

# Mémoire sur le projet d'usine de liquéfaction de gaz à Saguenay

Déposé au BAPE, le 22 octobre 2020

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 et de leur utilisation (usine d'engrais et autres) en mettant toujours en relief la question climatique via l'empreinte carbone. En 2018, il joint GroupMobilisation, promoteur de la déclaration citoyenne universelle d'urgence climatique. Il est membre depuis 2011 du Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste et des enjeux énergétiques du Québec.

## Abréviations :

AIE :	Agence internationale de l'énergie
BAPE :	bureau d'audiences publiques en environnement
ÉES :	évaluation environnementale stratégique
éq. CO <sub>2</sub> :	équivalent en dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )
EEI :	« Earth Energy Imbalance » ou « Déséquilibre énergétique terrestre »
GES :	gaz à effet de serre
GJ :	gigajoule (1 milliard de joules)
Gm <sup>3</sup> :	gigamètre cube (1 milliard de mètres cubes)
GNL :	gaz naturel liquéfié
kpc :	millier de pieds cubes. (correspond à 1,02 MBTU environ)
kt :	kilotonne (1000 tonnes)
Mt :	mégatonne ou million de tonnes (1 000 000 tonnes)
ONÉ :	Office national de l'énergie
PIB :	produit intérieur brut
ppm :	partie par million
PRP :	potentiel de réchauffement planétaire (par rapport au CO <sub>2</sub> ), parfois PRG
tep :	tonne d'équivalent pétrole (pris souvent égal à 41,87 GJ)
tm :	tonne métrique (1000 kg)

## Résumé du mémoire

Depuis la diffusion à grande échelle sur le continent des procédés de fracturation, depuis 2008 environ, la donne énergétique sur le continent s'en est trouvée fort modifiée. Les États-Unis sont ainsi devenus les premiers producteurs mondiaux de gaz et de pétrole, alors que le Canada, qui voyait sa production gazière conventionnelle fondre petit à petit, a pu augmenter la sienne grâce à la fracturation. Aujourd'hui, plus de 80% des puits forés au Canada et aux États-Unis sont « fracturés » et cette proportion demeure en hausse.

Il s'en est suivi une baisse des prix sur le marché et des surplus de gaz susceptibles d'être exportés. Mais comme le Canada et les États-Unis se retrouvent dans une situation similaire, une course à la liquéfaction afin ainsi d'atteindre des marchés hors du continent s'est amorcée. Aux États-Unis, six terminaux exportent déjà du GNL (capacité de 65 millions de tonnes par an) tandis que le Canada n'en exporte pas encore. À l'échelle mondiale, c'est 360 millions de tonnes de GNL qui furent transportées par méthaniers en 2019.

Le projet Énergie-Saguenay et Gazoduc en est toutefois un de classe majeure. S'il se réalisait, c'est 3,0% du GNL produit sur la planète qui serait fabriqué au Québec. Et pour promouvoir le projet, Gazoduc et GNL Québec utilisent l'argument de la réduction des GES par l'utilisation du gaz au lieu du charbon. Or, cela ne tient que si deux conditions sont remplies : 1) le gaz naturel émet moins de GES que le charbon sur l'ensemble de son cycle de vie et 2) le gaz naturel déplace véritablement le charbon sur les marchés. Or, des études récentes montrent que le taux de fuite global de la filière se situe entre 2 et 4%, un taux trop important pour prétendre que le gaz naturel émet moins de GES que le charbon. Cette première condition n'étant pas remplie, le projet n'a donc pas de raison d'être. Aussi, si l'on examine les points d'importation du GNL et que l'on collige les données de consommation de charbon et de gaz naturel par pays, nous constatons que le GNL ne se substitue que rarement au charbon : il s'ajoute à l'offre d'hydrocarbures. Pire, le GNL pourrait entrer en concurrence avec l'éolien et le solaire, retardant leur essor.

Cette utilisation de gaz naturel et de charbon, sans oublier celle du pétrole, fait en sorte que les émissions globales de CO<sub>2</sub> ne se stabilisent pas mais augmentent. S'ensuit une hausse du CO<sub>2</sub> atmosphérique et pour le méthane, principal constituant du gaz naturel, la situation se révèle aussi problématique puisque, après une courte accalmie entre 1998 et 2007, la concentration de méthane atmosphérique est repartie à la hausse. Selon plusieurs études, cette hausse serait due en bonne partie au boom des extractions d'hydrocarbures fossiles par les procédés non-conventionnels.

Compte tenu du trop grand risque qu'occasionne une température planétaire supérieure de deux degrés à celle du 19<sup>e</sup> siècle, nous croyons qu'il faut suspendre tout projet impliquant une énergie fossile, et cela inclut le gazoduc et l'usine de liquéfaction de Saguenay. Voilà des décennies que les scientifiques appellent à un abandon progressif des énergies fossiles et voici l'heure d'agir sachant que tout retard sera lourd de conséquences.

