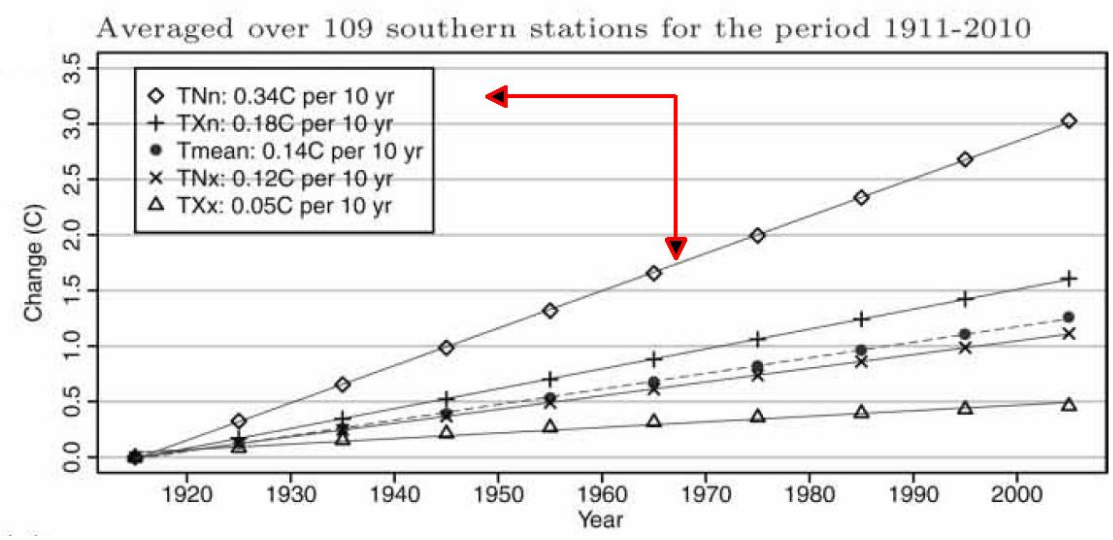
Figure 7 Diagrammes à moustaches des taux d'augmentation mensuels à l'horizon 2030 pour les 39 simulations climatiques (°C par décennie), applicables à partir de l'année 1971. Le trait vert montre la médiane des deltas mensuels, les échancrures délimitent l'intervalle de confiance de la médiane à 95%, la croix bleue montre la moyenne des deltas mensuels.

Augmentation décennales, mois par mois, de la température mensuelle moyenne dans la zone sud du Québec, selon 39 simulations climatiques (Chaumont et coll., 2007)

Une étude canadienne de 2014 [10] montre que le réchauffement climatique de la journée la plus froide avec taux de retour de 20 ans, pour un grand nombre de stations météo situées au sud du pays, fut de l'ordre de 0,34°C par décennie pendant le dernier siècle (voir figure suivante). Mettant ce chiffre en comparaison avec celui d'Hydro-Québec, comment peut-on expliquer que le climat du futur se réchauffera moins vite que celui du siècle dernier ? On pourrait argumenter que la situation au sud du Québec est différente mais, en fait, malgré les données éparses, il semble que

[10] Wang et coll. (2014). *Observed Changes in One-in-20 Year Extremes of Canadian Surface Air Temperatures*. Atmosphere-Ocean. Volume 52. Disponible ici : http://www.tandfonline.com/doi/suppl/10.1080/07055900.2013.818526

les stations au Québec fournissent des valeurs de réchauffement comparables à celles de la moyenne canadienne.[11]



Augmentation de la température minimale journalières (taux de retour de 30 ans) entre 1911 et 2010 de 109 stations situées au sud du Canada. (Wang et coll. 2014)

Est-ce que le réchauffement climatique a tendance à s'accélérer ? Est-ce notable sur un terme de 30 ans, période utilisée pour établir les normales climatiques ? Il faut pour cela utiliser des modèles permettant de prédire le climat futur et regarder les tendances à tous les 30 ans. Dans le rapport-synthèse de 2015[12] le groupe Ouranos reporte de tels résultats.

Dans le tableau suivant tiré de ce rapport, on constate que pour les zones SUD (latitudes au sud de Tadoussac) et CENTRE (entre Tadoussac et le 55e parallèle), les augmentations de température entre 1985 et 2085 seraient respectivement, selon un scénario pessimiste, de 8,2 et 9,9 degrés. Ramené par décennie, nous aurions donc un réchauffement de 0,8 et 1,0 degré. Est-ce trop pour le réchauffement en période de pointe hivernale ? Peut-être pas car nous avons ici des moyennes saisonnières et non pas des extrêmes journaliers. Regardons tout de mêmes les valeurs médianes des simulations, apparaissant plus avant dans le rapport. Peut-être aurions-nous des variations décennales plus faibles.

---

[11] Voir données supplémentaires de Wang et coll. (2014) disponibles sur le site de l'éditeur Taylor and Francis.

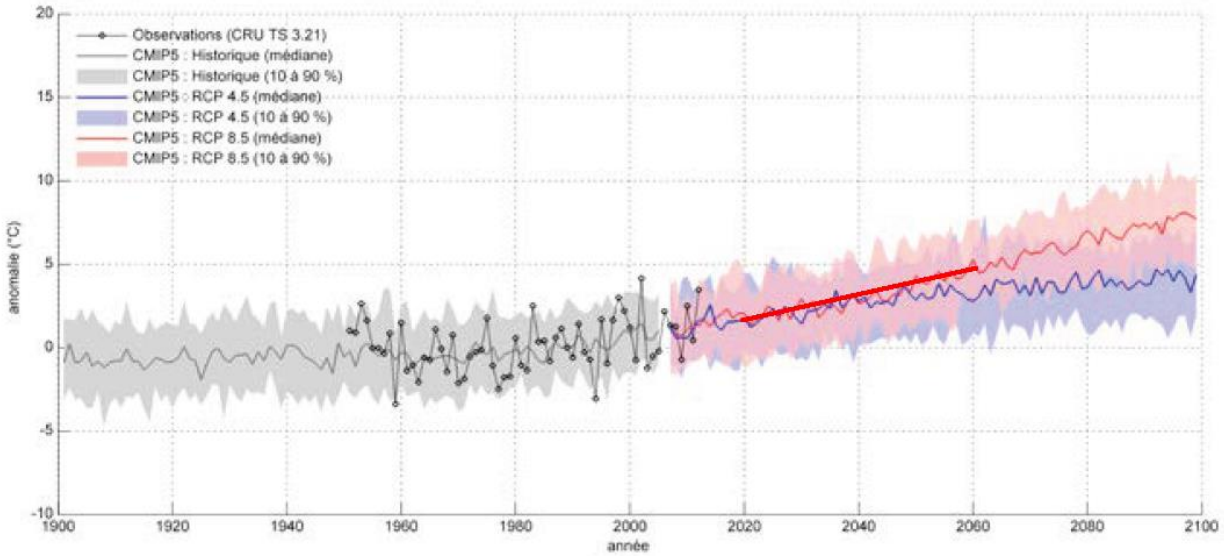
[12] Ouranos (2015). Vers l'adaptation. Synthèse des connaissances sur les changements climatiques au Québec. Édition 2015. Montréal, Québec. 415 p.

Tableau 1-2 *Sommaire des valeurs observées 1971-2000 (CRU 3.21 TS) et changements relatifs projetés des températures moyennes pour les quatre régions d'intérêt pour l'horizon 2020 (2011 à 2040), l'horizon 2050 (2041 à 2070) et l'horizon 2080 (2071 à 2100). Les changements sont présentés pour les saisons : annuel (ANN); décembre, janvier, février (DJF); mars, avril, mai (MAM); juin, juillet, août (JJA); et septembre, octobre, novembre (SON). L'intervalle dans les Δ indique les 10e et 90e percentiles des simulations climatiques (n = 33 RCP 4.5; n = 29 RCP 8.5 de CMIP5). Voir tableau D.1 (Annexe D) pour la liste des simulations CMIP5.*

