

Mémoire sur le projet d'usine de liquéfaction de gaz à Bécancour

Déposé au BAPE, le 5 mars 2015

par Marc Brullemans, citoyen

Note liminaire :

Depuis octobre 2010, l'auteur s'est impliqué dans le dossier du gaz de schiste, participant à de nombreux comités, événements et donnant de nombreuses conférences sur la question au Québec. Depuis 2013, il aborde de manière critique la question du transport des hydrocarbures. Esprit éclectique, il croît que les scientifiques doivent faire valoir leurs connaissances et talents dans un but collectif, d'autant plus que les menaces à la planète causées par l'activité de l'homme ne peuvent maintenant être niées et que l'activité scientifique peut être aussi mise en cause. Il est membre du Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste et de l'Association Science et bien commun.

Abréviations :

BAPE : bureau d'audiences publiques en environnement
ÉES : évaluation environnementale stratégique
GES : gaz à effet de serre
GJ : gigajoule (1 milliard de joules)
GNL : gaz naturel liquéfié
kt : kilotonne (1000 tonnes)
Mt : mégatonne ou million de tonnes (1 000 000 tonnes)
ONÉ : Office national de l'énergie
ppm : partie par million
PRP : potentiel de réchauffement planétaire (par rapport au CO₂)
tep : tonne d'équivalent pétrole

Le projet

Concernant ce projet d'usine de liquéfaction et de terminal méthanier dont il sera question dans ce mémoire, nous pouvons lire sur le site du BAPE :

Stolt LNGaz Inc., co-entreprise formée de trois partenaires (Stolt-Nielsen Gaz Ltd, SUNLNG Holding Ltd et LNGaz inc), propose de construire et d'exploiter une usine de liquéfaction de gaz naturel (GNL) dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour. L'usine serait composée de deux unités de liquéfaction d'une capacité de production de 1400 tm par jour chacune, pour une production annuelle de 1 million de tonnes de GNL. L'usine fonctionnerait 24 heures par jour. L'approvisionnement en gaz naturel de l'usine, à la hauteur de 1330 millions de m³ standards par an, se ferait par le réseau de distribution de Gaz Métro. Quant à l'expédition du GNL, deux modes de transport sont prévus : par bateau (méthanier à raison de un à trois par semaine) et par camion.

Outre l'usine de liquéfaction, le site serait occupé, notamment, par un réservoir de stockage de GNL de type « à intégrité totale » d'une capacité de 50 000 m³ et par divers bâtiments et aménagements connexes, dont une torchère. Des infrastructures sont aussi prévues pour alimenter l'usine en énergie et en matière première, notamment par une nouvelle ligne électrique de 120 kV, le doublement du gazoduc existant sur 7,5 km et l'ajout d'environ 1 km de conduites. Par ailleurs, des espaces pouvant contenir une unité de liquéfaction supplémentaire sont prévus sur le site.

Le projet nécessiterait des investissements de 488 M\$. La construction devrait s'échelonner sur 25 mois. La durée de vie des installations est estimée à plus de 50 ans. Le promoteur souhaite que l'exploitation de l'usine débute à l'automne 2017.

Historique du projet

Pour le commun des mortels, le projet d'usine de liquéfaction de gaz de Stolt peut sembler émerger de nulle part. En fait, il en est rien; il participe en fait à un déploiement, à une échelle toujours plus grande, des hydrocarbures, principalement non-conventionnels, sur le continent nord-américain. Une fois l'exploitation du gaz de schiste dans de nombreuses formations rocheuses aux États-Unis et au Canada bien amorcée, des projets de liquéfaction de gaz naturel virent le jour, dès 2009. Une liste de ces projets, à l'échelle de la planète, se trouve sur Wikipédia¹. Bien qu'incomplète, elle montre les principaux points chauds.

¹ http://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_de_terminaux_m%C3%A9thaniers

Le 17 mars 2014, à moins de 24 heures d'avis, des citoyens faisant partie du comité des Citoyens responsables de Bécancour sont mis pour une première fois au courant d'une future usine de liquéfaction de gaz à Bécancour. Le lendemain, 18 mars, présentation à Bécancour du projet par le promoteur Stolt. Le 19 mars 2014, la journaliste Mailhot du Courrier Sud tente d'en savoir un peu plus et nous apprenons dans son article qu'« *il y a maintenant entre 12 et 15 mois que le président-directeur général de la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour Maurice Richard est sur le dossier. «Nous avons eu une quinzaine de rencontres, très techniques, avec les gens de la Norvège, avoue Maurice Richard* »². Quinze mois : cela nous rapporte à décembre 2012... Nous étions alors en pleine ÉES sur le gaz de schiste.

Le 19 mars 2014, toujours le lendemain de l'annonce, le trio économique du futur gouvernement Couillard profite de son passage à Bécancour pour mousser le projet Stolt. Le candidat libéral de Trois-Rivières Jean-Denis Girard affirme : « *On a reparlé du Plan nord et de la stratégie maritime. L'entreprise qui est annoncée aujourd'hui à Bécancour et qui va produire du gaz liquide, (Stolt LN Gaz inc) on en a besoin sur la Côte Nord. C'est un exemple concret des emplois créés ici et qui sont reliés au Grand Nord et à notre stratégie maritime. Trois-Rivières avec son port peut très bien tirer son épingle du jeu.* »³

Le 27 avril, le RIGSVSL questionne le nouveau gouvernement sur de nombreux projets d'hydrocarbures, dont celui de Stolt, dans un communiqué de presse⁴. On peut y lire : « *Considérant aussi les projets de terminaux pétroliers et gaziers à Tracy (Suncor), à Bécancour (Stolt LNGaz) et à Belledune (Chaleur Terminals inc.) et ceux de TransCanada Pipelines qui s'amorcent à Cacouna, les groupes citoyens peuvent-ils s'attendre à être réellement consultés et entendus?... Nous en doutons.* »

Le 2 septembre 2014, se tient une séance d'information sur ce projet à Bécancour. Selon une source, une soixantaine de personnes sont présents⁵, selon une autre, on parle d'une centaine⁶. Déjà on évoque une voie accélérée : « *Si jamais l'entreprise pouvait se soustraire aux audiences publiques du BAPE, le début des opérations pourrait être devancé de six mois.* »

À la première séance en vue d'un possible BAPE, le 25 novembre 2014, quelques citoyens prirent la parole au micro au milieu d'une foule de personnes, au nombre de 110 selon le

² <http://www.lecourriersud.com/Actualites/Economie/2014-03-19/article-3654646/Usine-de-lentreprise-SLNGaz-a-Becancour%3A-le-milieu-economique-se-rejouit/1>

³ <http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/elections-quebec-2014/201403/19/01-4749131-couillard-devoile-son-cadre-financier.php>

⁴ <http://www.mondialisation.ca/le-regroupement-interregional-sur-les-gaz-de-schiste-de-la-vallee-du-saint-laurent-questionne-le-nouveau-gouvernement/5379737?print=1>

⁵ <http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/economie/201409/03/01-4796683-gaz-naturel-a-becancour-les-bateaux-sont-ils-de-style-mma.php>

⁶ <http://www.lecourriersud.com/Actualites/Economie/2014-09-03/article-3856754/SLNGaz-presente-son-etude-dimpact/1>

BAPE, et qui semblaient pour la plupart « convoquées » par les élites économiques de Bécancour et Trois-Rivières. Sinon, comment comprendre que les audiences du BAPE sur les enjeux du gaz de schiste de juin 2014, tenues elles aussi à Bécancour, région visée par l'industrie, n'ont jamais pu faire l'objet, ne serait-ce qu'une fois, une telle affluence? En fait, le scénario du 25 novembre 2014 ressemble à s'y méprendre à celui du 9 juillet 2013 pour l'usine d'IFFCO où 120 personnes étaient présentes au BAPE⁷.

Parmi l'assistance, un petit nombre de citoyens prit la parole et signalèrent les dangers de la future usine. Pour l'un, j'ai critiqué sa pertinence sur les ondes de Radio-Canada. « *On nous enfonce pour 50 ans dans la pétrochimie* », ai-je lancé. Avant la rencontre quelques citoyens avaient déjà montré publiquement leurs réticences⁸.

Le 28 novembre, on apprend dans le journal Le Nouvelliste que la MRC de Bécancour désire une démarche accélérée et qu'elle a voté une résolution dans lequel on peut lire : « *LNGaz a démontré, avec beaucoup de professionnalisme, lors de la consultation publique organisée par le BAPE le 25 novembre dernier, qu'elle connaît, maîtrise et surveille tous les risques environnementaux encourus par son entreprise* »⁹.

Le 20 janvier 2015 : parution d'un article dans le Courrier Sud faisant état de la tenue prochaine des audiences. Le maire de Bécancour, J-Y. Dubois y affirme : « *Je ne pense pas que ce soit des audiences très longues et très ardues, mais il faut les faire quand même* »¹⁰.

Le 30 janvier, suite à l'annonce de la tenue d'un BAPE, un journaliste rapporte ainsi les propos des maires Dubois et Lévesque: « *Jean-Guy Dubois a rappelé la position de la MRC de Bécancour qui souhaitait plutôt une médiation pour sauver du temps, Yves Lévesque a parlé d'un problème plus général au Québec alors que selon lui, les diverses obligations viennent souvent compliquer la vie des promoteurs.* »¹¹

⁷ Notons ici la concordance des titres : <http://www.lecourriersud.com/Actualites/2013-07-10/article-3309044/IFFCO--une-rencontre-citoyenne-teintee-denthousiasme/1>; <http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/economie/201307/10/01-4669343-iffco-peu-dinquietudes-beaucoup-denthousiasme.php> ; <http://www.radio-canada.ca/regions/mauricie/2013/07/10/001-iffco-engrais-becancour.shtml#>

⁸ Ici à Radio-Canada : <http://ici.radio-canada.ca/regions/mauricie/2014/11/25/006-liquefaction-gaz-naturel-stolt-lngaz-bape-opposants.shtml>

⁹ <http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/actualites/environnement/201411/28/01-4823289-stolt-lngaz-une-demande-pour-eviter-le-bape.php>

¹⁰ <http://www.lecourriersud.com/Actualites/Economie/2015-01-20/article-4012916/SLNGaz-devrait-passer-devant-le-BAPE/1>

¹¹ <http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/economie/201501/30/01-4839892-trois-rivieres-et-becancour-sunissent-pour-un-salon-de-lemploi.php>

Le 2 février, on apprend que la MRC de Bécancour déposera un mémoire dans le cadre du BAPE. Selon le préfet de la MRC, Mario Lyonnais, «*ceci fera la démonstration qu'il est possible de conjuguer activités industrielles et respect de l'environnement*»¹².

Début des audiences du BAPE à Bécancour le 9 février.