## Le projet

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

*Le projet Énergie Saguenay développé depuis 2014 par l'initiateur GNL Québec consiste à construire un complexe industriel de liquéfaction de gaz naturel qui serait implanté sur le site de Port Saguenay dans le but d'exporter 11 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié (GNL) par an de manière économique et sécuritaire sur les marchés mondiaux, à partir de sources d'approvisionnement de l'Ouest canadien. Le projet comprend des équipements de liquéfaction, d'entreposage ainsi que des infrastructures maritimes. Le projet repose sur un investissement privé évalué à 9 milliards de dollars et devrait être opérationnel en 2025.*

*Pendant la période de construction, qui s'échelonnerait sur 4 ans, le projet devrait générer 6000 emplois directs et indirects, dont 4 000 emplois directs en période de pointe, de même que 1350 emplois directs et indirects en période d'opération, dont entre 250 et 300 emplois permanents répartis entre les opérations du complexe et les bureaux administratifs du siège social de Saguenay.*

*Selon l'initiateur, en plus de générer des retombées économiques estimées à plusieurs centaines de millions de dollars au Québec à court, moyen et long terme, le projet vise également à soutenir les efforts de lutte aux changements climatiques en Europe, en Asie et ailleurs dans le monde, en offrant une énergie qui substituerait en grande partie d'autres énergies plus polluantes, telles que le charbon et le mazout.*

Ce projet de liquéfaction n'est pas le seul ayant eu cours au Québec. Rappelons-nous le projet Stolt à Bécancour dont voici le résumé, accessible 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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> 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.*

Les projets étant similaires, je pourrais faire un copier-coller du mémoire déposé alors au BAPE, reprenant, point par point, les mêmes arguments et changeant quelques chiffres par-ci par-là. Ainsi, pour Bécancour, nous avons une consommation à l'usine de 1,33 Gm<sup>3</sup> de gaz par an alors que maintenant il est question de 14,6 Gm<sup>3</sup>, soit 11 fois plus exactement. La demande en hydro-électricité de Stolt était de 50 MW (rapport 315, page 7) alors que dans le projet Énergie-Saguenay, c'est, vous le devinez peut-être, 550 MW (PR1.1, page 19).

Comme quoi le projet Énergie Saguenay du promoteur GNL Québec n'a rien de révolutionnaire et que les promoteurs et leurs consultants utilisent la même règle de trois.

Rappelons-nous la justification du projet de liquéfaction de Bécancour. À la page 7-23 de l'étude d'impact de juin 2014 de SNC-Lavalin, il était 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 CO<sub>2</sub>eq 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 CO<sub>2</sub> eq/an à l'échelle de la province. ».

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) »

Une autre règle de trois? 11 fois la réduction de 1,2 Mt donne 13,2 Mt. Si l'on imagine que le gaz naturel dans le présent projet se substitue au charbon et non pas au mazout, nous avons  $13,2 \text{ Mt} \times 42\% / 31\% = 17,9 \text{ Mt}$ . Avec une annonce de réduction au niveau mondial de 28 Mt, le promoteur GNL Québec donne dans la surenchère, comme nous le verrons dans ce mémoire.

## Historique et contexte du projet

Pour la plupart, le projet d'usine de liquéfaction de Saguenay peut sembler émaner de nulle part. Il n'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. À ce jour, le Canada compte 18 projets (<https://bit.ly/37padQO>) tandis qu'on en dénombre 19 aux États-Unis (<https://bit.ly/3jaYCqY>), plusieurs réalisés et tous bien avancés.

En 2016, l'agence américaine de l'énergie (EIA) fait le constat suivant : « Avec le déclin des exportations de gaz naturel vers les États-Unis, les exportations de GNL sont attendues comme le principal "moteur" de l'augmentation de production de gaz naturel au Canada. » (<https://bit.ly/2TExlsY>) et comme le Canada est un état historiquement « extractiviste », il était clair que le bras de fer entre le Canada et les États-Unis était lancé.

Mais un autre lapin n'a pas raté son départ. L'Australie est maintenant à l'échelle internationale le chef de file, avec dix (10) usines de liquéfaction opérationnelles (<https://bit.ly/2TbFrTt>) et autant de projets d'usine; du moins, était-ce le cas avant la pandémie COVID-19.

Si l'on revient à Saguenay, le 19 juin 2014, nous lisons dans le premier communiqué de presse de l'entreprise (<https://bit.ly/3dMnsd>) :

« Au moment où plusieurs entreprises internationales planifient des projets similaires sur la côte Ouest du Canada et des États-Unis, LNG Québec est convaincue que le Saguenay est l'endroit idéal pour l'exportation de GNL vers les marchés mondiaux. »

Il y a 6 ans déjà. Une éternité en quelque sorte...