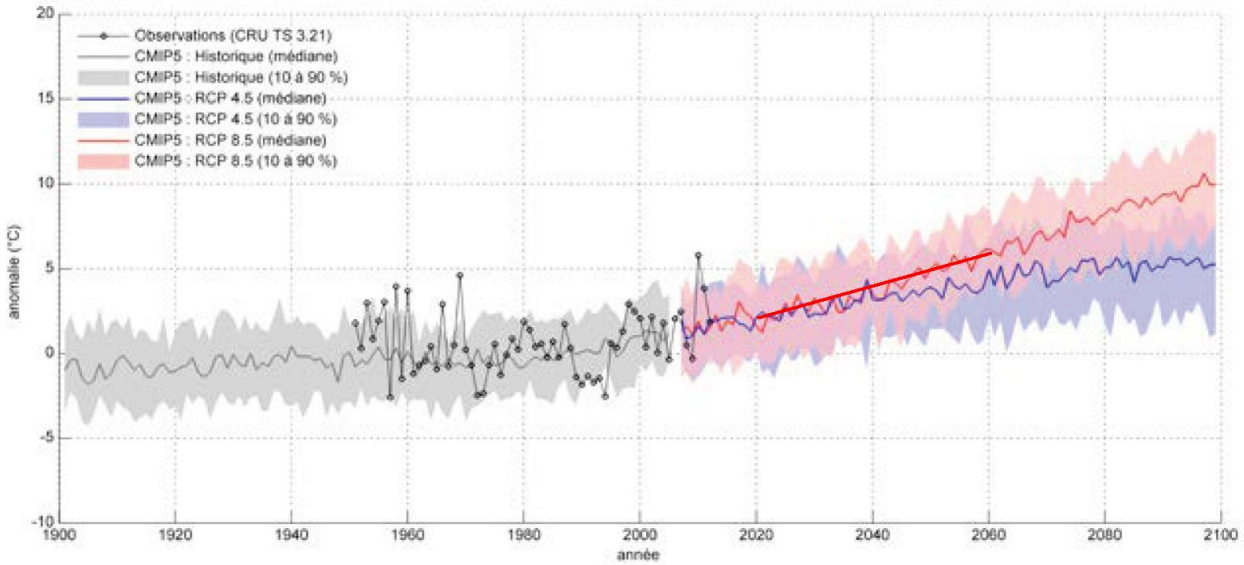
Températures moyennes									
Région	Saison	Observations (°C) 1971-2000		Δ horizon 2020 (°C)		Δ horizon 2050 (°C)		Δ horizon 2080 (°C)	
		μ	σ	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
Sud	ANN	4.6	0.8	+0.9 à +2.1	+1.1 à +2.3	+1.7 à +3.7	+2.4 à +4.6	+2.1 à +4.7	+4.1 à +7.2
	DJF	-9.5	1.6	+1.2 à +2.7	+1.0 à +2.9	+1.8 à +4.3	+3.0 à +5.5	+2.3 à +5.5	+5.1 à +8.2
	MAM	3.9	1.3	+0.7 à +2.3	+0.8 à +2.1	+1.4 à +3.5	+2.2 à +5.1	+1.8 à +4.2	+3.9 à +7.6
	JJA	17.6	0.8	+1.0 à +1.8	+1.0 à +2.0	+1.6 à +3.3	+2.2 à +4.5	+1.9 à +4.2	+3.9 à +7.2
	SON	6.4	0.9	+0.8 à +2.1	+0.9 à +2.2	+1.7 à +3.4	+2.5 à +4.2	+2.1 à +4.3	+3.9 à +6.8
Centre	ANN	-2.0	1.0	+0.8 à +2.3	+1.1 à +2.4	+1.7 à +4.0	+2.6 à +5.0	+2.2 à +5.2	+4.7 à +8.0
	DJF	-18.1	1.8	+1.3 à +3.3	+1.5 à +3.6	+2.2 à +5.6	+3.7 à +6.7	+2.9 à +6.8	+7.0 à +9.9
	MAM	-3.5	1.6	+0.7 à +2.5	+0.7 à +2.5	+1.1 à +3.9	+2.1 à +4.6	+1.5 à +4.8	+3.6 à +8.3
	JJA	12.7	0.9	+0.6 à +2.0	+0.8 à +2.0	+1.2 à +3.3	+1.9 à +4.5	+1.6 à +4.1	+3.6 à +7.1
	SON	1.0	1.1	+0.7 à +2.0	+1.0 à +2.2	+1.6 à +3.3	+2.5 à +4.4	+1.9 à +4.1	+4.1 à +7.0

Ouranos (2015). Tableau montrant l'augmentation des températures moyennes annuelles et saisonnières pour deux régions du Québec.

Voici le résultat des simulations pour les zones SUD et CENTRE :



Ouranos (2015). Augmentation de la température l'hiver pour la zone sud du Québec. Le trait rouge correspond à une augmentation décennale de 0,75 degré C.



Ouranos (2015). Augmentation de la température l'hiver pour la zone Centre du Québec. Le trait rouge correspond à une augmentation décennale de 1,0 degré C.

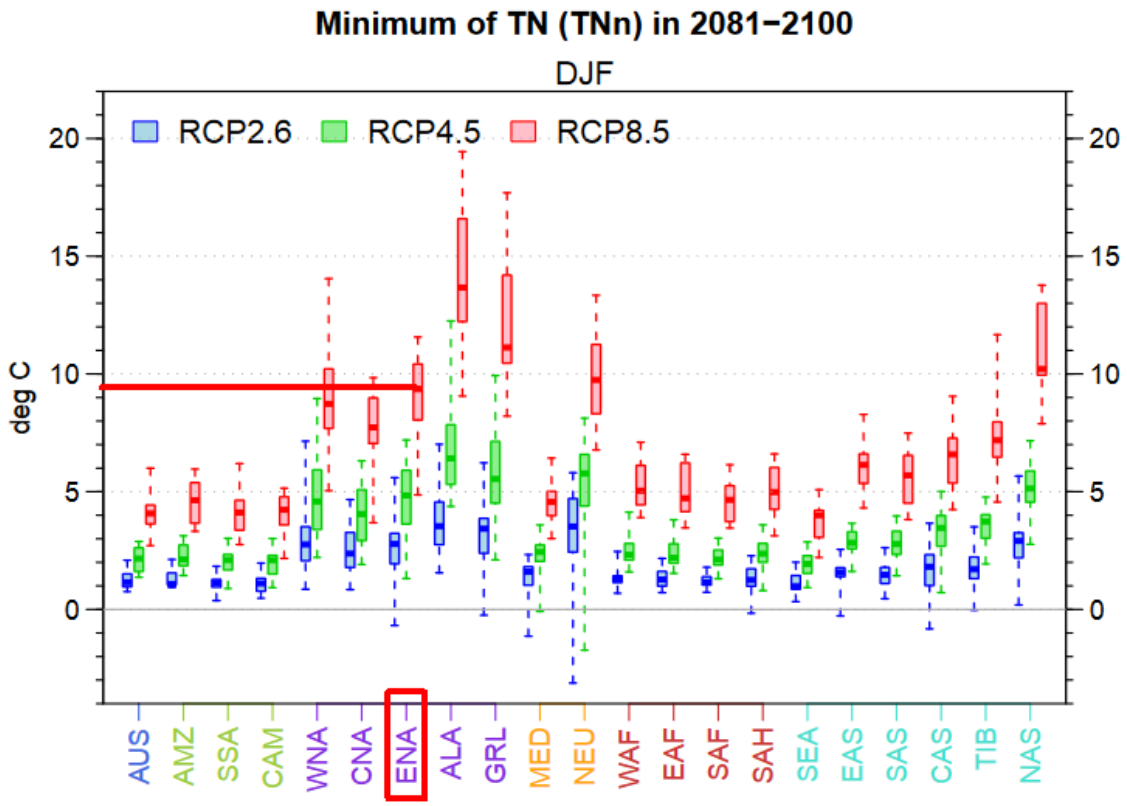
Les courbes, qu'elles soient médianes ou extrêmes (enveloppe), montrent une augmentation linéaire de la température entre 2020 et 2100. Pour le Québec méridional, nous pouvons estimer le réchauffement décennal en hiver entre +0,7 et +0,8°C. Mais qu'en est-il de la pointe hivernale ? Avons-nous une augmentation du même ordre ou serait-elle plus grande ?

À la page 37 (sur 417) du document synthèse d'Ouranos, nous pouvons lire : « *En termes d'extrêmes froids, l'étude de Sillmann et al. (2013a) montre que les valeurs minimales annuelles des températures minimales quotidiennes (journée la plus froide de l'année) devraient subir un réchauffement encore plus fort que les extrêmes chauds avec des augmentations médianes sur le Québec de l'ordre de 5 à 7 degrés pour le scénario RCP 4.5 et supérieures à 10 degrés pour RCP 8.5.* »

En consultant le document original[13], on constate (figure suivante) que pour notre zone géographique (la zone ENA), l'augmentation décennale médiane pour les mois d'hiver est en effet de 0,93 degré (9,3 degrés divisé par 10) pour un scénario d'émissions élevé, donc légèrement plus élevé que la valeur de 0,75 degré déterminée avec les moyennes saisonnières. Rien d'étonnant à cela.

---

[13] Sillmann et coll. (2013). *Climate extreme indices in the CMIP5 multi-model ensemble. Part 2: Future climate projections.* J. Geophys. Res. http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/jgrd.50188/full



Graphique extrait de la figure 5 de l'article de Sillman et coll (2013). Le trait rouge correspond à la médiane des simulations pour un scénario d'émissions du type « Business as usual ».

Pour conclure, voici les principales données d'une dernière étude réalisée par Ouranos et destinée justement à établir l'influence du climat sur la demande énergétique[14]. Comme le montre la figure suivante (graphique 20 du document original), on peut établir un réchauffement de l'ordre de 5 degrés entre les valeurs minimales début janvier (gauche de la figure) entre 1985 (courbe en bleu) et 2050 (courbe en vert). Nous avons donc ici une valeur décennale de réchauffement pour la pointe hivernale, de 0,75 degré C[15]. L'étude repose sur le climat de deux villes, Montréal et Québec, mais ces villes constituent, je crois, un échantillon représentatif du climat des Basses-Terres du St-Laurent, là où l'on retrouve la majorité de la population québécoise.

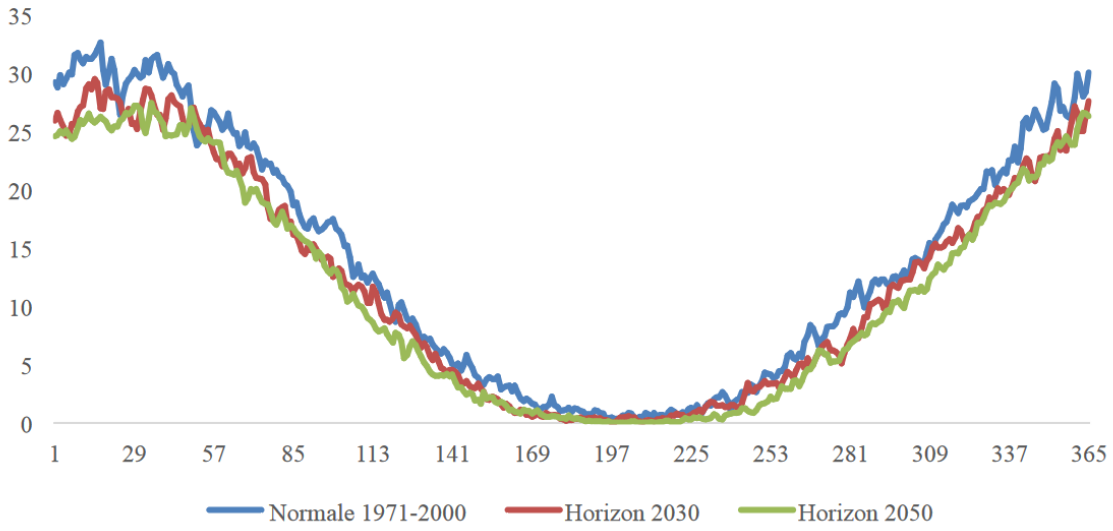
---

[14] Lafrance et coll (2015). OURANOS. Impact des changements climatiques sur la demande en énergie. https://www.ouranos.ca/wp-content/uploads/2016/03/RapportLafrance2015_FR.pdf

[15] 5 degrés / 6,5 décennies = 0,75 degré par décennie.