La justification du projet

À partir des présentations de Stolt, de ce que nous avons entendu lors des audiences du BAPE et des coupures de presse, il ressort clairement que le principal justificatif pour ce projet réside dans l'évitement de GES suite à l'utilisation de gaz naturel liquéfié. Dans l'avis de projet (PR1, page 3) rédigé par SNC-Lavalin et daté du 7 mars 2014, nous pouvons lire : «*L'objectif du projet de SLNGaz est de construire et d'exploiter une usine de liquéfaction de gaz naturel dans le parc industriel et portuaire de Bécancour afin d'offrir une source d'énergie alternative aux industries québécoises et ainsi réduire leurs coûts en énergie et leurs émissions à l'atmosphère*». À la page 10, on chiffre ces réductions «*Le projet devrait permettre une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre au Québec, par la substitution du mazout (huile et diésel) par le GNL. Le potentiel de réduction des GES est estimé à environ 1 Mt/an globalement.*»

Faisons un calcul : à 2800 tonnes métriques par jour de GNL, et prenons comme facteur d'équivalence énergétique, 1,22 tep par tonne de GNL¹³, nous obtenons 3420 tep par jour. Sur un an, nous obtenons un équivalent en énergie de 1,25 Mtep si l'on suppose ni augmentation de capacité de l'usine ni journée d'arrêt. Ensuite, si l'on estime les émissions de CO₂ sur le seul contenu carbone de la réaction de combustion, nous obtenons des facteurs d'émissions de 2,75 tonne par tonne pour le GNL et 3,10 tonne par tonne pour le mazout¹⁴. Si nous prenons le même contenu énergétique de ce qui serait produit en GNL par Stolt-Bécancour en mazout, nous générerions 3,1 x 1,25 Mt, soit 3,88 Mt de CO₂. Si l'on soustrait à cette valeur les émissions de CO₂ produite par le gaz naturel de 2,81 Mt¹⁵, nous obtenons un potentiel de réduction des émissions de CO₂ de 1,07 Mt. Mais il s'agit d'une valeur maximale qui ne tient pas compte du cycle de vie du produit, qui suppose une

¹² <http://www.lecourriersud.com/Actualites/Politique/2015-02-02/article-4025968/SLNGaz%3A-la-MRC-de-Becancour-fera-connaître-ses-preoccupations/1>

¹³ Valeur donnée sur le site de BP : <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/using-the-review/Conversionfactors.html>

¹⁴ La composition moléculaire du mazout n'est ni constante ni parfaitement connue mais dès que les chaînes des hydrocarbures contiennent 6 atomes de carbone et plus (ce qui est le cas), le rapport en masse du CO₂ produit par celle du réactif C_nH_{2n+1} converge vers 3,10.

¹⁵ Calcul : (44,01 g/mol / 16,04 g/mol) x 2800 tonnes/j x 365,25 jours = 2,81 Mt

combustion complète et parfaite, et qui suppose en plus que chaque tonne de GNL déplace l'équivalent en masse de mazout.

Aucune de ces trois hypothèses ne peut être considérée juste. Il faut donc comprendre ici que SNC-Lavalin prévoyait à l'époque un potentiel de réduction de 1 Mt correspondant à 93% du potentiel maximal de 1,07 Mt. Nous comptons montrer ici que cet estimé est fortement surévalué et que le potentiel de réduction de GES par l'emploi de GNL pourrait bien ne pas être du tout.

En juin 2014, à la page 7-23 de l'étude d'impact de SNC-Lavalin, il est écrit que « *le remplacement du diesel ou du mazout par 1,02 millions de tonnes de GNL réduira globalement les émissions de GES de plus de 1 200 kt CO₂eq par année. Si l'on faisait l'hypothèse réaliste que 50% du GNL produit par SLNGaz se consommerait au Québec, il en résulterait une réduction de GES d'au moins 600 kt CO₂ eq/an à l'échelle de la province.* ». Il est intéressant de constater ici que l'estimé de départ de SNC-Lavalin passe de 1 Mt à 1,2 Mt mais la firme semble ici concéder que tout le GNL ne sera pas utilisé au Québec, d'où un facteur deux moindre, soit 0,6 Mt. Mais comment pourrait-il en être autrement puisque dans l'article du Courrier Sud du 18 mars 2014, l'on pouvait lire que : « *SLNGaz évaluera également les occasions d'affaires permettant d'exporter le GNL aux industries présentes dans les Maritimes, le Nunavut, ainsi qu'en Europe et aux États-Unis.* »¹⁶ Donc, sans étude, sans référence et sans explication, le promoteur avance des réductions annuelles de GES de 1,0, 1,2 et 0,6 Mt. Comment expliquer de tels écarts?

À la page 2.9 de l'étude d'impact, on peut lire « *En ce qui concerne les émissions atmosphériques, la combustion du gaz naturel liquéfié regazéifié émettrait, comparativement au mazout lourd, environ 31 % moins de GES (Gaz Métro, 2013).* » Il est intéressant de souligner ici que SNC-Lavalin cite ici un mémoire de Gaz Métro, compagnie détenue à 28% par Enbridge, et que ce mémoire fut déposé à la Commission des enjeux énergétiques de 2013.

Voyons sur quelles bases reposent ces données. À la page 11 du document cité, on lit :

Le gaz naturel, pour sa part, ne représente actuellement que 12,5 % de notre bilan de consommation. En comparaison avec l'ensemble du Canada, la part énergétique du gaz naturel est de 28 %². **Pourtant, le gaz naturel est, en raison de son abondance en Amérique du Nord, extrêmement concurrentiel. De plus, il émet jusqu'à 32 % moins de GES que les produits pétroliers et considérablement moins de polluants atmosphériques.**

On donne ici une valeur de 32% mais sans donner aucune référence. À la page 14, on lit encore :

¹⁶ <http://www.lecourriersud.com/Actualites/Economie/2014-03-18/article-3654204/Stolt-LNGaz-a-Becancour%3A-projet-de-632M%24/1>

gaz à effet de serre (SPEDÉ). En effet, le gaz naturel émet 32 % moins de gaz à effet de serre que le mazout lourd et entre 70 et 99 % moins de polluants et de particules fines.

mais toujours sans inclure une note ou une référence. Page 16, on nous dit encore :

4. AVANTAGE ENVIRONNEMENTAL

En plus de son avantage économique indéniable, le gaz naturel procure aussi des avantages écologiques majeurs. À titre de combustible fossile le plus propre, le gaz naturel, en remplacement d'autres énergies telles que le diesel, le mazout et le charbon, permet une réduction immédiate des émissions de GES d'environ 25 %, 31 % et 42 % respectivement. Prioriser l'utilisation du gaz naturel en remplacement de ces énergies plus polluantes est un choix logique pour l'environnement et l'atteinte des cibles de réduction de GES du Québec.

en spécifiant cette fois des écarts différents pour trois hydrocarbures. À la page 21 et à la page 22 (ci-dessous) du même document de 28 pages, on répète, comme un mantra, pour être bien sûr qu'on a bien compris la leçon, que le gaz naturel...

ainsi qu'aux exigences du SPÉDE.

En effet, le gaz naturel émet 32 % moins de GES que le mazout lourd et entre 70 et 99 % moins de polluants et de particules fines.

D'où provient cette valeur de 31 ou 32%? Difficile de le savoir. Est-ce sur une base massique ou volumique? Tenons-nous compte du pouvoir énergétique du combustible? Une simple mention ne gâcherait rien mais le promoteur semble s'en référer à Gaz Métro.

Reprenons encore. Ce qui distingue le gaz naturel du mazout, c'est d'abord sa teneur en carbone. En masse, le gaz naturel contient 75% de carbone et le mazout environ 85%. Il apparaît donc clairement, par tonne, que le mazout, en brûlant, génèrerait 10/75 soit 13% plus de CO₂. Il existe aussi en thermodynamique quelques relations liées à la combustion des alcanes qui montrent qu'une molécule ayant plus d'atomes de carbone, comme l'octane qui en a 8, produit plus de chaleur qu'un alcane plus court, comme le méthane, mais que ce facteur n'est pas de 8. En première approximation, on produit 25% moins de chaleur, par atome de carbone, en brûlant des longues chaînes par rapport à ce qu'on obtiendrait par rapport au méthane. En additionnant ces facteurs, nous obtenons un gain possible de 38% par le méthane, mais cela, toujours en ne tenant compte que des émissions directes de CO₂ d'une combustion complète. En fait, nous obtenons pratiquement le même résultat que précédemment : 2,81 Mt x 138% = 3,88 Mt. Mais si l'on prend le mazout comme point de référence, on a une différence (un gain en « efficacité ») de 1,07 Mt/ 3,88 Mt soit 28%. Et comme le pouvoir énergétique des différents combustibles varie d'un pays à l'autre, et que le projet de Stolt vise à déplacer non pas le seul mazout mais d'autres combustibles comme le diesel, il est aisé de rationaliser la valeur de 31% donnée par Gaz Métro et reprise par SNC-Lavalin.

Mais dans le rapport d'octobre 2014 de SNC-Lavalin, PR 3.4, à la page 3, nous lisons encore :
« *En plus de cet avantage économique, la substitution du mazout et du diesel par du gaz naturel se solderait par une réduction nette des émissions atmosphériques. La combustion du gaz naturel liquéfié regazéifié émettrait, comparativement au mazout lourd, environ 31% moins de GES (Gaz Métro, 2013) »*

En retrouve donc encore ici la valeur de 31% et la même référence au document de Gaz Métro mais comment comprendre que la valeur de Gaz Métro s'appliquant au gaz naturel serait encore la même pour le gaz liquéfié et regazéifié? Il y a là un manque de rigueur flagrant sachant que la liquéfaction de gaz naturel nécessite un coût énergétique pouvant atteindre 30%.

Ce manque de données, de rigueur, n'empêche pas SNC-Lavalin de prétendre que l'impact du projet concernant les GES est « **positif et fort** », comme on peut le voir sur une diapositive de la présentation du projet :

ÉMISSIONS DE GES

EXPLOITATION

- Émissions de GES à l'usine = 31 000 t CO_{2eq}/an
- Pour le Québec: Réduction d'environ 600 000 t CO_{2eq}/an si 50 % de la production est consommée au Québec
 - Remplacement du diesel ou du mazout chez les clients
 - Réduction d'environ 30% des émissions de GES chez les clients
- Impact positif fort
 - Aide le Québec à rencontrer les objectifs de son Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques.

StoltLNGaz 

15

Mais comment peut-on affirmer de tels impacts positifs sans étude ni même d'explications? Voilà plus de deux ans que le promoteur fait valoir la réduction annuelle de plus de 600 kt d'équivalents-CO₂ au Québec. Aujourd'hui, le BAPE est démarré, des journalistes et des élus sont présents dans une grande salle à Bécancour et cette réduction n'est toujours pas assise sur rien de tangible...