Il s'en est suivi des tonnes d'articles, des conférences, des réunions, des manifestations, et l'on parlait déjà à cette époque du réchauffement climatique, comme en fait foi un extrait d'une de mes conférences à la droite:

Pour se fixer les idées, voici tout de même quelques jalons ou dates qui m'apparaissent importantes :

- 2013 – Promoteurs et élus travaillent dans l'ombre au projet
- 2013.10.03 – Fin officielle du projet Grande Anse (importation GNL)
- 2014.04.23 – Fuite du projet à Radio-Canada
- 2014.04.24 – Acte de constitution de GNL Québec (GNLQ)
- 2014.06.19 – Article J. des Affaires - Présentation de GNLQ à Ville de Saguenay
- 2014.11.04 – Demande de permis d'exportation à l'ONÉ
- 2014.11.29 – Résolution d'opposition au projet de Boréalisation
- 2015.11.16 – Avis de projet de GNLQ à l'ACÉE
- 2018.02.13 – Première présentation du CIRAIG à GNLQ
- 2018.11.02 – La Coalition Fjord voit le jour.
- 2018.11.19 – Avis de projet de Gazoduq au MELCC
- 2019.01.29 – Analyse de cycle de vie du CIRAIG
- 2019.02.15 – Étude d'impact de WSP pour GNLQ
- 2020.09.21 – Début de l'audience publique (première partie)

Le réchauffement de la planète est tout près d'atteindre son point de bascule. Il faut agir, et vite, a soutenu le premier ministre Philippe Couillard, vendredi, en livrant une allocution aux accents alarmistes devant les participants réunis à la conférence internationale Arctic Circle.»

«Nous sommes à la veille de points de bascule», a prévenu le premier ministre. «Ce n'est pas la première fois que le climat se réchauffe sous nos latitudes. Sauf qu'il le fait des centaines de fois plus vite qu'à d'autres époques», a-t-il commenté, en ajoutant qu'il était devenu «impératif» que tous les pays joignent leurs efforts

LA  
PRESSE



16 oct. 2015

## Les (sacrées) émissions fugitives

“Thus, using **natural gas instead of other fossil fuels** produces a climate benefit as long as the methane emissions along the full supply chain, as a percentage of the methane in the natural gas produced, are **less than 1%** (for transportation uses) to **less than 3%** (for electricity generation). (<https://bit.ly/3dlyOBk>, page 94)

Ce texte ne provient pas d'un obscur blogue mais d'un rapport d'une académie (The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas) intitulé *Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas*. Pourquoi alors le promoteur, s'appuyant sur son analyse de cycle de vie, avance-t-il alors (PR3.2 Annexe 2, page 82) ce qui suit?

« Les conclusions pour la substitution nette du charbon pour la génération d'électricité, en Europe ou en Asie, ont peu de chances d'être inversées puisque les émissions devront atteindre plus de 15%. »

Dans la littérature, on retrouve d'autres seuils d'inversion, entre 3 et 10% généralement, mais il faut bien garder en tête que si l'empreinte carbone du GNL se rapproche trop de celle du charbon, personne ne voudra effectuer la substitution car le charbon est en général plus économique. Une étude de Coleman et coll. de 2015 (<https://bit.ly/34fxR05>) montre que seuls la Chine, l'Inde et Taiwan seraient susceptibles d'acheter du GNL canadien si le but véritable est de réduire les GES à l'échelle mondiale.

Ce qu'il faut comprendre aussi avec ces seuils, c'est qu'ils peuvent être fixés à différents horizons, 0, 20, 50, 100 ans ou plus. À 100 ans, il devient clair qu'il faudrait un taux de fuite de méthane plus important pour inverser l'avantage du gaz naturel mais sur un horizon court, moins de 20 ans, ces seuils de 1% et 3% mentionnés par l'académie texane se révèlent justes.

Cette question des émissions fugitives est centrale dans le présent débat (usine de GNL au Saguenay) mais également pour la filière du gaz naturel en son entier. Le président de l'Agence Internationale de l'Énergie, Fatih Birol, affirmait il y a un peu plus d'un an que;

“When you look at the future, the Achilles heel of the gas industry is the methane emissions,” executive director of the International Energy Agency, Fatih Birol, said at an American Petroleum Institute forum in September.” <https://cnb.cx/2XEEWTh>

Pour comprendre l'importance des fuites fugitives de méthane dans la filière du gaz naturel, il suffit de les comparer aux émissions du CO<sub>2</sub> lors de la combustion du gaz naturel.