Dans cette même étude, de 2015, il est indiqué que le chauffage nécessaire pour les douze jours les plus froids (environ 300 heures…) serait diminué de 9% en 2030 et de 15% en 2050 si l'on compare à la situation en 2010. Alors, pourquoi donc Hydro-Québec et Gaz Métro invoquent-elles le climat pour expliquer des augmentations de la demande en électricité pour les décennies à venir ?...

Graphique 20. Degrés-jours de chauffage quotidiens: moyenne de Québec et Montréal



Graphique tiré du rapport de Lafrance et coll (2015). En ordonnées, degrés-jour de chauffage par jour; en abscisses, quantième jour de l'année. Nous voyons que les jours les plus froids se produisent en janvier et que c'est durant ce mois que le réchauffement est le plus important.

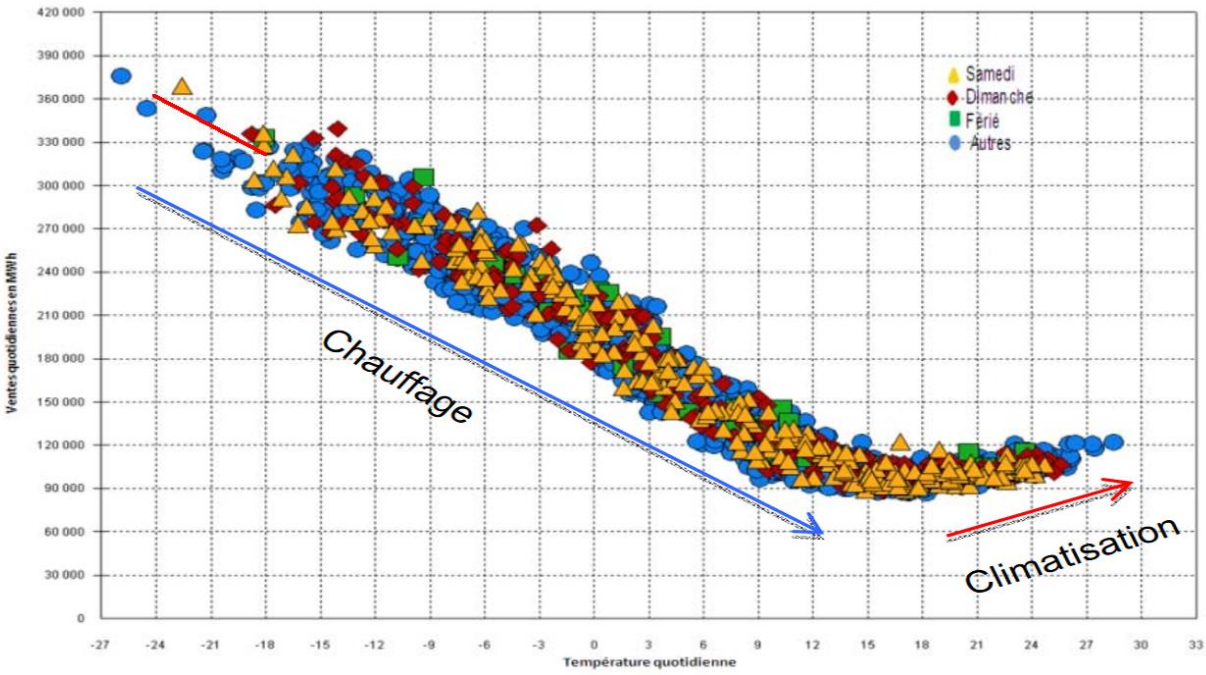
Si l'on résume cette section jusqu'ici, Hydro-Québec table sur une hausse de température de l'ordre de 0,3 degré par décennie alors que les évidences scientifiques indiquent plutôt une hausse 2 à 3 fois plus importantes pour la pointe hivernale. Certains auteurs et certains groupes comme Ouranos sont même d'avis qu'il y aura baisse de la demande énergétique dans les prochaines décennies[16].

---

[16] « *Enfin, il est intéressant de noter que l'impact sur la demande de pointe en hiver pourrait être encore plus important, car les vagues de froid au sud du Québec sont appelées à diminuer de façon encore plus marquée que la réduction des degrés-jours, avec une quasi-disparition des températures inférieures à -25°C.* » ; « *Pour les mois de décembre, janvier et février, les projections climatiques montrent une augmentation significative des températures minimales et moyennes. De plus, l'augmentation anticipée des températures minimales est plus importante que l'augmentation des températures moyennes hivernales. (…) En conséquence, les demandes de pointes hivernales associées au chauffage électrique*

Sur ce dernier point, celui de la demande de pointe en électricité, il est clair qu'elle n'est pas fonction que de la seule variable climatique ; il suffit par exemple de promouvoir l'exportation de l'électricité produite au Québec. Pourtant la référence apportée par Hydro-Québec à la cote DB8 mentionne explicitement que 98% de la demande en énergie dans le secteur résidentiel et agricole, le plus important secteur de ventes, est explicable par la seule variable climatique[17].

Dans cette même présentation d'Hydro-Québec, l'on peut aussi voir un graphique indiquant la demande quotidienne en énergie selon la température moyenne du jour en question. On peut noter (trait rouge) que la demande baisse de 360 à 325 GWh lorsque la température remonte de -24 à -18°C.



Graphique tiré de la présentation d'Hydro-Québec à la Régie de l'énergie intitulée « MÉTHODOLOGIE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE ». Nous pouvons constater la relation pratiquement-linéaire entre les ventes d'électricité et la température quotidienne lorsque celle-ci est inférieure à 10 degrés C.

---

résidentiel pourraient bien être moins importantes à l'avenir. » (Ouranos, 2015, Vers l'adaptation, pp. 183-184 sur 417).

[17] Source : Hydro-Québec (2014). MÉTHODOLOGIE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-B-0081-Audi-Piece-2014_06_16.pdf , page 5

Si l'on ajoute la contribution des secteurs commercial et institutionnel, le secteur industriel étant indifférent à la variable climatique, nous obtenons une diminution totale de 48 GWh pour cette même augmentation de température à la pointe. Puisque l'on compte 24 heures dans une journée, cela équivaut à une diminution théorique de la puissance en pointe de 2 GW ou 2000 MW. On pourrait donc espérer une chute de la demande de pointe de l'ordre de 333 MW pour chaque degré de réchauffement.[18] Si l'on prend une hausse décennale de 0,8 degré et que l'on se rapporte dans 30 ans, la puissance du pic hivernal devrait baisser de 800 MW, soit environ 1,5 fois la puissance de la centrale de TCE. Une diminution supplémentaire de 800 MW devrait avoir lieu 30 ans plus tard, toutes choses étant égales par ailleurs. Bref, la clémence du climat futur devrait contribuer à diminuer nos besoins de pointe de l'équivalent d'une centrale « TCE » à tous les 18 ans.

En décodant les propos d'Hydro-Québec il appert que la hausse escomptée de la demande provient en fait de la hausse du nombre de ménages et de la substitution globale, par attrition, du chauffage par énergies fossiles par l'hydro-électricité. Humblement, je ne crois pas que la démonstration de cela fut faite en cette commission[19], je crois plutôt, en partie en raison de différentes réglementations, qu'Hydro-Québec se donne une marge de 'fiabilité' excédant les scénarios les plus pessimistes.

Les réponses aux questions posées par les citoyens sur les négawatts ou sur le projet de la Romaine (voir documents DT1, DT2 et DT3) semblent montrer qu'Hydro-Québec n'a pas comme objectif de réduire la pointe hivernale mais bien de l'accroître, comme s'il fallait rationaliser à tout prix les projets passés et les prévisions rendues publiques par l'organisation. Dans le même ordre d'idées, l'on peut aussi dire dans trop se tromper que la récente Politique énergétique du Québec vise aussi à rendre les citoyens du Québec encore plus boulimiques d'énergie. Pourtant, le constat des scientifiques me semble clair : il faut améliorer le rendement de nos conversions d'énergie et diminuer globalement notre empreinte écologique.

Qu'en est-il ici ? Nous avons un projet émetteur de gaz à effet de serre, dont le méthane, poison climatique, alimente une centrale ayant un rendement énergétique de 48%.[20]

---

[18] Calcul : 2000 MW/6°C = 333 MW/°C

[19] Propos de M. Zayat (DT2, page 10) ; tableau 5.3 de la référence : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf.

[20] DT2, p. 57

IV. La méconnaissance de la provenance du gaz

Depuis 2010, il fut maintes fois question de la provenance du gaz naturel circulant dans les conduites de Gaz Métro et ces présentes audiences n'ont pas fait exception à la règle. Lors des trois séances, cette question fut ramenée sur le tapis[21]. Pourquoi en est-il ainsi ? J'y vois trois raisons : i) la mauvaise perception du gaz de schiste dans la population ; ii) l'importance de connaître la provenance pour déterminer l'empreinte gaz du gaz, et ce, comme il en est des différents bruts pour le pétrole, et, iii) - mais peut-être est-elle reliée à la première ? - les multiples hésitations des intervenants sur ce sujet.