L'étude de (S&T)² et SNC-Lavalin

En tant que participant aux différentes phases de la consultation, j'ai questionné le promoteur sur les émissions de GES générées et induites par ce projet de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour. Le 25 novembre 2014, madame Lachapelle de SNC-Lavalin nous apprend qu'une analyse de cycle de vie avait cours sur le projet. Nous voici donc le 10 février 2015 et l'on nous dit que « assurément, la semaine prochaine... »¹⁷, ce qui n'empêcha pas la présentation à grands traits de ladite étude « la semaine avant » en après-midi.

De la présentation de M. O'Connor de (S&T)² donnée le 10 février 2015, je retiens cet extrait (DT2, page 22) : « *Donc en conclusion, le projet de GNL, selon le scénario de distribution proposé, permet une réduction globale de six cent-cinquante-deux mille six cent quatre-vingts tonnes (652 680 t) équivalent de CO₂* ». Nous avons donc ici le résultat de l'étude : une réduction de 652 680 tonnes d'équivalents CO₂, un résultat d'une précision stupéfiante pour toute personne qui a déjà remis un travail en sciences expérimentales à l'école secondaire. Évidemment, en dix minutes, personne n'a pu aller en profondeur ce jour-là et questionner ce résultat pour la bonne raison que l'étude n'était pas accessible au public ni aux principaux intervenants.

Le 10 février au soir, je pose une question à ce sujet (voir note ¹⁸) et nous apprenons alors que l'étude avait bel et bien été démarrée en septembre 2014, suite aux séances publiques, et l'on prend la peine d'ajouter que cela avait été fait sur une base volontaire. On peut donc logiquement se demander si cette première usine de liquéfaction et ce premier port méthanier québécois auraient pu être construits sans la moindre étude spécifique traitant

¹⁷ « PAR M. RICHARD BROSSEAU: *Madame la Présidente, c'est exact. Pendant les consultations publiques, les nombreuses consultations publiques qu'on a tenues à Bécancour et dans la région, on avait pris un engagement de préparer une analyse de cycle de vie. On vient tout juste de recevoir les résultats; malheureusement, l'étude elle-même va probablement être disponible assurément au début de la semaine prochaine, et c'est pourquoi on a monsieur Don O'Connor avec nous ici. Monsieur O'Connor pourrait faire une présentation sommaire des résultats de cette analyse de cycle de vie pour le bénéfice de tous les gens présents ici.* » (DT2, page 6)

¹⁸ PAR M. MARC BRULLEMANS : « *Aujourd'hui, on nous apprend qu'il y aura une étude sur le cycle de vie à propos des gaz à effet de serre qui va être déposée la semaine prochaine. Sachant que les émissions des gaz à effet de serre, c'est la plus importante des questions en ce début de siècle ou de millénaire, comment expliquer que les citoyens ne puissent consulter cette étude lors de cette première partie des audiences? Ou, formulé autrement, pourquoi le BAPE a-t-il amorcé ses audiences sans que cette pièce maîtresse ne soit déjà déposée?* » PAR M. RICHARD BROSSEAU : « *Madame la Présidente, pour préciser, pour répondre à la question de monsieur Brullemans, bien d'abord, on rappelle qu'on a décidé volontairement de faire une analyse de cycle de vie. C'est quand même un processus qui prend quelques mois, qu'on a enclenché après les audiences des portes ouvertes qu'on avait faites en septembre, et qui prend un certain temps à faire professionnellement. Et également, qui nécessite, vers la fin du processus, une revue critique par des experts qui, eux, amènent des commentaires, qui apportent des corrections et qui nécessitent à faire des changements. Alors on aurait bien voulu la déposer plus tôt, mais on a fait dans les meilleurs délais que l'on pouvait.* » (DT3, pages 3 et 4).

des gaz à effet de serre... Tout porte à croire que oui mais encore, que peut bien valoir cette étude ad hoc faite sur une base volontaire?

Compte tenu de mes activités et du délai entre la mise en ligne et la finalisation de ce mémoire, j'estime à une quinzaine d'heures le temps que j'ai pu prendre à l'examen de cette étude.

À la page 4 de l'étude (document DA6), il est écrit que l'analyse couvre les étapes du berceau au tombeau mais dans la présentation (document DA5, page 6), il est indiqué que certains flux et processus sont exclus. Comment réconcilier cela? À la page 9 du rapport, on nous assure encore que « *tous les flux et processus, de l'extraction du combustible à la combustion par les utilisateurs finaux, sont inclus pour chaque système* » mais, par ailleurs, de nombreuses exclusions apparaissent çà et là et font en sorte que l'ensemble est très déstabilisant pour le lecteur.

À la page 12, au tableau 2.3, il est écrit, à cause probablement du choix de la base de données GHGenius, que « *le projet considère que 100 % du gaz naturel provient de l'Ouest canadien. Ceci a toujours été le cas pour l'approvisionnement en gaz naturel au Québec* » mais à la phrase suivante, nous pouvons lire : « *Cependant, une certaine quantité de gaz naturel américain a récemment approvisionné ce marché.* » Une certaine quantité? Dans le document de consultation pour la nouvelle politique énergétique¹⁹, il est indiqué qu'« *en 2017, l'industrie prévoit que la part de l'approvisionnement du Québec provenant de l'ouest canadien chutera pour atteindre environ 25 %, tandis que la part provenant des gisements américains, située plus près du Québec, grimpera à 75%* ». En fait, et comme le souligne l'étude elle-même – oui la même étude ! - à la page 36, la part d'importations américaine a déjà frisé le 90% (graphique 5-1). Le plus drôle dans l'affaire, c'est qu'en utilisant les tableaux CANSIM 129-0002 et 129-004, nous n'obtenons pas les proportions représentées par le graphique et on peut se demander par ailleurs ce que peut signifier l'expression « gaz consommé ». Bref, non seulement, les auteurs de l'étude nous font faire des zigzags rendant ainsi la lecture difficile mais leurs données prêtent aussi flanc à la critique.

Allons un peu plus loin dans l'analyse. Tel qu'il apparaît dans le tableau 3-1 du rapport, les données de calculs proviennent essentiellement de la base GHGenius de (S&T)² Consultants et de AP-42, provenant de l'agence américaine EPA²⁰. Ce sont des bases de données comportant un très grand nombre de paramètres et comme toute base de données, elles sont fortement dépendantes des valeurs qui sont assignées à ces paramètres et cela est d'autant plus vrai qu'il y a une multitude de paramètres à valider et qu'il faudrait faire une étude de sensibilité que l'on pourrait qualifier de monstre pour y voir clair.

¹⁹ <http://www.mern.gouv.qc.ca/peq/fascicule-2.pdf>

²⁰ Les auteurs comparent aussi certaines valeurs d'émission avec une directive européenne (tableau 3.2) mais en oubliant de signaler que la directive européenne ne traite pas du gaz naturel ou du gaz naturel liquéfié!

À la page 21 du rapport, il est dit que « *la dernière année de données réelles dans le modèle date généralement de 2011, bien que certaines séries de données, qui prennent plus de temps à mettre à jour, datent de plus longtemps.* » Si l'on prend pour exemple la base AP-42 de l'EPA, il faut se rendre compte que la dernière refonte complète date de 1995; cela fait maintenant 20 ans et de nombreuses valeurs n'ont pas été révisées. Cela n'est pas étonnant en soi mais j'estime que cette limitation doit être soulignée ici vu l'apparition récente à grande échelle des procédés d'extraction non-conventionnels des hydrocarbures.

Ainsi, la documentation relative à la dernière version 4.03 de GHGenius²¹ ne comporte pas les termes « completion »²² ou « fracturation » ou « fracking ». De plus, tel qu'indiqué à la section 32.2.1.2 du volume 1, page 180, les émissions à l'étape de forage sont amorties sur une période de 30 ans voire plus et deviennent donc « relativement petites ».

32.2.1.2 Well Drilling

Many LCA models do not include the energy and emissions associated with well drilling but this source is included in GHGenius. While this portion of the lifecycle is not a major contributor to the life cycle emissions, it has received attention lately because the emissions can be fairly large during the drilling event. They just become relatively small when they are averaged over the lifetime of the well, which can be 30 years or longer.

Nous voyons donc clairement ici que le découpage des activités repose sur une extraction classique du gaz naturel et que le gaz issu de la fracturation hydraulique, à décroissance hyperbolique, n'est pas vraiment considéré par GHGenius.

Mais fracturation ou pas, les émissions fugitives de méthane ne constituent pas un problème d'importance secondaire. Dans le dernier inventaire de l'EPA, nous notons que malgré les différents programmes pour réguler les émissions fugitives comme le programme « Natural GasSTAR », elles continuent globalement de croître (voir lignes « fugitives » ci-bas) et qu'elles sont significativement importantes, 26% pour la filière pétrole pour prendre cet exemple.

²¹ (S&T)² CONSULTANTS INC. GHGenius Model 4.03. Volume 1. Model Background and Structure. Prepared for Natural Resources Canada. June 15, 2013. <http://www.ghgenius.ca/reports/GHGenius403Volume1.pdf>
(S&T)² CONSULTANTS INC. GHGenius Model 4.03. Volume 2. Data and Data Sources. Prepared for Natural Resources Canada. June 15, 2013. <http://www.ghgenius.ca/reports/GHGenius403Volume2.pdf>

²² On retrouve bien le terme « completion » à la page 133 du volume 2 mais simplement pour les fuites à l'évent des puits de pétrole, et ces fuites n'ont aucune incidence sur la valeur finale de l'empreinte carbone du pétrole en question.

Table 3-36: CH₄ Emissions from Petroleum Systems (MMT CO₂ Eq.)

Activity	1990	2005	2009	2010	2011	2012	2013
Production Field Operations (Potential)	29.7	24.2	35.6	36.4	37.3	39.6	41.3
Pneumatic device venting	12.2	10.1	17.5	17.8	18.3	19.0	19.3
Tank venting	6.3	4.7	5.0	5.3	5.5	6.7	7.9
Combustion & process upsets	2.9	2.3	3.5	3.6	3.7	3.9	4.1
Misc. venting & fugitives	7.9	6.8	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6
Wellhead fugitives	0.4	0.3	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5
Production Voluntary Reductions	(0.0)	(1.1)	(2.2)	(1.4)	(1.6)	(1.7)	(1.9)
Production Field Operations (Net)	29.7	23.1	33.4	35.0	35.8	37.9	39.4
Crude Oil Transportation	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Refining	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
Total	30.5	24.0	34.3	35.8	36.7	38.8	40.4

Note: Emissions values are presented in CO₂ equivalent mass units using IPCC AR4 GWP values.

Note: Totals may not sum due to independent rounding.

Source : <http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/usinventoryreport/US-GHG-Inventory-2015-Chapter-3-Energy.pdf> page 3-58.