Lors des audiences sur Stolt et sur l'usine d'urée d'IFFCO plusieurs intervenants ont affirmé que le gaz naturel qui alimentait le Québec ne contenait pas de gaz de schiste. Cela est assurément faux comme nous le verrons plus loin. D'autres ont tenté de minimiser la part de gaz de schiste, soit en utilisant des données anciennes, soit en donnant à l'expression un sens trop restrictif.

Si nous élargissons la notion de 'gaz de schiste' à celle de gaz de roche-mère et encore à celle de gaz de roches étanches, la question devient plus claire car on peut raisonnablement dire que la fracturation a été utilisée pour extraire ce gaz emprisonné dans la matrice rocheuse. Quant au gaz naturel qui n'est pas produit par fracturation, il faut distinguer le gaz naturel extrait de manière classique, par simple forage, et celui, encore plus naturel en quelque sorte, qui provient d'émissions « géologiques » qui n'ont que peu à voir avec l'activité humaine[22].

Pour ces quelques pages qui suivent, je ne distinguerai ici que le gaz naturel extrait par fracturation et celui qui l'est de manière classique ou conventionnelle. Cela n'est pas vraiment difficile car les puits en production en Amérique du Nord sont localisés, identifiés, inventoriés et portent la mention « fracked » lorsque la fracturation a eu lieu. Compte tenu de la grande différence (des ordres de grandeur !) dans la surface de roc fracturé entre un puits conventionnel et un puits fracturé, il est souhaitable de faire deux colonnes, l'une pour les puits non-fracturés et l'une pour les puits fracturés. À la fin de l'exercice, nous distinguerions alors dans nos inventaires le gaz

---

[21] Voir questions des intervenants Bélisle (DT1, page 33), Brullemans (DT2, page 81) et Beaulieu (DT3, page 65).

[22] Des émanations géologiques parfaitement naturelles de méthane existent. Dans la littérature anglo-saxonne, le terme « *geological seepage* » est souvent utilisé pour décrire ce phénomène.

naturel produit avec et celui sans fracturation. En ce qui concerne le gaz issu de la fracturation, nous pourrions toujours tenter d'y ajouter une molécule, d'y ajouter une signature en quelque sorte, ou encore utiliser des conduites dûment identifiées mais l'industrie cherche à ce qu'on ne puisse pas distinguer ces deux gaz dit « naturels ».

Il n'existe pas de terme consacré pour ce nouveau gaz. En anglais, on trouve l'expression « fracked gas » que l'on pourrait traduire en « gaz de fracturation ». Il y aurait certes un terme plus scientifique à établir mais pour les besoins du moment, je garderai cette appellation, bien meilleure que celle de gaz de schiste.

Au début de ces audiences, il fut entendu de la compagnie Gaz Métro cette phrase :

> *Donc, vous comprendrez que répondre quel est le pourcentage de gaz non conventionnel qui se retrouve dans notre réseau est tout simplement impossible pour nous de répondre précisément à cette question-là.* (M. Renaud Lortie, Gaz Métro, DT1 page 36)

Évidemment, il faut souligner l'adverbe précisément mais dans une lettre fournie à la Commission le 20 juin (cote DB12), monsieur Lortie affirme :

> *(...) à ce moment* [année 2014], *le gaz de schiste représentait environ 4% de la production totale de gaz naturel au Canada. Tel que mentionné, ce chiffre n'est fourni qu'à titre indicatif puisqu'il est difficile de préciser la provenance exacte de chacune des molécules de gaz naturel distribuées.*

Dans la référence[23] citée par monsieur Lortie dans cette lettre, il est évidemment fait mention d'une production de 4% de gaz de schiste au Canada mais il s'agit ici de gaz issu de shales et non de gaz de réservoirs étanches, dont le volume de production est beaucoup plus important et qui est également obtenu par fracturation hydraulique. Si nous additionnons gaz de shale et gaz de réservoirs étanches, nous obtenons une valeur de 51% de la production totale de gaz du Canada. Une question se pose : pourquoi le représentant de Gaz Métro nous fournit-il une valeur de 4%? Pourtant, le 14 juin, monsieur Lortie disait à la Commission :

> *« on a essayé de continuer à rechercher, pour le niveau canadien, et on a vu que la conférence des ministres de l'Énergie du Canada qui a eu lieu le 20 janvier 2016 dernier avaient entre leurs mains un document de NRCAN, donc de Ressources naturelles Canada, qui semblait avoir des données de 2014 pour la production canadienne de gaz naturel, et on voyait qu'il y avait, à ce moment-là, au Canada, quatre pour cent (4 %) de la production de shale, en provenance de schiste, et quarante-sept pour cent (47 %)*

---

[23] http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17678

> *de ce qu'on appelle le tight gas – excusez-moi, c'est un document en anglais.* (DT2, page 82)

Pourquoi ne pas avoir fourni dans la lettre du 20 juin cette même information? Monsieur Lortie semblait pourtant savoir qu'il s'agissait de gaz de fracturation. La question posée en commission était claire : nous désirions connaître la quantité de gaz issue de la fracturation...[24] Est-ce ici confirmation de l'adage que les écrits restent et les paroles s'envolent?...

Quelle est la véritable situation? Pour bien la saisir, il faut bien comprendre l'ensemble et le directeur Lortie le fait très bien dans cet extrait :

> *Je veux juste faire comprendre à l'ensemble, à Monsieur le président et à l'ensemble des gens de l'audience du BAPE, que nous sommes dans un marché continental avec des sites de production de gaz naturel conventionnel et non conventionnel qui sont situés un petit peu partout en Amérique du Nord et qui sont, grâce à un système de réseaux de transport gazier, interreliés, interconnectés partout en Amérique du Nord.*
> (M. Renaud Lortie, Gaz Métro, DT1, page 35)

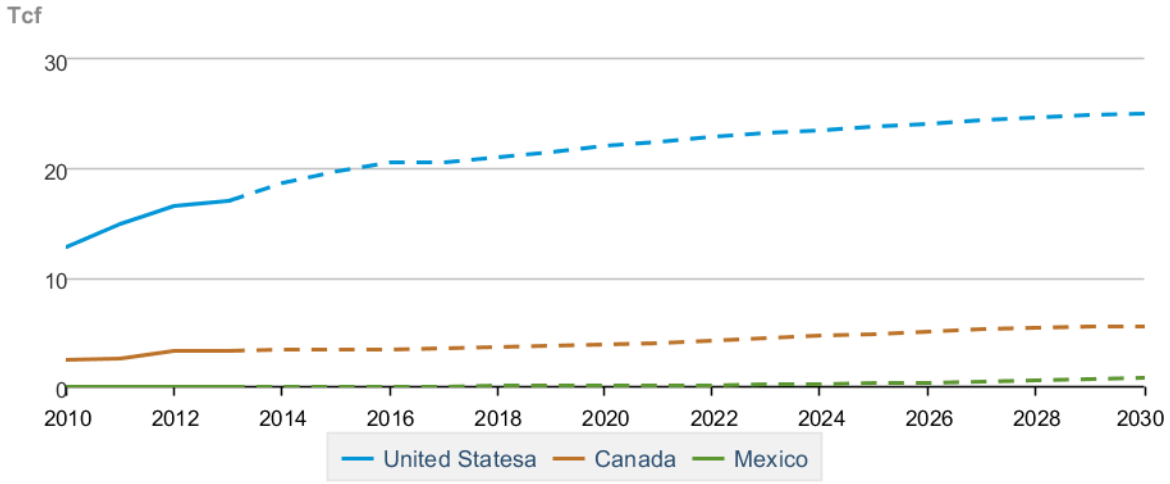
Pour y arriver, nous devons donc mesurer les flux de gaz naturel au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Concernant le Mexique la situation est claire : il n'y a, à ce jour, que quelques centaines de puits fracturés et le pays est un importateur de gaz, principalement en provenance des États-Unis[25]. Il serait donc étonnant que le gaz circulant dans les conduites de Gaz Métro soit du gaz mexicain. De toute manière, la quantité de gaz de fracturation en provenance du Mexique serait négligeable par rapport à celle produite par les deux autres pays (voir figure suivante) :

---

[24] « *Bonjour, Monsieur le président. Hier, on a entendu de la part de représentants de Gaz Métro Solutions ou de Gaz Métro, je ne sais plus lequel, qu'il ne savait pas la proportion de gaz qui était* 3195 *issue de la fracturation.* » (Brullemans, DT1, page 81)

[25] Lire à ce propos cette analyse de 2015 de l'EIA :
http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Mexico/mexico.pdf

Tight gas, shale gas and coalbed methane production (reference case)



Source : EIA (2016). http://bit.ly/29Mkwzi Note : 1 Tcf = 28,3 Gm^3 = 28,3 x 10^9 m^3.

Reprenons encore les propos de monsieur Lortie :

> « *On peut voir qu'en ce moment la provenance du gaz naturel est de soixante pour cent (60 %) du site de Dawn, que je vais vous présenter à l'autre page suivante, qui est un site situé au sud-ouest de l'Ontario, et quarante pour cent (40 %) de EMPRESS qui est situé en Alberta. Donc, deux sites de production gazière très importants, tant conventionnelle qu'en non-conventionnelle* » (Lortie, DT1, page 36)

En première analyse, nous pourrions prendre comme hypothèse que 60% du gaz québécois serait d'origine états-unienne (carrefour de Dawn) et 40% en provenance de l'ouest du Canada (carrefour d'Empress) mais vérifions d'abord si les proportions sont bien celles-là. Sur le site de Gaz Métro[26], on trouve en effet cette proportion mais seulement pour le gaz payé par Gaz Métro. Pour l'ensemble du gaz passant les frontières du Québec, en tenant donc compte du gaz acheté directement par les clients industriels, lequel compte pour 61% du volume du gaz, la situation est bien différente : c'est 76% du gaz qui provient d'Empress et 24% de Dawn[27]. Si l'on examine la situation des trois dernières années et que l'on fait la moyenne, 70% du

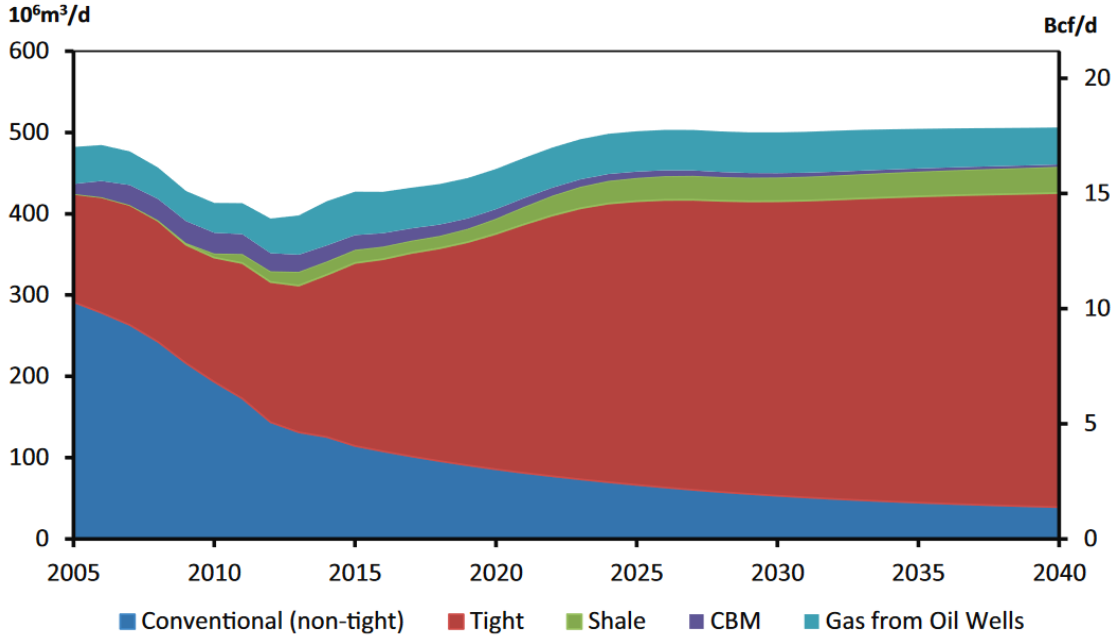
[26] Site consulté le 8 juillet 2016 : http://www.gazmetro.com/fr/a-propos/developpement-durable/rapport-gri/thematiques/approvisionnement-gazier/

[27] Empress : 34,3 PJ (gaz revendu)+ 130,7 PJ (gaz distribué) = 165 PJ ; Dawn : 52,6 PJ (gaz revendu)+ 0,0 PJ (gaz distribué) = 52,6 PJ ; pour un total de 217,6 PJ (soit l'équivalent de 5,75 Gm^3 selon le convertisseur d'unités de Gaz Métro: http://www.grandesentreprises.gazmetro.com/prix-du-gaz/Facteur-Conversion.aspx?Culture=fr-CA).

gaz utilisé au Québec serait du Carrefour Empress et 30% du carrefour de Dawn. Comme le montre de nombreux documents[28], la proportion en provenance de Dawn (en incluant l'embranchement de Niagara) est amenée à croître les prochaines années mais gardons cette proportion 70/30 et faisons l'hypothèse qu'il s'agit de 70% de gaz naturel canadien et 30% de gaz venant des États-Unis.

La part du gaz de fracturation au Canada

Selon l'Office National de l'Énergie, de 2009, à 2040, la proportion de gaz non-conventionnel au Canada passera de 50% à 92%[29], tel que l'on peut le voir aussi au graphique suivant (le gaz conventionnel est en bleu). Si l'on utilise les valeurs tabulées, nous obtenons pour 2020 et 2030 des proportions de 78 et 85%. Il s'agit évidemment de prévisions mais qui reflètent bien la manière abrupte avec laquelle l'industrie est définitivement tournée vers les ressources non-conventionnelles. Mais s'agit-il ici de gaz de fracturation?



Production de gaz naturel au Canada– Scénario de référence. Échelle de droite en m³ par jour. Gauche : milliards de pi³ par jour. https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/2016nrgftr-fra.pdf

---

[28] Union Gas (2015). http://bit.ly/29vFzUv ; CERI (2016). http://bit.ly/29rCBoU

[29] ONÉ (2016). Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040. Page 72. https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/2016nrgftr-eng.pdf

À ce stade de la discussion, il est utile de signaler que le gouvernement canadien délaisse le terme conventionnel en français et utilise surtout les termes « gaz classique » et « gaz non-classique »[30], le terme « non-classique » faisant toutefois référence de manière de plus en plus claire au gaz de fracturation :

> « *Aux fins de la présente étude, s'entend du terme* gaz non classique du bassin de la Liard, *du gaz naturel dont la mise en valeur combine les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes.* » (Ressources Naturelles Canada, 2016)[31]

Il est possible que certains puits verticaux soient aussi fracturés et n'entrent pas rigoureusement dans cette définition mais à l'heure actuelle les puits verticaux sont excessivement rares, ceux-ci faisant place aux puits directionnels et horizontaux dans une proportion de 90% et plus[32].

Selon un rapport du bureau du vérificateur général du Canada de 2012, la proportion de gaz non-classique au Canada devait supplanter celle de gaz classique en 2014 et atteindre 58% en 2020.[33] Cette valeur de 58% est bien inférieure à celle calculée à partir des types de gaz (78%) et semble reposer sur des rapports plus anciens de Ressources Naturelles Canada que celui cité précédemment. Par contre, en Colombie-Britannique, en 2013, 86% des puits furent, selon les instances réglementaires de la province, fracturés[34] mais nous n'avons pas la proportion en volume ou en masse pour le gaz produit. Si nous examinons toutefois la tendance de la figure suivante, laquelle montre la proportion en volume de gaz, nous pourrions y voir, pour l'année 2013, une proportion de gaz fracturé entre 60 et 65%.

---

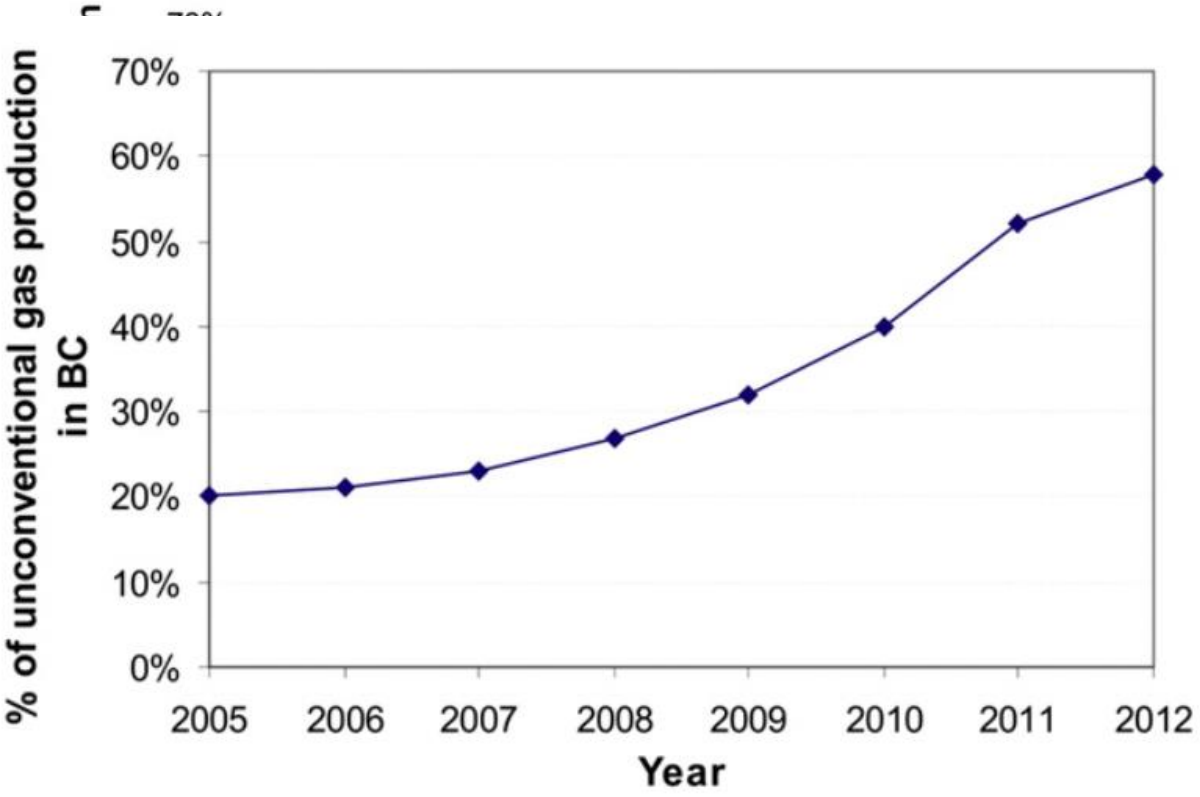
[30] Par exemple: http://www.rncan.gc.ca/energie/gaz-naturel/5642#conventional

[31] https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/ltmtptntlbcnwtkn2016/ltmtptntlbcnwtkn2016-fra.pdf

[32] Pour l'ouest du Canada : https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/06-04ncrsddrllng-fra.html ; pour la Colombie-Britannique (http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-gas-oil/petroleum-geoscience/oil-gas-reports/oil_and_gas_report_2016-1.pdf p.4

[33] Voir graphique 5.6 du rapport du Vérificateur général : http://www.oag-bvg.gc.ca/internet/docs/parl_cesd_201212_05_f.pdf

[34] https://www.bcogc.ca/node/11416/download



Pour l'Alberta, 94% des puits de gaz de shale auraient été fracturés[36] mais compte tenu du fait qu'il ne s'agit pas de volume et que cela concerne qu'un très petit nombre de puits, nous ne pouvons pour l'Alberta évaluer précisément la proportion de gaz fracturé à partir de cela. Sur le site de l'ONÉ, on trouve toutefois les productions de gaz par type pour la province. Il appert que le pourcentage de gaz probablement fracturé aurait été de 52% en 2014 et pourrait atteindre 62% en 2020.[37] Puisque l'Alberta et la Colombie-Britannique sont les deux plus grandes provinces productrices de gaz, j'utiliserai une proportion de 65% comme proportion du gaz de fracturation qui parviendra à Gaz Métro par le carrefour Empress, une valeur légèrement plus faible que celle du gaz produit aux États-Unis (voir section suivante).