Table 3-44: CH₄ Emissions from Natural Gas Systems (MMT CO₂ Eq.)^a

Stage	1990	2005	2009	2010	2011	2012	2013
Field Production	55.4	71.0	64.4	59.2	54.2	52.8	49.5
Processing	21.3	16.4	19.2	17.9	21.3	22.3	22.7
Transmission and Storage	58.6	49.1	52.7	51.6	53.9	51.8	54.4
Distribution	39.8	35.4	34.1	33.5	32.9	30.7	33.3
Total	175.1	171.8	170.3	162.2	162.2	157.5	159.9

Note: Emissions values are presented in CO₂ equivalent mass units using IPCC AR4 GWP values.

^a These values represent CH₄ emitted to the atmosphere. CH₄ that is captured, flared, or otherwise controlled (and not emitted to the atmosphere) has been calculated and removed from emission totals.

Note: Totals may not sum due to independent rounding.

Source : <http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/usinventoryreport/US-GHG-Inventory-2015-Chapter-3-Energy.pdf> page 3-68.

Un détail dans l'annexe de l'inventaire américain (ici pour le nord-est des États-Unis) montre aussi l'importance de la fracturation hydraulique sur les facteurs d'émissions :

Drilling, Well Completion, and Well Workover			
Gas Well Completions without Hydraulic Fracturing	262 completions/yr ^{d2}	778.57 scf/completion ^b	3.93
Gas Well Workovers without Hydraulic Fracturing	3,103 workovers/yr ^{a,1}	2,606.55 scf/workover ^b	155.77
Gas Well Completions and Workovers with Hydraulic Fracturing	1,078 completions/yr ^o	384 workovers/yr ^o	17,455.96
Well Drilling	6,170 wells ^{f,1}	2,717.18 scf/well ^g	322.92

Source : <http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/usinventoryreport/US-GHG-Inventory-2015-Annex-3-Additional-Source-or-Sink-Categories.pdf>, page A-188.

Si l'on regarde la dernière colonne, nous notons que les émissions de méthane passent de 327 à 17456 kilotonnes si l'on tient compte de l'étape de fracturation hydraulique. Si l'on utilise un PRP du méthane de 25 on obtient donc 436 Mt d'équivalents-CO₂ montrant indubitablement qu'il faut tenir compte de la fracturation du substratum rocheux. En toute rigueur, il faut ajouter aussi que toutes les fracturations ne se valent pas tel qu'en fait foi le tableau suivant, toujours de l'EPA.

Table A-134: 2013 National Activity Data and Emission Factors, and Emissions (Mg), by category for Hydraulically Fractured Gas Well Completions and Workovers

Activity	2013 EPA Inventory Values		
	Activity Data	Emission Factor	Emissions (Mg) ^{aa}
Hydraulic Fracturing Completions and Workovers that vent	1,677 completions and workovers/year ^a	36.8 Mg/comp or workover ^b	61,737
Hydraulic Fracturing Completions and Workovers that flare	835 completions and workovers/year ^a	4.9 Mg/comp or workover ^b	4,100
Hydraulic Fracturing Completions and Workovers with RECs	3,156 completions and workovers/year ^a	3.2 Mg/comp or workover ^b	10,229
Hydraulic Fracturing Completions and Workovers with RECs that flare	2,117 completions and workovers/year ^a	4.9 Mg/comp or workover ^b	10,326

^a 2013 GHGRP - Subpart W data. The GHGRP data represents a subset of national completions and workovers, due to the reporting threshold. Please see the section on "Activity Data" above for more information and the Planned Improvements section of the Inventory report.

^b Emissions for hydraulic fracturing completions and workovers are split into 4 categories and the same emission factors are used for all NEMS regions. For more details, refer to EPA memo "Updating GHG Inventory Estimate for Hydraulically Fractured Gas Well Completions and Workovers."

^{aa} Totals may not sum due to independent rounding.

Source : <http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/usinventoryreport/US-GHG-Inventory-2015-Annex-3-Additional-Source-or-Sink-Categories.pdf>, page A-193.

On a ici un facteur d'émission pour cette étape qui peut varier d'un facteur 12 et qui fait en sorte qu'il faut vraiment un suivi serré des opérations pour calculer l'empreinte carbone d'une filière comme celle du gaz de schiste. Un article de Caulton et coll.²³ (13 chercheurs provenant de 4 états) paru dans PNAS en avril 2014 fait état de 7 plateformes gazières en période « frack » et chaque puits de ces plateformes aurait émis en moyenne 3 tonnes de méthane par jour. Pour une complétion de 10 jours, cela fait 30 tonnes.

Même sur l'ensemble des processus, des incertitudes majeures demeurent. Pour la filière pétrole (tableau suivant), on se rend compte que les valeurs d'émissions pour le méthane, les plus importantes, autant que pour le CO₂, peuvent varier d'un facteur 3 (voir colonnes « lower Bound » et « Upper Bound »).

²³ Caulton et coll (2014). Proceedings National Academy of Sciences (USA). Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development.

Table 3-40: Tier 2 Quantitative Uncertainty Estimates for CH₄ Emissions from Petroleum Systems (MMT CO₂ Eq. and Percent)

Source	Gas	2013 Emission Estimate (MMT CO ₂ Eq.) ^b	Uncertainty Range Relative to Emission Estimate ^a (MMT CO ₂ Eq.)			
			Lower Bound ^b		Upper Bound ^b	
Petroleum Systems	CH ₄	40.4	30.7	100.6	-24%	149%
Petroleum Systems	CO ₂	6.0	4.6	14.9	-24%	149%

^a Range of 2013 relative uncertainty predicted by Monte Carlo Stochastic Simulation, based on 1995 base year activity factors, for a 95 percent confidence interval.

^b All reported values are rounded after calculation. As a result, lower and upper bounds may not be duplicable from other rounded values as shown in table.

Note: Totals may not sum due to independent rounding

Source : <http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/usinventoryreport/US-GHG-Inventory-2015-Chapter-3-Energy.pdf> page 3-61.

Pour le gaz naturel (tableau suivant), les écarts sont moindres, de l'ordre de 60%, mais en valeurs absolues les incertitudes sont encore plus grandes que pour le « système pétrolier », illustrant sans doute le fait qu'il est moins facile de « contenir » un gaz qu'un liquide.

Table 3-49: Tier 2 Quantitative Uncertainty Estimates for CH₄ and Non-energy CO₂ Emissions from Natural Gas Systems (MMT CO₂ Eq. and Percent)

Source	Gas	2013 Emission Estimate (MMT CO ₂ Eq.) ^b	Uncertainty Range Relative to Emission Estimate ^a (MMT CO ₂ Eq.)			
			Lower Bound ^b		Upper Bound ^b	
Natural Gas Systems	CH ₄	159.9	129.5	207.9	-19%	+30%
Natural Gas Systems ^c	CO ₂	37.8	30.6	49.1	-19%	+30%

^a Range of emission estimates predicted by Monte Carlo Simulation for a 95 percent confidence interval.

^b All reported values are rounded after calculation. As a result, lower and upper bounds may not be duplicable from other rounded values as shown in Table 3-45 and Table 3-47.

Source : <http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/usinventoryreport/US-GHG-Inventory-2015-Chapter-3-Energy.pdf> page 3-72.

De nombreuses explications sont données dans le document de l'EPA pour expliquer ces incertitudes²⁴ dont l'hétérogénéité des installations pour l'extraction et la variabilité des facteurs d'émission des différents dispositifs. Depuis quelques années, l'EPA tente d'estimer plus correctement les émissions fugitives sur les lieux d'extraction des hydrocarbures. Pour ce faire, ils ont du revoir de manière substantielle, le nombre de puits, le nombre d'appareils pneumatiques, et tenir compte de l'évolution à la hausse du potentiel de réchauffement planétaire du méthane.

²⁴ « The heterogeneous nature of the petroleum industry makes it difficult to sample facilities that are completely representative of the entire industry. Additionally, highly variable emission rates were measured among many system components, making the calculated average emission rates uncertain. » (EPA 2015, GHG-Invent, p. 3-61.)

Mais ce que je veux faire ressortir ici, c'est que les facteurs d'émissions que l'on trouve pour chacune des activités dans la base de données GHGenius devraient être entachés de grandes incertitudes et que ceux liés aux émanations fugitives aux puits sont sûrement à considérer.

Pourtant, si l'on regarde la documentation de GHGenius version 4.03 (vol 2 p.163), il est inscrit concernant le gaz de schiste « *No information was provided on flaring or venting emissions. These emissions are very low for conventional wells and there is no evidence that the situation is different for shale gas wells* ». Et comme pratiquement toutes les données du modèle pour les hydrocarbures canadiens reposent sur l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), il ne faut pas s'étonner des valeurs d'émissions de GES très basses pour le « projet » de GNL à Bécancour.

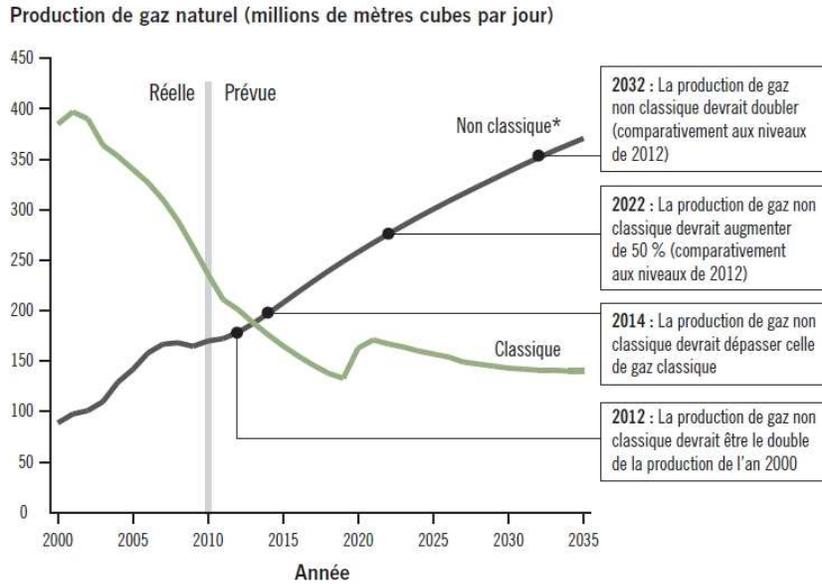
La fracturation et l'empreinte carbone

Sur le forum de discussion « ForumSchiste » le 28 novembre 2012, monsieur Michael Binnion, président actuel de l'APGQ, mentionne que Québec importe son gaz naturel des États-Unis et que 30% peut-être 70% de ce gaz serait issu de la fracturation. Je le cite :

« *Les «Tight gas » et les gaz de schiste ne sont pas différents. La plupart du temps, ils utilisent tous les deux les puits horizontaux et la fracturation en plusieurs étapes. Peu importe l'appellation : Tight Gas, Deep Gas, Shale Gas, Liquid Rich Gas, etc. – plus de 30% (peut-être 70%) du gaz naturel utilise aujourd'hui la fracturation en plusieurs étapes. Aussi, aujourd'hui, le Québec importe le gaz naturel des États-Unis.* »²⁵

On pourrait me reprocher de prendre cette source dans un forum douteux mais d'autres sources confirment la tendance voulant que l'extraction de gaz naturel se fasse de plus en plus par la fracturation ou « fracking ». En ce qui concerne le Canada, la proportion de non-conventionnel pour 2017 pourrait bien être de l'ordre de 60% tel que l'on peut le voir à la figure suivante :

²⁵ Lien à l'époque : www.forumschiste.com/discussion/gaz-schiste-au-quebec-cessons-jouer-lautruche#comment3140



*Le calcul de la production de gaz naturel non classique est fondé sur les prévisions établies par l'Office national de l'énergie en ce qui a trait à la production de gaz de schiste, de gaz de réservoir étanche et de méthane de houille.