---

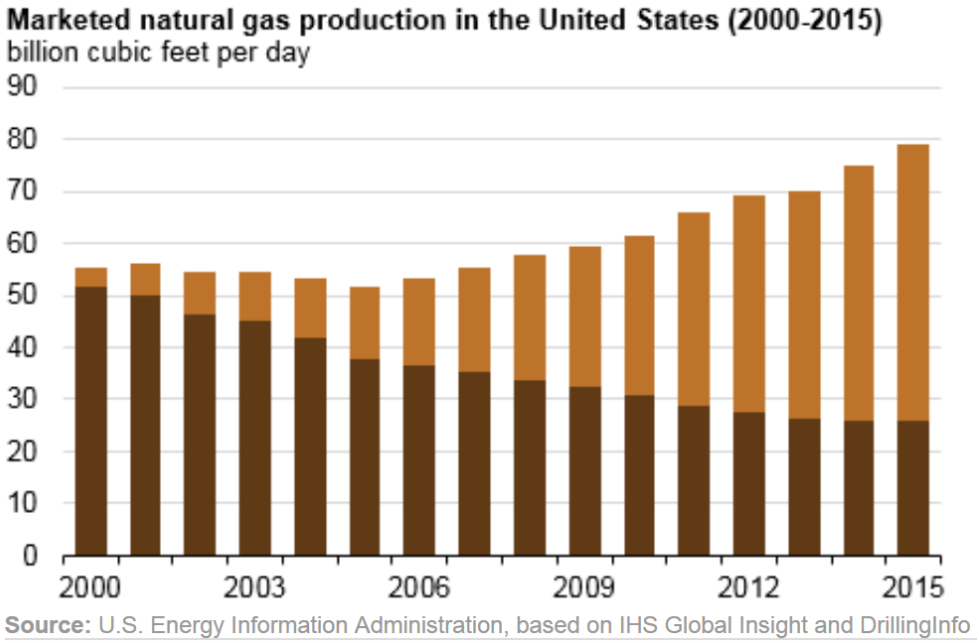
[35] Rivard et coll. (2013). An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. Int. J. Coal Geol. (2013). http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.004. Disponible ici: http://www.atlanticaenergy.org/pdfs/natural_gas/Community/Overview%20of%20Canadian%20shale%20gas%20production_Rivard_IJCG_2014.pdf

[36] Rivard et coll. (2012). Geological Survey of Canada, Open File 7096, 205 p. doi:10.4095/290257 http://ftp.maps.canada.ca/pub/nrcan_rncan/publications/ess_sst/290/290257/of_7096.pdf

[37] ONÉ (2016). https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016pt/k-fndngs-prvnc-trrtr-eng.html

La part du gaz de fracturation aux États-Unis

Dans le document déposé sous la cote DC1, nous retrouvons un graphique montrant clairement la proportion de gaz naturel obtenu par fracturation aux États-Unis :



EIA (2016). Volume de gaz mis en vente selon les techniques conventionnelles (brun foncé) et selon les techniques de fracturation (brun pâle). http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26112

Depuis 2010, la proportion de gaz de fracturation dépasse 50% et elle a été de 67% en 2015. Pour le pétrole, la proportion de pétrole de fracturation (« pétrole de schiste ») en 2015 fut de 51% et, comme celle du gaz, elle est en hausse[38].

Ce qui est intéressant de constater ici, c'est que l'on dispose d'un point de comparaison intéressant. En additionnant le gaz de shale, le gaz de réservoirs étanches et le gaz de houille, nous obtenons une proportion en 2015 de gaz produit aux États-Unis de 66% soit à peu près la proportion de gaz de fracturation donnée par l'EIA. Cela conforte l'interprétation des données citées précédemment pour le Canada.

---

[38] EIA (2015). Hydraulic fracturing accounts for about half of current U.S. crude oil production. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=25372

Dans l'attente d'études plus précises, utilisons comme proportion de gaz fracturé au Canada la valeur de 65% et de 70% pour celle des États-Unis mais en ayant en tête que cette valeur ira en croissant dans le temps, au fur et à mesure que les puits conventionnels se tariront et que les puits latéraux feront l'objet d'un nombre toujours plus grand d'étapes de fracturation.

Le calcul de la proportion de gaz de fracturation

Le tableau suivant permettra d'établir la proportion attendue de gaz de fracturation dans le cadre de la remise en fonction de la Centrale de TransCanada Energy à Bécancour.

	% Provenance (pays)	% Fracturé (production)
Canada	70	65
USA	30	70

La % de gaz fracturé distribué par Gaz Métro serait donc de (0,70 x 0,65)+(0,30 x 0,70) soit 67%, que l'on peut commodément ramener à une proportion de 2 sur 3. Sur 3 m^3 de gaz naturel ou 3 tonnes circulant dans le gazoduc TQM, deux seraient issus du procédé de fracturation hydraulique.

Pourquoi estimer le pourcentage de gaz fracturé ?

L'exercice mené ici ne vise pas qu'à prouver qu'il soit possible d'évaluer assez précisément la proportion de gaz 'de schiste' dans les conduites de Gaz Métro mais constitue une étape préliminaire dans la détermination de l'empreinte carbone d'un produit ou d'un projet impliquant l'utilisation du gaz naturel.

Cette question fut abordée à la 3e séance de la première partie de ces audiences. Il s'est révélé que cette question ne semblait pas importante aux yeux des représentants de Gaz Métro et de GMSE mais elle ne le semblait pas vraiment plus à ceux des représentants du MDDELCC. L'extrait suivant en rend bien compte :

> *(…) je pourrais peut-être juste ajouter que c'est sûr qu'en ce moment, on a des facteurs d'émissions par substance. Donc, parce qu'on est capables de l'identifier. Si on était capables de faire une distinction entre le gaz naturel qui vient de la fracturation versus le gaz naturel qui provient d'une source plus d'exploitation conventionnelle, peut-être*

> *qu'on pourrait à ce moment-là avoir des facteurs d'émissions, puis encore là, c'est très... je dis peut-être, donc c'est hypothétique. Mais en ce moment, je crois qu'on l'a vu, nous, on n'a pas accès à l'information à savoir d'où vient exactement la substance qui est brûlée, c'est un peu le même principe que pour l'essence, c'est le même facteur d'émissions pour l'essence, peu importe sa provenance. Donc, qu'il vienne du Moyen-Orient ou qu'il vienne des sables bitumineux, c'est le même facteur d'émissions.* (Mme MÉLISSA GAGNON, MDDELCC, DT3, page 129)

Comme le soulignait à juste titre le président de la commission lors de la 3e séance, il serait utile de disposer d'outils à la prise de décision incluant les effets globaux de la filière. Plus spécifiquement, il m'apparait quant à moi urgent de faire les efforts nécessaires pour un étiquetage clair et fidèle de l'empreinte carbone des produits sur le marché. Il y va de notre avenir à tous.

V. Les émissions de GES du projet et de l'entreprise Gaz Métro

Les émissions de Gaz Métro

> *Oui, tout à fait. Bien, en fait, si on veut aller directement à la réponse, si on prend l'ensemble des émissions totales directes et indirectes de GES pour l'année 2014, pour toutes les activités qui sont couvertes par le distributeur, Gaz Métro, nous avons quarante-huit mille huit cent quarante-huit (48 848) tonnes CO_2 équivalentes.* (Renaud Lortie, Gaz Métro, DT2, page 43).

C'est ainsi que le directeur de Gaz Métro présentait son bilan GES lors de la 2e séance de ce BAPE. Évidemment, en tant que scientifique, je n'ai pu m'empêcher de demander quelques éclaircissements devant un bilan net si précis. Lors de la 3e séance, j'ai posé la question suivante relativement à la catégorie 'émissions fugitives':

> *On peut voir, il y a un tableau à la page 2 où on a, pour les années 2012, 2013, 2014, des émissions fugitives qui semblent décroître de dix-neuf mille deux cent quarante-quatre (19 244) à dix-sept mille neuf cent soixante-huit (17 968) exprimés en tonnes d'équivalents en CO2, et j'aimerais savoir, compte tenu du fait que dans tout ce qu'on a examiné à date au niveau scientifique, quand on a examiné les fuites dans un réseau ou dans un système de quelque ordre qu'il soit, on a des supers émetteurs, on a une hétérogénéité très, très large, et d'avoir des valeurs comme ça, d'une part précises et qui semblent suivre une tendance, ça ne répond pas à ce que moi j'estime être des données physiques. Comment Gaz Métro évalue ces données-là?* (Brullemans, DT2, page 102*)*

La réponse de Gaz Métro fut la suivante :

> *Je ne suis malheureusement pas en mesure de répondre sur la technique utilisée par rapport au calcul précis des émissions fugitives. Donc, je vais prendre un engagement de pouvoir informer la commission sur la façon dont ce calcul est fait.* (Renaud Lortie, DT3, page 102)

Comme cela est souvent le cas dans la plupart des échanges, on avance facilement nos prétentions mais les preuves tardent à venir ou se révèlent, une fois livrées, assez faibles en regard de ces mêmes prétentions.

> *Alors, les grammes à l'heure par source, on a pris celles de l'Association canadienne des producteurs pétroliers de 2014, et ça correspond à des facteurs d'émissions d'installations bien entretenues, et ce sera le cas pour Gaz Métro parce que Gaz Métro va mettre en place un programme de détection et de réparation des fuites, qu'ils vont faire de façon annuelle.* (Robert Auger, SNC-Lavalin, DT3, page 71)

Bon, ici, il s'agit d'une réponse de GMSE et qui concerne les émissions fugitives du projet mais on constate bien qu'il s'agit i) de calculs et non pas de mesures, ii) dits calculs reposant sur des données de l'industrie et iii) qui présupposent des conditions physiques souvent difficilement réalisées.

Le tableau suivant illustre une partie des facteurs d'émissions utilisés par le promoteur pour calculer les émissions de GES du projet. Nous pouvons constater qu'il s'agit de pièces faisant partie de l'immense jeu de mécano des infrastructures gazières. Nous sommes malheureusement très loin d'un catalogue exhaustif, il s'agit de catégories de pièces (dix pour l'industrie pétrolière et dix pour l'industrie gazière plus précisément) et non pas d'une pièce spécifique portant nom du fabricant et numéro de modèle. Pis encore, les facteurs d'émissions de certaines catégories de matériel reposent sur des échantillons très petits, moins de trente parfois. La variance des facteurs d'émissions excède allègrement les 10% et il ne faut donc pas s'étonner que la dernière évaluation diffère de celle qui la précédait (voir dernière colonne) d'un facteur pouvant atteindre 100… (10 000% !). Nous constatons aussi que ces facteurs ne dépendent ni de la température ni de la pression d'opération ; il s'agit de données moyennes obtenues à partir de mesures sur les infrastructures en place. Même un œil profane peut probablement voir que ce genre d'étude n'a rien de scientifique et doit par conséquent être utilisé avec grande précaution.

Table 10: Final consolidated emission factors for application in estimating fugitive emissions from upstream oil and gas facilities after the implementation of a formal DI&M program.													
Sector	Sweet/ Sour	Component Type	Service	Leaker Count	Component Count	Leak Frequency	Post-2007 Consolidated Results			CAPP (2005)			Combined EF/ CAPP 2005 EF (Ratio)
							EF (kg/h/source)	95 % Lower Confidence Limit	95 % Upper Confidence Limit	EF (kg/h/source)	95 % Lower Confidence Limit	95 % Upper Confidence Limit	
Gas	All	Compressor Seals	GV	79	424	18.63%	0.04669	40.98%	43.50%	0.71300	36%	36%	0.065
Gas	All	Connector	GV	534	170,148	0.31%	0.00082	36.22%	250.08%	0.00082	32%	32%	1.000
Gas	All	Connector	LL	10	25,203	0.04%	0.00016	53.81%	377.53%	0.00055	90%	111%	0.298
Gas	All	Control Valve	GV	31	61	50.82%	0.03992	43.70%	43.72%	0.01620	23%	23%	2.464
Gas	All	Open-Ended Line	All	40	1,012	3.95%	0.04663	41.85%	45.18%	0.46700	62%	161%	0.100
Gas	All	Pressure Relief Valve	All	3	938	0.32%	0.00019	54.60%	420.36%	0.01700	98%	98%	0.011
Gas	All	Pump Seal	All	3	309	0.97%	0.00291	50.01%	366.79%	0.02320	74%	136%	0.125
Gas	All	Regulator	All	48	158	30.38%	0.03844	44.83%	44.86%	0.00811	72%	238%	4.740
Gas	All	Valve	GV	172	25,227	0.68%	0.00057	37.63%	163.49%	0.00281	15%	15%	0.205
Gas	All	Valve	LL	11	8,138	0.14%	0.00086	54.80%	441.88%	0.00352	19%	19%	0.245

Tableau des facteurs d'émissions recommandé par l'ACPP. Source : Clearstone Engineering (2014). http://www.capp.ca/~/media/capp/customer-portal/publications/238773.pdf

Ce tableau est-il utilisé de manière routinière par la compagnie-mère Gaz Métro ?

Dans une lettre de Gaz Métro à la commission (DB12), nous pouvons lire :

> *Tel que mentionné lors de l'audience le 14 juin dernier, nous utilisons les barèmes que l'on retrouve dans le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, à l'Annexe A.2, plus spécifiquement à la section QC.1. COMBUSTION AU MOYEN D'ÉQUIPEMENTS FIXES et QC. 29 PROCÉDÉS ET ÉQUIPEMENTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL.*

Dans ce texte réglementaire du gouvernement[39], très touffu, nous retrouvons une série d'équations, certaines reposant sur la physique, d'autres visant simplement à rendre les calculs explicites. Nous y retrouvons aussi des tableaux et des méthodes alternatives pour calculer les GES, comme ici :

> *(…) le calcul des émissions fugitives provenant de fuites des principaux équipements du réseau de transport et de distribution peut également être effectué conformément aux méthodes prévues dans la plus récente version du document intitulé «Methodology Manuel: Estimation of Air Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission, Storage and Distribution System» et publié par Clearstone Engineering Ltd* (RDOCECA, p.463)

Ne disposant pas d'un temps suffisant pour comprendre l'essentiel et pour imaginer l'application de toutes ces règles, je procéderai à des vérifications que l'on pourrait qualifier de sommaires mais néanmoins robustes.

---

[39] http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf pages 413 à 470.

Sur le site de Gaz Métro[40], nous retrouvons l'inventaire des émissions de GES de la compagnie. Si l'on exclut les émissions de combustion et les émissions indirectes, nous obtenons, pour l'année 2014, 33,3 kilotonnes d'équivalents CO_2. Si nous supposons que les émissions se trouvent principalement sous forme de méthane, nous obtenons des pertes à l'atmosphère de 1300 tonnes de méthane (33300/25). Sachant que Gaz Métro a acheminé 5,7 Gm^3 à ses clients en 2014 et que la densité du gaz naturel est de 0,708 kg/m^3, nous obtenons une masse transportée de 4,0 millions de tonnes de gaz naturel. Quelles sont alors les pertes, relativement à l'ensemble du gaz fourni en 2014? 1300 tonnes/4 000 000 tonnes = 0,0325% ! Comment comprendre alors que les pertes de gaz « réseau » d'une compagnie comme Gazifère soient reconnues à la Régie de l'énergie comme étant supérieures à 1%?

Peut-on aussi prêter foi alors à cette affirmation de Gaz Métro à l'effet que le maximum d'erreurs des émissions globales de l'entreprise serait de 5%?

> *Gaz Métro a fait vérifier, sur une base volontaire, les déclarations d'émissions de GES relatives à ses installations de 2013 et 2014 par l'organisme externe Enviro-Accès. Leur rapport, émis le 24 mars 2016, conclut sur la base d'une assurance limitée que ces déclarations respectent les principes et les lignes directrices de la norme ISO 14064-1 et du protocole GHG qui sont des référentiels reconnus mondialement et que les quantités déclarées sont exemptes d'écarts importants (inférieurs à 5%)* [5]

Les infrastructures de Gaz Métro seraient-elles des ordres de grandeur meilleures que celle de Gazifère? Sommes-nous dans une situation à la chinoise?[41] À moins que les conduites ne fassent pas partie des installations?... Je ne peux ici affirmer que les données de Gaz Métro sont fausses et irréalistes mais un fait demeure : la compagnie-mère Gaz Métro n'a pas fait la démonstration que les émissions présentées à la Commission soient fidèles et précises.

---

[40] http://www.gazmetro.com/fr/a-propos/developpement-durable/rapport-gri/thematiques/gestion-environnementale/emissions/ Voir aussi DQ6.1.3 à la page 2

[41] Je fais ici référence au taux de fuite de méthane extrêmement bas de l'industrie gazière et pétrolière chinoise par rapport aux autres pays. Voir ici rapport du groupe Rhodium de 2015 : http://rhg.com/wp-content/uploads/2015/04/RHG_UntappedPotential_April2015.pdf

Les émissions du projet

Les émissions annuelles du projet tel que décrit sont estimées à 1350 tonnes[42]. Cela comprend la liquéfaction, le transport, les émissions fugitives et la vaporisation ; cette dernière étape étant la plus nocive sur le plan climatique car, selon les calculs du promoteur, c'est la plus émettrice en équivalents CO_2. Si l'on compare ces 1350 tonnes à celles émises par la centrale TCE soit 69 000 tonnes pour 300 heures (voir DQ9.1), nous constatons que l'évaluation environnementale de GMSE ne permet pas d'évaluer correctement les impacts climatiques du projet car sans les installations de regazéification, il n'y aurait sans doute pas de redémarrage de la centrale. On se retrouve donc avec une croissance nette des GES au Québec de 70 350 tonnes au lieu des 1350[43] soit cinquante-deux (52) fois plus ! Et que dire des émissions si l'on redémarrait la centrale pour de bon ?[44] Et nous ne tenons pas compte des émissions occasionnées dans les autres juridictions…

Comme il fut dit à la fin de la 3e séance, l'impact climatique des projets par notre gouvernement s'effectue pour le projet pris isolément et sur la base d'émissions se produisant au Québec, comme il est clairement dit dans le prochain extrait :

> *LE PRÉSIDENT : Mais est-ce que ça tient compte de la combustion dans le moteur seulement ou des émissions de toute la filière, c'est-à-dire... M. MARTIN TREMBLAY : Non. En fait, la réglementation au ministère, c'est sur les impacts des projets. Alors, on n'utilise pas le cycle de vie. Alors, effectivement, le mode de production du méthane, que ce soit au Canada ou aux États-Unis, ne rentre pas en considération. Nous, on va considérer, admettons, un projet, quelle quantité a été utilisée. On utilise... ensuite, on multiplie par ce facteur d'émissions là pour évaluer la quantité de gaz à effet de serre. LE PRÉSIDENT : Est-ce qu'il y a une raison pour laquelle vous ne prenez pas en compte, dans une logique de cycle de vie, les émissions de l'ensemble de la filière? M. MARTIN TREMBLAY : Le ministère, en fait, gère ce qu'il peut contrôler. Nous, ici, en fait, la façon que le marché du carbone est mis en place, c'est un outil économique, alors nous, ce qu'on cherche à faire, c'est d'évaluer des émissions qui ont lieu ici, uniquement. Alors, ce qui a lieu à l'étranger ne fait pas partie, autrement dit, de ce qu'on peut avoir un contrôle et sur lequel on se base pour dire qu'il y a des émissions ici. Alors, idéalement, si tous les États participaient au marché du carbone, je vous*

---

[42] « *Et la liquéfaction qui, elle, va contribuer à la hauteur de trois cent quatre-vingt tonnes (380 t) équivalentes de CO_2, pour un totale de treize cent cinquante (1 350), ce qui est encore faible comme émissions atmosphériques.* » (GMSE, DT1, page 30)

[43] Dans l'avis de projet (PR1), c'est 540 tonnes qui étaient prévues; dans le résumé du projet (PR3.3, page 33), et dans la description de projet (PR3, page 7-17), moins de 1000 tonnes est-il indiqué.