Source : Fondé sur les prévisions de production de gaz naturel de l'Office national de l'énergie

Source : http://www.oag-bvg.gc.ca/internet/Francais/parl_cesd_201212_05_f_37714.html#ex6, pièce 5.6

Pour les États-Unis, la part de gaz non-conventionnel serait en 2017 de 70%²⁶. Il m'apparaît donc nécessaire d'évaluer correctement l'empreinte carbone de l'extraction de gaz de schiste par la fracturation hydraulique et non pas se contenter de faire quelques changements à la pièce comme les auteurs de l'étude le font à la section 5.2.3 (voir tableau suivant) en doublant les émissions fugitives. D'ailleurs, il n'est mentionné nulle part de quelles émissions fugitives il était question.

Tableau 5-4 : Analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de gaz naturel – Étape d'acquisition des matières premières et de prétraitement – Parcours des États-Unis

Scénario	éq. CO ₂ (kg/GJ)
Scénario de base du projet (considère que l'approvisionnement en gaz naturel provient de l'Ouest canadien)	7,2
Scénario du projet considérant un approvisionnement en gaz naturel à 100 % des États-Unis	8,9
Scénario du projet considérant un approvisionnement en gaz naturel à 100 % des États-Unis avec le double des émissions fugitives de gaz	10,9

Note : le scénario pour la présente évaluation est en gras.

²⁶ Il suffit ici d'additionner pour l'année 2017, dans le tableau apparaissant ici (http://www.eia.gov/forecasts/aeo/excel/figmt44_data.xls) les valeurs du « shale gas », du « tight gas » et du CBM puis diviser cette somme par le total de gaz estimé qui sera produit en 2017.

Encore les émanations fugitives...

Selon le tableau 5-4 de l'étude d'analyse de cycle de vie présentée à ce BAPE, le gaz naturel canadien émettrait 18% moins de GES que le gaz américain. Sur quelles bases physiques cela pourrait-il se fonder? Je veux bien croire que la proportion de gaz non-conventionnel est peut-être un peu plus basse au Canada mais cela m'apparaît peu convaincant dans un contexte où il faut évaluer l'empreinte carbone d'un gaz extrait par les mêmes compagnies utilisant grosso modo les mêmes technologies et qu'il faut tenter de faire cet exercice sur un horizon de plusieurs décennies. Pourquoi le gaz naturel américain serait-il moins « propre »? Alors qu'ils appliquent un programme de « complétions vertes » et que cela n'est pas encore le cas au Canada?... La question me semble ouverte.

Regardons maintenant l'effet de doublement des émissions fugitives. Il faut d'abord se dire que de doubler de 1 à 2% n'aura pas du tout le même effet que si l'on double de 6 à 12% en termes d'impact sur les émissions massiques de GES. En fait, il est facile de voir que les émissions fugitives comptent pour 2,0 kg/GJ dans le 8,9 de la valeur américaine, soit 22% du total, et que si l'on double la valeur à 4,0 kg/GJ, nous obtenons, toute chose étant égale par ailleurs, la valeur du tableau de 10,9 kg/GJ soit un facteur contributif à hauteur de 37%. On constate donc que le facteur est important mais on ne peut connaître sa valeur par défaut dans la base GHGenius.

Prenons la seule extraction du gaz naturel, sans prétraitement du gaz. Dans l'étude d'Ernst & Young déposée au BAPE concernant l'usine d'engrais IFFCO²⁷, on pose que l'empreinte carbone du gaz naturel américain est de 9,3 kg par GJ, soit une valeur un peu plus grande que celle présentée ici. Mais si l'on consulte l'étude du CIRAIG présentée l'ÉES sur le gaz de schiste en 2013 ²⁸, on note que pour atteindre des valeurs si basses, il faut supposer des puits hautement productifs (plus de 100 millions de m³ pendant leur durée de vie) ayant un taux d'émissions fugitives égal ou inférieur à 0,5% et utiliser de plus un facteur de réchauffement planétaire du méthane de 25. Nous voyons donc ici que nous ne sommes pas dans la situation du pire des cas mais plutôt dans celle du meilleur des cas.

²⁷ Disponible ici : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/engrais_becancour/documents/DA13.pdf

²⁸ Disponible ici http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.23.pdf

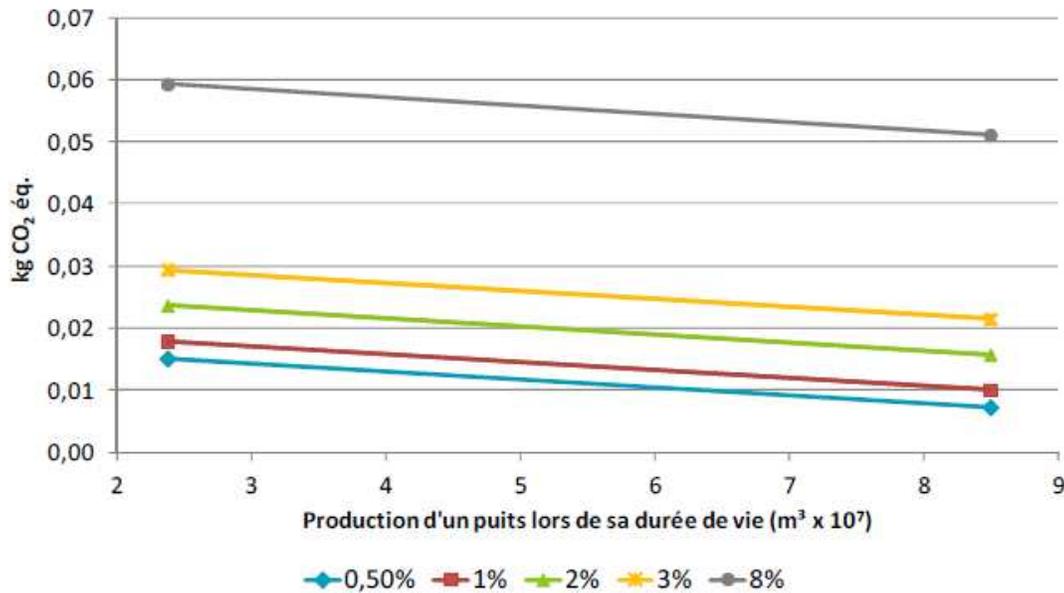


Figure 3-14 : Effet du taux d'émissions fugitives sur le profil environnemental du gaz de schiste québécois –Production de 1 MJ de gaz (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

Source : CIRAIG (2013) ANALYSE DU CYCLE DE VIE ET BILAN DES GAZ À EFFET DE SERRE PROSPECTIFS DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC. Étude accessible via le lien : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.23.pdf

Si l'on prend un puits plus typique de 23 millions de m³ (premiers points du graphique à gauche) nous constatons que l'empreinte carbone passe de 18 à 59 kg d'équivalent CO₂ par GJ, en supposant des taux d'émanations fugitives qui augmentent de 0,5% à 8%.

Mais quel est donc ce taux d'émissions fugitives? Début 2013, Andrew Nikiforuk indiquait dans un court article²⁹ que le gaz de schiste ne pouvait être considéré comme une alternative au charbon. Citant plusieurs chercheurs, l'article montre clairement que les émissions fugitives noircissent le tableau à un point tel que le charbon pourrait paraître propre. Mais ce 8%, est-ce possible? Il semble que si car c'est exactement le chiffre utilisé par un organisme en Colombie-Britannique, le BCSEA, pour tenter d'estimer les émissions de GES réelles de la province³⁰. Soulignons que de nombreux groupes, même internationaux³¹ contestent les déclarations des GES des gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et du Canada, principalement à cause de la sous-estimation des émanations fugitives.

²⁹ <http://thetyee.ca/News/2013/01/10/How-Clean-Is-Shale-Gas/>

³⁰ http://www.bcsea.org/blog/guy-dauncey/2012/02/06/bc%E2%80%99s-natural-gas-strategy-bad-for-climate-weak-on-jobs#_ftn1

³¹ http://climateactiontracker.org/assets/publications/briefing_papers/2013-06-11_Climate_Action_Tracker_briefing_paper_Bonn.pdf

Si l'on examine les dernières études, nous sommes vraiment au-dessus de 1%. Le 14 février dans Science paraissait une étude de seize auteurs provenant de 14 institutions académiques³². Le sous-titre de l'article pourrait se traduire ainsi: « *Les émissions de méthane de l'industrie gazière aux États-Unis et au Canada apparaît plus grande que les évaluations officielles.* » Cette méta-étude rassemble 200 études d'émissions de méthane allant du niveau « device » (le kilo par année) à celui continental (la centaine de mégatonnes par année). Il appert que les émissions à l'échelle continentale sont sous-estimées de 50% et cela probablement parce que les gouvernements ne prennent pas en compte dans leurs bilans les puits abandonnés et les émanations dites « géologiques ». Ramené en pourcentage, le taux moyen d'émissions fugitives de l'industrie du gaz aux États-Unis serait de 5,4%³³.

Comme l'explique Joe Romm dans Climate Change le 19 février dernier, si tel est le cas, le remplacement de centrales au charbon par des centrales au gaz ne se fera pas sentir positivement sur le climat avant 70 ans³⁴. Pour le passage des camions au diesel au gaz naturel, le délai serait encoer plus long : 150 ans. La route bleue est pour longtemps plutôt noire, pourrions-nous dire. Signalons qu'un climatologue australien, Tom Wigley, tenant compte aussi de l'influence des aérosols pour les émissions de charbon, arrive à des résultats similaires³⁵.