[44] Si l'on multiplie ce 70 kt par 28 (total de 8400 heures), nous obtenons 1,96 Mt d'équivalents CO_2. Notons qu'initialement, Trans Canada faisait mention d'émissions annuelles de 1,7 Mt.

> *dirais que la question serait réglée. LE PRÉSIDENT : Mais si vous teniez compte de l'ensemble de la filière, ça pourrait avantager certains combustibles, puis peut-être inciter... ça jouerait sur les choix stratégiques. Et est-ce qu'à ce moment-là, ça n'aurait pas un effet global intéressant? Par exemple, l'Europe a jonglé beaucoup avec l'idée de ne pas prendre les sables bitumineux et, pourtant, ils tiennent compte, eux là-bas, des émissions locales. Mais là, ils tenaient compte des émissions dans une logique de cycle de vie dans ce débat.* (DT3, pages 124-125)

Pour les citoyens qui se mobilisent contre l'utilisation d'énergies fossiles et moi, il nous apparaît inconcevable d'évaluer les projets sur une base locale alors que les effets des tonnes de GES se font sentir dans tous les pays, dans tous les océans (acidification), et pour des durées se calculant en millénaires (niveau des mers). Pour nous, l'évaluation d'un projet devrait se faire de manière bien simple : est-ce qu'il accroît ou il diminue le bilan global des émissions de GES d'origine anthropique ? S'il est censé les accroître, comme c'est le cas ici, le projet devrait être refusé.

Comme simple exercice, nous pourrions comparer les émissions avancées par les promoteurs (1350 tonnes) avec celles calculées à l'aide d'un facteur d'émission propre à la nouvelle filière du gaz de schiste liquéfié. Sans en faire une démonstration ici, je l'estime à 0,10 tonne d'équivalent-CO_2 par gigajoule (GJ) de gaz naturel liquéfié. Pour 100 heures de fonctionnement, nous avons besoin de 12 millions de m^3 de gaz (DQ33). Selon Gaz Métro, chaque m^3, fournit 0,0379 GJ donc 12 Mm^3 correspondent à 455 000 GJ. L'empreinte carbone de ce projet serait donc de 45,5 kt d'équivalent CO_2 (455 000 x 0,1). La compagnie TransCanada a fourni à la Commission la valeur de 23 kt[45] soit une quantité deux fois moindre. Ce n'est qu'un exercice mais qui montre bien que les émissions de GES doivent être évaluées selon l'analyse du cycle de vie et en tenant compte donc de la proportion de gaz de fracturation. Notons aussi que nous sommes passés d'un projet à 540 tonnes à un - en fait le même – de 45 500 tonnes…

Les impacts climatiques

Lors de la dernière séance, il fut enfin question des changements climatiques et malheureusement par la bande seulement.

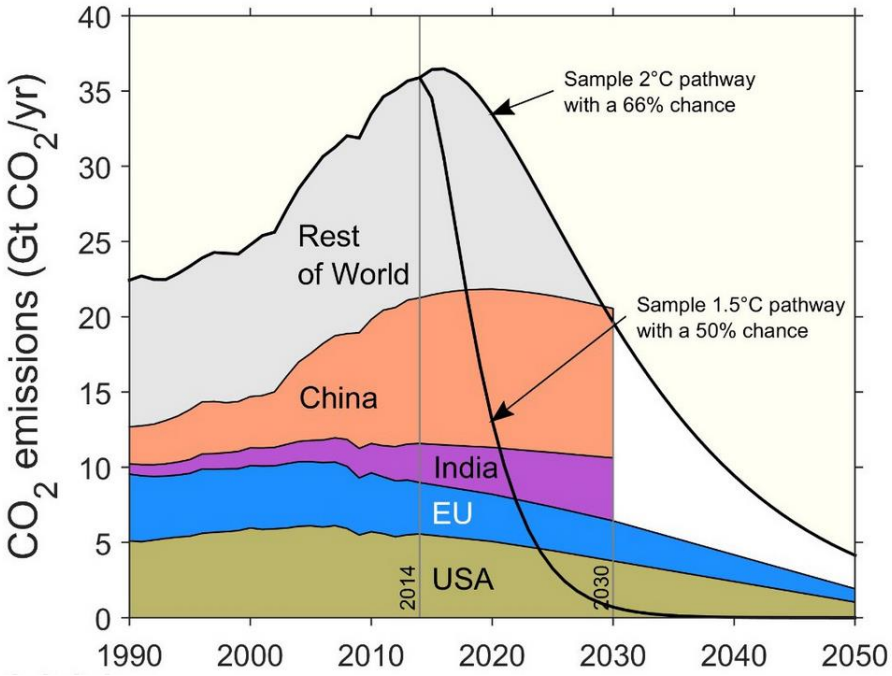
---

[45] « *Pour une exploitation de 100 h à pleine charge, la centrale émettra environ 22 800 t CO2 eq, à quoi s'ajouteront les émissions de GES liées aux démarrages/arrêts qui varieront entre 100 t CO2 eq [et] 600 t CO2 eq.* » (DQ9.1)

> *LE PRÉSIDENT : De point trois (0,3) par décennie selon les statistiques qu'ils ont obtenues d'Ouranos. M. JACQUES TÉTREAULT : Mais ce n'est pas linéaire, je pense que ça devient exponentiel avec la quantité. En tout cas, c'est des questions que j'aimerais avoir des réponses, là, les prévisions. LE PRÉSIDENT : Mais là, il aurait fallu avoir un spécialiste des changements climatiques, mais là, je ne crois pas qu'il y en ait dans la salle présentement pour faire un portrait complet là-dessus. Mais c'est assez facile à trouver sur le site du ministère de l'Environnement, vous avez, je vous l'assure, tous ces chiffres-là.* (DT3, page 99)

Lors des audiences sur Énergie Est ou lors de celles sur les gaz de schiste, les citoyens et les gens des médias n'ont pas eu le loisir d'entendre un chercheur dans le domaine des changements climatiques expliquer les impacts à long terme des projets qui sont sous examen. Pourtant, compte tenu de l'urgence d'agir, nous devrions tous autant que nous sommes, discuter et œuvrer dans la direction d'un rétablissement des cycles biogéochimiques mais il nous faudrait auparavant être informés, formés et même « déformés » par ces nouveaux enjeux.

Les climatologues ne cessent de nous dire qu'il faut rapidement et abruptement réduire nos émissions. Et si l'on combine les efforts consentis par les pays dans la foulée de la COP21 et budget carbone pour un monde sous 2 degrés, il devient clair qu'on y arrivera pas (voir figure suivante).



Glen Peters (4 juillet 2016). http://www.cicero.uio.no/en/posts/news/finding-a-fair-way-to-15-degrees

Une réduction drastique des émissions de CO_2 (ici en milliards de tonnes) est nécessaire (lignes en noir) pour ne pas dépasser certains seuils de température (la surface sous la courbe correspondant au budget carbone admissible selon une certaine probabilité de réussite de ne pas dépasser ce seuil). Or, les cibles pour les différents pays (surfaces en couleur) ne suffisent pas ; elles permettent la libération de trop de carbone. Les émissions de la Chine et de l'Inde devraient se rabattre rapidement et on ne voit pas comment une transition aussi abrupte pourrait se produire. C'est comme si l'on devait dans la même génération construire une société du fossile et en construire une autre avec du renouvelable. Quant à la cible de 1,5 degré, il faut espérer une catastrophe imminente et planétaire pour y croire.

Pour en revenir à notre propos, non seulement faut-il opter pour des projets qui réduisent nos émissions de GES mais nous devons choisir ceux qui les réduisent le plus fortement. Comme dans le principe des « 5 R », il nous faut d'abord nous demander si l'on peut refuser le projet. Ici, je ne vois pas pourquoi nous ne le pourrions pas. Un petit sacrifice, quelques heures par année, pourrait faire en sorte que nous pourrions consacrer nos énergies et nos capitaux à de meilleures fins. Comme le disait Élisabeth Laville dans son livre « Une entreprise verte », chaque geste doit être réparateur[46].

Conclusion

J'ai tenté de montré ici, par ces quelques points, que ce projet, bien que ficelé et fignolé depuis quelques années et par des organisations capables de grandes choses, ne peut passer la rampe ou le garde-fou du bon sens citoyen, lequel ne peut admettre que l'on se lance en 2016 dans un projet utilisant du GNL fossile, encadré par des contrats utilisant des deniers publics, pour des termes d'une génération. Il est temps que le gouvernement, la Régie de l'énergie, le MDDELCC et autres ministères fassent preuve d'audace et de lucidité. Fiat lux, diraient certains.

Marc Brullemans,
citoyen de Trois-Rivières, 13 juillet 2016

FIN DU DOCUMENT

---

[46] *«Nous avons désormais besoin d'un système de production dans lequel chaque acte est intrinsèquement durable et réparateur.»* Élisabeth Laville (2004). L'entreprise verte, 2e éd., p.38.