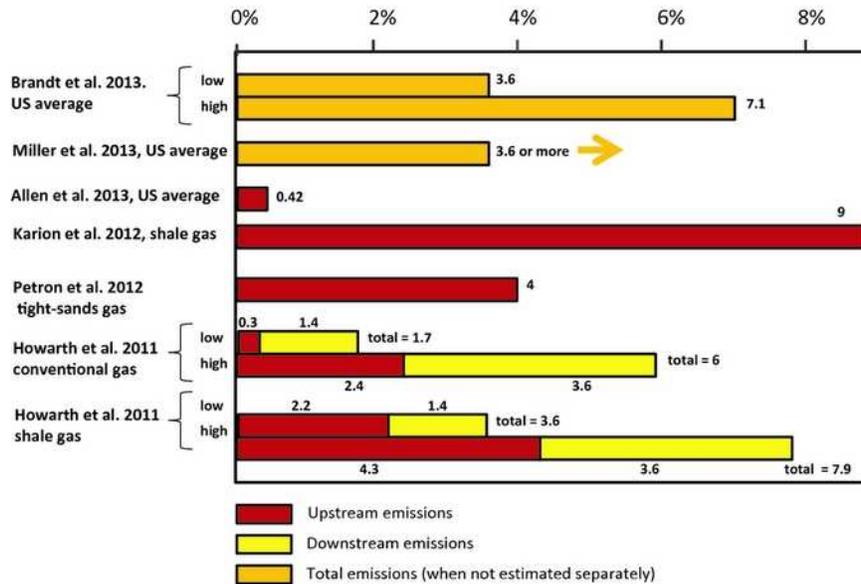
Dans un article de 2014 paru dans Energy Science et Engineering, Robert Howarth revient sur la question de l'impact des émissions fugitives sur l'empreinte carbone du gaz naturel. Examinant la littérature, il recense plusieurs valeurs et les a mises en graphique :

³² Brandt et coll. (2014). Science. [Methane leaks from north american natural gas systems.](http://www.novim.org/images/pdf/ScienceMethane.02.14.14.pdf)
<http://www.novim.org/images/pdf/ScienceMethane.02.14.14.pdf>

³³ Howarth (2014). [A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas.](http://onlinelibrary.wiley.com/enhanced/doi/10.1002/ese3.35?isReportingDone=true)
<http://onlinelibrary.wiley.com/enhanced/doi/10.1002/ese3.35?isReportingDone=true>

³⁴ Romm (2014). <http://thinkprogress.org/climate/2014/02/19/3296831/natural-gas-climate-benefit/#>

³⁵ Wigley (2011). [Coal to gas : the influence of methane leakage.](#) Climatic Change.



Source : Howarth (2014). *A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas*. Lien. <http://onlinelibrary.wiley.com/enhanced/doi/10.1002/ese3.35>

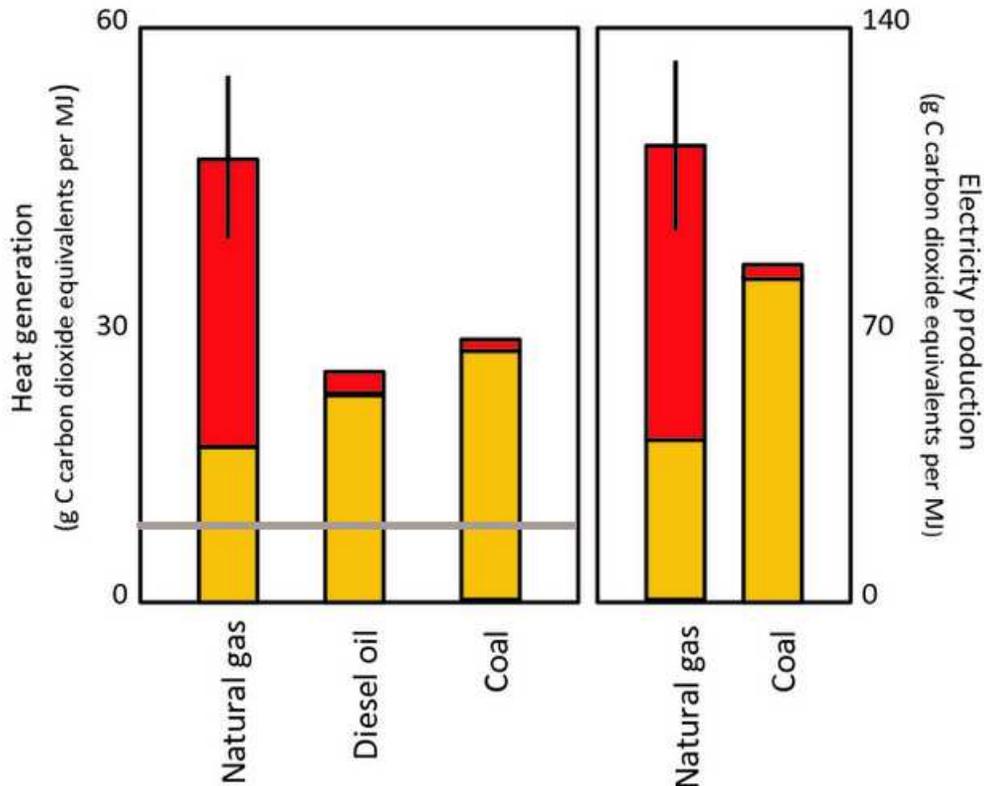
À partir de ce graphique, on pourrait estimer, qu'en moyenne, le taux de fuites de méthane de l'extraction de gaz naturel par fracturation hydraulique serait de 5%; l'extraction d'une tonne de gaz naturel s'accompagnant donc d'émissions de 50 kg de méthane dans l'atmosphère. Mais à combien cela équivaut-il en équivalents CO₂? Pour ce faire, il faut utiliser le PRP du méthane, lequel varie selon l'horizon considéré. Si on utilise un PRP de 25, nous obtenons une tonne d'équivalent CO₂ sur 100 ans mais sur un horizon plus court, ce facteur est supérieur comme on peut le constater dans l'étude de Global Chance de 2008³⁶, certains auteurs utilisant même des PRP du méthane supérieurs à 100.

Le fin mot de l'étude de (S&T)²/SNC-Lavalin

En consultant la littérature, il semble bien qu'un taux de fuite de 5% pour le gaz extrait de manière non-conventionnelle soit une valeur à retenir. Si on revient au graphique du CIRAI, nous obtenons alors 42 kg par GJ et si un horizon de 20 ans est considéré (PRP du méthane de 85), il faut multiplier ce facteur d'émissions par au moins deux encore. À titre comparatif, mentionnons que selon le tableau 4.2 de l'étude de (S&T)², la combustion du GNL produit 52 kg par GJ alors que l'écart entre les deux scénarios (tableau 4.3), considérable selon les auteurs, n'est que de 24 kg par GJ.

³⁶ <http://www.global-chance.org/IMG/pdf/CH4mars2008.pdf>

Suite à une analyse de nombreuses études, et en tenant compte d'un horizon de 20 ans, Howarth conclut à une empreinte carbone pour le gaz naturel non-conventionnel entre 40 et 50 kg par GJ tel que le montre la figure suivante :



Empreinte carbone des différents combustibles en considérant un horizon de 20 ans et un taux de fuites du méthane pour la filière du gaz naturel de 5,4%. Source : Howarth (2014). [A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas](#). Note : La ligne grise à gauche n'a pour but qu'illustrer l'empreinte carbone rapportée et utilisée dans le document DA6.

Deux facteurs sont donc critiques pour déterminer l'empreinte carbone de la filière, la mesure globale des émanations fugitives et l'horizon considéré en termes d'impacts climatiques. Dans le premier cas, on considère que le « break-even point » en faveur du gaz naturel est de 2,8%, qu'importe l'horizon, alors que pour l'horizon temporel, il faut tenir compte du forçage radiatif de nombreux GES et utiliser des modèles climatiques. Un fait est certain, il est plus prudent de tenir compte de la dynamique atmosphérique du méthane, et donc de faire varier son PRP, que de tout ramener à 100 ans sans essayer de tracer le chemin pour s'y rendre.

Pour quelqu'un familier du domaine, ce 7,3 kg par GJ pour le gaz canadien ou ce 8,3 pour le gaz américain, ne tient pas la route et c'est pourquoi j'ai réagi le 10 février dernier en questionnant ces valeurs. Selon le représentant de (S&T)², il existe des bases de données

donnant des valeurs d'émissions plus faibles³⁷; ce qui n'est pas rassurant en fait, mais il mentionne aussi que « *il n'y a pas un facteur d'émission mais il y a des données d'activités et ils calculent quelles sont les émissions qui devraient être.* »³⁸ montrant ici clairement qu'il s'agit de calculs et non pas d'une mesure globale des émissions de GES.

Peut-on se fier à l'étude DA6 sur laquelle repose en grande partie ce projet d'usine de liquéfaction et de port méthanier? Je dirai non car il m'apparaît clairement qu'elle manque de retenue, de clarté et de transparence. Je n'ai pas lu des centaines d'études ACV mais celle présentée est une des pires que j'ai vues.

L'étude SNC-Lavalin et (S&T)² a été menée tambour battant et repose sur l'utilisation de données disparates et dont la cohérence reste à prouver. On pourrait la remplacer par un petit tableau où l'on retrouve les émissions de GES à la combustion.

	Masse (t)	Énergie (GJ)	Intensité GES (tCO ₂ eq/t)	GES (tCO ₂ eq)
GNL	5,00E+05	2,57E+07	2,54	1,27E+06
Mazout léger	5,88E+05	2,57E+07	3,24	1,91E+06
			Différence	6,37E+05

Comme il est question de diesel aussi dans l'étude et qu'il émet moins de GES, on peut facilement arriver au résultat de 600 000 tonnes de réduction, et ce, sans sortir l'artillerie lourde. D'ailleurs, comment partir du plus facile, atteindre le plus complexe, et obtenir le même résultat sinon qu'en jetant de la poudre...

Une transition vers le pire disions-nous...

Les calculs effectués dans l'étude ci-haut mentionnée supposent que 50% du gaz naturel liquéfié produit à Bécancour remplace l'utilisation de certains combustibles fossiles à certains endroits de la planète et qu'ainsi ils n'auraient pas besoin d'être produits et ne seraient donc pas brûlés. Cela me semble tiré par les cheveux. C'est comme si en utilisant du GNL on éliminait du diesel directement, comme si une seule entité, Big Brother dirions-nous, contrôlait l'ensemble des flux des combustibles sur la planète. Sans processus réglementaire et soumis à la seule loi du marché, c'est carrément risible, surtout lorsque l'on

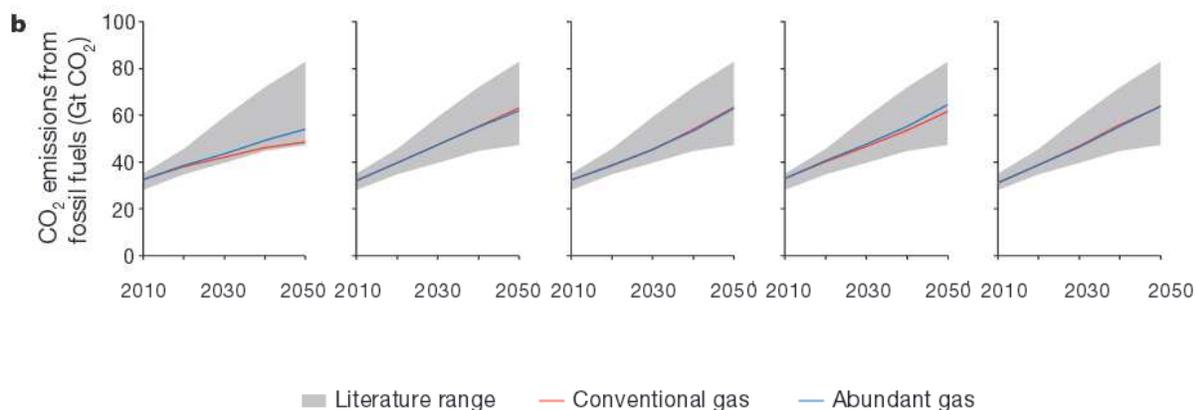
³⁷ « *Oui, nous l'avons comparé à d'autres modèles comme le GREET aux États-Unis qui a simplement des données américaines, et pour la plupart des voies de gaz naturel, GHGenius a des plus hauts chiffres que le modèle américain.* » (DT3, page 57)

³⁸ « *So that does not have an emission factor per say, but it has emissions that have activity data and it calculates what that emission factor should be* » (DT3, page 57).

constate, malgré les cris d'alarme des scientifiques, que la production de chacun des trois principaux combustibles fossiles n'a cessé de croître depuis 1990.

Vu la plus faible teneur en carbone du gaz naturel et des moindres grandes impuretés qu'on y retrouve, plusieurs ont conclu que le gaz naturel devait être le combustible de l'avenir et qu'il devait, logiquement, supplanter les autres. Mais c'est sans tenir compte du paradigme humain ni de toutes les opérations en amont de la combustion de ce gaz naturel. Comme le montre l'article de Howarth cité précédemment la filière du gaz naturel est pire sur le plan environnemental que celle du charbon et du pétrole, à cause du PRP du méthane, mais certains rétorqueront peut-être que cela est simpliste et que cela ne tient pas compte de nombreux facteurs... économiques, par exemple.

Lors de la première partie des audiences, j'ai présenté un article de la revue Nature intitulé « *Limited impact on decadal-scale climate change from increase use of natural gas* »³⁹. Cet étude, provenant de chercheurs américains et européens, couple modèles économiques et modèles climatiques. L'étude montre que l'utilisation à grande échelle de gaz naturel à bon marché n'infléchit pas significativement le réchauffement planétaire. Côté émissions de GES, deux modèles sur 5 fournissent des émissions légèrement moindres que le scénario « business as usual » mais dans tous les cas, aucune baisse des émissions de GES de 2010 à 2050 n'est notée; or il est maintenant connu que nous devons diminuer nos émissions de plus de 40% d'ici 2050 si l'on ne veut pas risquer le basculement climatique⁴⁰.



Source : McJeon et coll. (2014). *Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas*. Figure 2b.

Autre point important : les graphiques illustrant les émissions de GES (en équivalents CO₂ donc) furent effectués avec des taux d'émanations fugitives relativement bas. Avec un taux de fuites de 8%, on passe d'une augmentation du forçage radiatif de 7% à une augmentation

³⁹ Pour une copie de l'article incluant le matériel supplémentaire, suivre ce lien : https://e-nautia.com/clubargon/disk/Partage/Global_Carbon_Cycle/nature13837.pdf

⁴⁰ <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/422780/rapport-du-giec-il-faut-en-finir-avec-les-ges-d-ici-2100>

de 12% entre 2010 et 2050. Vraiment pas de quoi nous inciter à se lancer à pleins gaz sur la route dite bleue...

Mais non seulement la substitution des combustibles n'est pas souhaitable sur le plan scientifique, il faut noter aussi la navigation à vue du promoteur en ce qui a trait à la proportion de gaz exporté.

Usage local ou exportations aux Bermudes?

Dans l'article du Courrier Sud du 18 mars 2014⁴¹, nous lisons que « *SLNGaz évaluera également les occasions d'affaires permettant d'exporter le GNL aux industries présentes dans les Maritimes, le Nunavut, ainsi qu'en Europe et aux États-Unis.* »

Dans l'application pour l'exportation à l'ONÉ (pièce DA7.1), Stolt affirme vouloir exporter « *en Europe, aux États-Unis, dans les Caraïbes et en Amérique du Sud* ». Pour ceux qui douteraient de l'influence du projet de Bécancour sur l'extraction du gaz de schiste, il est noté dans ce même document à la page 7, signé le 28 janvier 2015 par les officiers de Stolt LNGaz, que l'exportation de GNL « *leads to more natural gas wells and production* ».

Lors des audiences, les représentants de Stolt n'ont jamais pu offrir quelques garanties que ce soit sur la proportion de gaz liquéfié qui sera utilisé au Québec. À une question pourtant claire posée par le porte-parole du RVHQ le 9 février dernier (DT1, page 96), Richard Brosseau de Stolt répond : « *Par contre, je l'ai dit tantôt, il est possible qu'au départ, on exporte un peu pour combler la production, parce que le marché québécois, lui, sera pas nécessairement égal à notre capacité de production au départ.* » Puisque la capacité de départ de Stolt est de 500 000 tonnes, saura-t-on, comme dans le projet de l'étude (S&T)² utiliser 310 000 tonnes annuellement au Québec? À cette question, le directeur Brosseau répond que de toute façon cela n'a pas d'importance pour la réduction des GES. « *Dans l'effet global, elles seraient toujours là quand même* »⁴² !

Le président Semotiuk affirme quant à lui, toujours ce 10 février 2015, que quand il a démarré le projet, on parlait beaucoup de mines du Plan Nord mais qu'il lui faudrait

⁴¹ <http://www.lecourriersud.com/Actualites/Economie/2014-03-18/article-3654204/Stolt-LNGaz-a-Becancour%3A-projet-de-632M%24/1>

⁴² PAR LA PRÉSIDENTE: *Donc juste pour résumer votre réponse et faire le lien avec la question de monsieur Tétreault! Donc ce que vous répondez, c'est qu'effectivement, il n'est pas impossible, votre premier plan, c'est de la livraison à l'intérieur du Québec ou dans les provinces rapprochées, mais qu'il n'est pas exclu que vous exportiez une partie. Et dans ce cas-là, les bénéfices de réduction de gaz à effet de serre dont vous parliez plus tôt évidemment ne se réaliseraient pas si c'est exporté hors Québec? Bien enfin, ils se réaliseraient ailleurs qu'au Québec.* PAR M. RICHARD BROSSEAU: *Dans l'effet global, ils seraient toujours là quand même.* (DT1, page 98)

exporter car en exportant on pourra offrir des bas prix aux clients d'ici ⁴³. Je ne sais trop comment interpréter cette affirmation mais lors des audiences, on a appris aussi que le prix du GNL n'est pas fixé par la régie de l'Énergie ⁴⁴ et qu'il serait étonnant, tout calcul fait, que les prix du GNL au Québec soit radicalement différent de celui sur le marché européen ou antillais.

Ce qui ressort de plus stupéfiant dans ce qui nous a été présenté quant au marché domestique, c'est que rien ne semble prêt. Dans la description de projet (page 7-44), il est clairement dit que « *La conversion du mazout au gaz naturel nécessitera des investissements chez chacun des clients qui devront faire des ajustements à leurs équipements (ex. ajout de réservoir de GNL, vaporisateur, changements de brûleurs), ce qui devrait aussi générer des retombées dans l'économie québécoise. Aussi, SLNGaz réalisera un autre investissement majeur en implantant des installations de réception et entreposage de GNL sur la Côte-Nord pour desservir la clientèle (possibilité d'un ou plusieurs terminaux). Les investissements envisagés pour ces installations sont de l'ordre de 130 millions de dollars.* » Bref, d'un côté, on nous dit que l'on desservira les communautés locales qui sont en attente; de l'autre, que rien n'est encore tangible mais qu'en attendant on pourra desservir au-delà de l'Atlantique, ce qui serait en quelque sorte le marché acquis de Stolt. Mais somme toute peut-être ce qui précède ne constitue que la marche usuelle des projets d'une certaine ampleur.

La principale question ici est la suivante, et elle ne s'adresse pas au promoteur : pourquoi tenons-nous un BAPE en 2015 sans que l'on ait une vue d'ensemble de ce projet, pas plus que celle des autres qui sont déjà sur les rails? Car il existe de nombreux projets de liquéfaction de gaz naturel au pays...

Les autres projets de liquéfaction

La Colombie-Britannique est championne à ce chapitre mais le Québec dit présent lui aussi⁴⁵. Outre Énergie-Saguenay, sur les rangs depuis des années déjà et qui a déposé sa demande à l'ONÉ⁴⁶, nous avons eu vent le 30 septembre 2014 d'un projet de Gaz Métro

⁴³ « *So when we started this project, to also be honest, there was a lot of mines that were proposed for Northern Quebec, Plan Nord, Plan Nord II, and so we are in this process where our objective is the domestic market but there is some opportunity in the short term where we can, you know, export possibly some cargos and we will do that to allow the project to be economically viable and also to have low prices for domestic customers, because the more we produce we can sell it at a lower price.* » (DT1, page 116)

⁴⁴ « Mais dans ce cas-ci, si je comprends bien ce que vous venez de me dire, c'est que le gaz naturel liquéfié comme produit, le prix qui est chargé par l'entreprise, par exemple dans ce cas-ci Stolt LNGaz, ne serait pas régi par la Régie dans ce cas-ci, il serait totalement libre, est-ce que c'est bien ça? PAR M. RICHARD SIROIS : Oui, tout à fait. » (DT2, page 86)

⁴⁵ QMI. Les projets de gaz liquéfié se multiplient. 30 septembre 2014. <http://bit.ly/1BTgEqV>

dans lequel le gouvernement a investi⁴⁷. Puis vint celui de Tugliq et Pétrolia, le 19 novembre 2014 ⁴⁸.

Le 3 février 2015, l'ONÉ a même cru bon de réserver une page pour recenser les projets de liquéfaction à petite échelle⁴⁹. On pourrait croire que le gaz naturel liquéfié a le vent dans les voiles mais l'échéance de Paris 2015 (accord multilatéral sur le climat) pourrait faire en sorte d'hypothéquer tout projet mal ficelé utilisant le carbone fossile.

Les ministères au Québec : en arrière du train?

On peut évidemment parler du projet Stolt, l'examiner sous toutes ses coutures et peut-être manquer l'essentiel. Pour un nombre grandissant de citoyens, et en particulier ceux s'intéressant au dossier des hydrocarbures, le gouvernement et ses représentants n'apparaissent plus comme étant en mesure d'agir pour le bien commun. Certains n'hésitent pas à les considérer comme des pantins des grands lobbys ou encore complices de catastrophes comme celle de Lac-Mégantic de juillet 2013. Personnellement, je me trouve surtout surpris de leurs actions et de leurs réactions car je ne les comprends pas. Je prendrai quelques paragraphes pour m'exprimer sur ce point.

Sur la question du gaz de schiste, le représentant du MDDELCC a affirmé que : « *Le gaz à effet de serre n'est pas nécessairement ce qu'on craint le plus (...) c'est la présence et beaucoup plus l'impact sur l'eau potable. Donc c'est pas un effet de gaz à effet de serre directement.* ⁵⁰ Le lendemain, il persiste encore en affirmant : « *On pourrait à la limite dire, le gouvernement pourrait décider ultimement qu'il voudrait pas – si on met dans la balance les impacts positifs qu'on pourrait avoir au niveau des gaz à effet de serre par rapport à la fracturation, par exemple* » (DT3, page 83). Il est effarant ici de constater que le représentant du ministère de l'environnement considère le gaz de schiste comme bon pour les GES. Si lui et d'autres de ses collègues qui ont témoigné lors des audiences sur les enjeux du gaz de schiste pensent pareillement, comment peut-on imaginer que les fonctionnaires et porte-parole des autres ministères, à vocation économique par exemple, puissent penser autrement?

⁴⁶ Pour consulter la documentation déposée sur ce projet à l'Office national de l'Énergie suivre ce lien : <https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll?func=ll&objId=2540639&objAction=browse>

⁴⁷ <http://www.investquebec.com/quebec/fr/salle-de-presse/communiqués/Le-gouvernement-du-Québec-devient-coactionnaire-de-Gaz-Metro-GNL.html>

⁴⁸ <http://www.tugliq.com/fr/presse.html>; <http://radiogaspesie.ca/portfolio/petrolia-et-le-plan-nord/>

⁴⁹ Lien : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/02-03Ing-fra.html>

⁵⁰ PAR M. PIERRE MICHON : « . *Pour répondre à la question, il faut comprendre que les gaz de schiste puis les gaz à effet de serre, c'est pas tout à fait la même problématique. J'aimerais peut-être que la question soit un peu précisée. Le cycle de vie, le gaz à effet de serre n'est pas nécessairement ce qu'on craint le plus – bien, c'est sûr que c'est un impact au niveau des gaz de schiste, mais la problématique au niveau des gaz de schiste, c'est la présence et beaucoup plus l'impact sur l'eau potable. Donc c'est pas un effet de gaz à effet de serre directement.* » (DT2, p. 62)

Sur la question de la transition énergétique via le gaz naturel, la représentante du bureau des changements climatiques affirme l'après-midi du 10 février: « *Je pense que le gaz naturel peut constituer une étape transitoire vers des émissions réduites le plus possible.* »⁵¹. Toutefois, quelques questions plus tard, elle corrige en affirmant « *Mais je veux pas qu'on retienne ça comme étant effectivement une recommandation comme de quoi c'est la transition par laquelle il faut passer. Je pense que c'est pas, je le dis bien, c'est pas une recommandation ou une obligation de passer par le gaz naturel.* » (DT3, page 8)

Sur le suivi des méthaniers sur le fleuve, le représentant de Transport Canada concède que : « *de ce côté-là, on peut pas vraiment en dire plus. Je l'apprends en même temps que vous tous ici ce soir, les résultats d'études préliminaires. Alors on n'a aucun document qui a été soumis pour l'instant. On peut pas commenter encore sur le projet tel quel, en tant que tel, vu qu'on n'a rien qui a été soumis par le promoteur en ce moment.* » (DT3, page 48)

Comme nous pouvons le voir, et cela peut être le fait d'un manque de moyens, nos différents ministères qui pourtant suivent et encadrent une foule d'activités diverses, semblent souvent incapables d'orienter significativement les différentes industries et il semble qu'il en soit de même aussi en ce qui est de protéger l'environnement.

⁵¹ PAR LA PRÉSIDENTE : *Merci. J'aurais une autre question plus générale. Enfin, je sais pas exactement comment vous allez pouvoir répondre à ma question! Pour votre ministère, et plus particulièrement pour l'équipe dont vous faites partie, pour l'équipe de la Direction marché du carbone, l'équipe en matière de changements climatiques, de quelle façon, comment est-ce qu'un projet de liquéfaction de gaz naturel qui a pour objectif disons premier de permettre de desservir certaines régions du Québec non desservies par le gaz naturel, comment est-ce que votre direction voit un projet de cette nature-là?*

PAR Mme DIANE GAGNON : *OK. L'objectif du ministère est toujours de réduire les émissions de gaz à effet de serre, puisqu'on a une cible de réduction en 2020 qui est de vingt pour cent (20 %) sur 1990. Alors toute activité qui permet de réduire les émissions est, pour nous, une façon d'atteindre notre objectif. Alors le remplacement par d'autres combustibles qui serait, dans ce cas-là, du gaz naturel, peut être le bienvenu dans certaines situations. Mais c'est sûr que ça peut être aussi une étape vers d'autres types de combustibles éventuellement qui seront encore moins émetteurs que le gaz naturel. Je pense que le gaz naturel peut constituer une étape transitoire vers des émissions réduites le plus possible.* (DT2, page 56)

Principaux constats et conclusion

L'usine de liquéfaction a pour raison d'être de liquéfier du gaz naturel afin de pouvoir le transporter sur des longues distances mais qu'importe son utilisation, son mode d'extraction, le gaz naturel est un gaz explosif qui bon an mal an cause un grand nombre de victimes. Ainsi, le 30 janvier 2015, une explosion de gaz dans une maternité de Mexico a causé 3 morts et 73 blessés, en plus de souffler la moitié de l'édifice⁵². La cause : une fuite lors du remplissage...

Mais l'obsession de la sécurité chez nos sociétés opulentes et l'efficacité technologique grandissante font en sorte que la sécurité ne peut être ici le véritable enjeu. Non, c'est la quantité d'énergie que nous consommons et la densité volumique de nos sources énergétiques qui fixent le cadre de la vie de la plupart d'entre nous; et à ce titre, nous pourrions voir d'un bon œil la venue d'une nouvelle filière énergétique comme celle du GNL. (D'ailleurs, la plupart adhèrent à ce schème de pensée.) Reste que le gaz naturel est principalement tiré du sous-sol, fossile donc, et contribue lorsqu'on le brûle, à l'effet de serre et à l'acidification des mers, et si ce gaz s'échappe de notre quincaillerie, il peut bousiller l'ensemble de nos efforts que nous menons pour lutter contre les changements climatiques. Je vois donc ce gaz « naturel » souterrain, non pas comme un outil pour pourvoir à nos besoins, pour se développer, mais comme une boîte de Pandore qu'il nous faut craindre comme la peste car mortel.

Des scientifiques aussi sérieux qu'Hubert Reeves sont pessimistes en ce qui concerne l'être humain. Sans évoquer une disparition complète, quelques décennies pourraient selon lui suffire à ce que l'on voit une chute drastique de la population humaine⁵³. Il est généralement admis dans la communauté scientifique que la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère est déjà trop grande⁵⁴ et qu'elle devrait être ramenée rapidement, compte tenu de la présence des autres gaz à effet de serre, à un taux de 350 ppm, et ce, afin de prévenir des boucles de rétroaction positives (fonte du pergélisol, libération océanique des hydrates du méthane, etc.) Cela explique pourquoi le gaz naturel, constitué principalement de méthane, est le premier pointé du doigt car pouvant, plus rapidement que le CO₂, précipiter le réchauffement de la planète⁵⁵.

Pour en revenir au projet Stolt, l'usine, avec sa capacité d'une mégatonne annuellement, consommera 1,33 milliard de mètres cubes de gaz naturel par an et supplantera ainsi

⁵² Lien : <http://www.cbc.ca/news/world/mexico-children-s-hospital-wrecked-by-gas-blast-killing-3-1.2936157>

⁵³ « Dans peu de temps, notre espèce pourrait vivre dans des conditions très atroces ». <http://www.youtube.com/watch?v=qb0WkKrz0Co>

⁵⁴ Présentement, la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère est de 400 ppm.

⁵⁵ Afin de saisir l'ampleur du problème, j'invite le lecteur à écouter cette conférence du « Arctic Emergency Methane Group » donnée le 5 décembre 2014 à Lima dans le cadre de la 20^e Conférence annuelle de la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques: <https://www.youtube.com/watch?v=QQkNxuQ0DoI>

l'usine d'engrais IFFCO comme plus grand client de Gaz Métro. Si l'on utilise les données de consommation actuelle du Québec, l'usine Stolt représente 23% de la consommation totale du Québec et 39% de la consommation industrielle.

En 50 ans, elle aura dépensé plus de 15 G\$ de gaz naturel et aura permis la libération dans l'atmosphère (en prenant une empreinte carbone de 50 kg/GJ en amont, pour l'extraction, et une même quantité en aval de 50 kg/GJ, la combustion essentiellement) d'environ 270 Mt de CO₂. Le promoteur fait valoir de grandes réductions de GES si nous utilisons le gaz naturel au lieu du mazout et autre combustible polluant. Le hic, c'est qu'il n'y a pas de combustible plus émetteur de GES que le gaz naturel qui transitera dans les gazoducs nord-américains, et cela, le promoteur ne peut le voir, occupé à nous enchanter et à nous faire voir les merveilles du projet. Au lieu de réductions possibles, je n'ose dire imaginaires, de GES, nous concrétisons par ce projet des émissions de GES correspondant à plus de 3 fois les émissions annuelles du Québec, tous secteurs confondus⁵⁶. Certes, il peut survenir des réductions de GES mais cela ne sera probablement pas causé par la construction de cette usine de liquéfaction.

De par les émissions de gaz à effet de serre qui lui sont associées, en amont comme en aval, je conclus que la construction de cette usine ne devrait pas avoir lieu, du moins, et je garde ma formule habituelle, « tant que la concentration de CO₂ dans l'atmosphère n'est pas revenue à une valeur proche de 350 ppm, et tant qu'une méthode éprouvée de séquestration du carbone permettant de maintenir sous terre les GES pour des siècles ne soit préalablement mise en application à grande échelle ».

Et pour ceux qui doutent encore de l'importance de réduire notre consommation d'énergie fossile, je porte à votre attention un article du journal Le Nouvelliste du 6 décembre 2015 et titré « Adieu l'hiver! »⁵⁷. Le directeur du consortium Ouranos y affirme : « *Perdre l'hiver au Québec, c'est changer toute la dynamique climatique qui influence l'environnement naturel. Il faut réaliser que tout notre environnement bâti, toute notre économie sont conçus en fonction du climat actuel.* » Et aucunement en fonction de la montée des océans, serais-je tenté d'ajouter!

Marc Brullemans, biophysicien
Trois-Rivières, Québec, ce 5 mars 2015

FIN DU MÉMOIRE

⁵⁶ Inventaire 1990-2011. http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2011/Inventaire_1990-2011.pdf

⁵⁷ L'article se trouve sur le site de Cyberpresse sous un autre titre mais avec le contenu inchangé. <http://www.lapresse.ca/actualites/environnement/201412/05/01-4825780-le-sud-du-quebec-pourrait-connaître-un-climat-semblable-a-celui-de-la-pennsylvanie.php>