Prenons 1100 m<sup>3</sup> de méthane qui génère en brûlant 2,1 tonnes de CO<sub>2</sub>  
 (1 tonne GNL = 1340 m<sup>3</sup>)

Fuites (Volume)	tonne CH <sub>4</sub> (0,8 kg/m <sup>3</sup> )	tonne CH <sub>4</sub> (éq CO <sub>2</sub> )	tonne CO <sub>2</sub> (combustion)	% fuite / % combustion
1%	0,0088	0,317	2,08	15%
2%	0,0176	0,634	2,06	31%
3%	0,0264	0,950	2,04	47%
4%	0,0352	1,27	2,02	63%
5%	0,0440	1,58	2,00	79%
...				
10%	0,088	3,17	1,89	170%

Horizon: 100 ans PRP = 36

- M. Brullemans (2018)

(figure tirée d'une conférence donnée à l'UQAM le 1 mai 2019)

Comme nous le voyons ici, chaque % de perte de méthane supplémentaire correspond grosso modo à 16% des émissions lors de la combustion. C'est pourquoi, il suffit de quelques % de fuite pour que les avantages à la combustion du gaz naturel par rapport à d'autres combustibles, comme le mazout ou le charbon, disparaissent. À 3%, les fuites de méthane équivalent, sur un horizon de 100 ans, à la moitié des GES habituellement associés au gaz naturel. Si nous utilisons, un horizon de 50 ans ou 20 ans, il suffit évidemment d'un plus petit taux de fuite pour avoir le même effet.

Pour les émissions fugitives mesurées ça et là, nous noterons quelques études récentes et cette mappemonde (figure suivante) tirée de mesures d'émissions de méthane fossile obtenue par voie satellitaire par la compagnie Kayrros (<https://bit.ly/2Temhw1>). On y reconnaît les champs gaziers en activité de même que certains gros gazoducs intercontinentaux. Notons qu'il s'agit ici de données tout à fait nouvelles.



CH4 is 84x more potent than CO2, much higher warming potential, albeit lower lifetime.

How will AI & satellite detection impact industry, regulation & ESG investment decisions?

"Energy sector's CH4 leaks rise despite green plans: @Kayrros" | [reut.rs/36ZQyH8](https://reut.rs/36ZQyH8) @antoine\_half

Traduire le Tweet

2:07 PM · 16 oct. 2020 · Twitter for iPhone

2 Retweets 2 J'aime

🗨️ 2 🍷 2 📤

👤 Tweetez votre réponse.

Comme le disait le président de Chevron Corporation, Mike Wirth le 27 septembre 2019, bientôt, on ne pourra plus se cacher...

*"Very soon nobody is going to be able to hide from methane leakage" because of satellites and other detection technologies.* (<https://bit.ly/2Oov5yp>)

Et nous pourrions déterminer avec plus d'exactitude les taux d'émissions fugitives et mieux estimer l'empreinte carbone des différentes filières, comme celle du GNL canadien, car malgré quelques bonnes études, les données manquent souvent, comme ici (Kosumu et coll., 2018, <https://bit.ly/3kl0rTo>), celles du taux d'émissions fugitives en aval, après la liquéfaction.

Rystad Energy déplorait en 2019 des pertes inconsidérées de méthane dans deux des plus importants champs d'hydrocarbures des États-Unis, le Permien et le Bakken. Dans leur communiqué de presse (<https://bit.ly/3o6snwI>), il est mentionné :

*The largest operators in the Permian Basin flared (and vented) on average 5.1% of operated gross gas production in the fourth quarter of 2018 and the first quarter of 2019.*

Howarth (2019), à partir de bilans méthane (masses émises par diverses sources) et le rapport isotopique du carbone du méthane atmosphérique, à la baisse depuis 2009, arrive à la conclusion, pour la filière du gaz de schiste, que :

*"This estimate of 3.5% (based on global change in the 13C content of methane) represents full life-cycle emissions, including those from the gas well site, transportation, processing, storage systems, and final distribution to customers. »* (<https://doi.org/10.5194/bg-16-3033-2019>)

Lors d'une conférence donnée à Cornell University le 1 mars 2019 (<https://bit.ly/3kkScaa>), Howarth scindait le taux de fuite, qu'il estimait alors à 4,1%, en deux taux de fuite, en amont

et en aval de 1,6% et 2,5% respectivement. Si l'on ramène cette proportion amont-aval au taux global publié (3,5%) dans Biogeosciences, nous obtenons 1,4 et 2,1%, les valeurs en aval étant légèrement plus élevées que celles en amont. Un article récent de Weller et coll. (2020) va en ce sens (<https://doi.org/10.1021/acs.est.0c00437>), de même qu'un article de Plant et coll. de 2019 (<https://doi.org/10.1029/2019GL082635>) dans lequel nous pouvons lire :

« Our estimate of all NG emissions in these five cities alone is more than the national estimates for local distribution. »

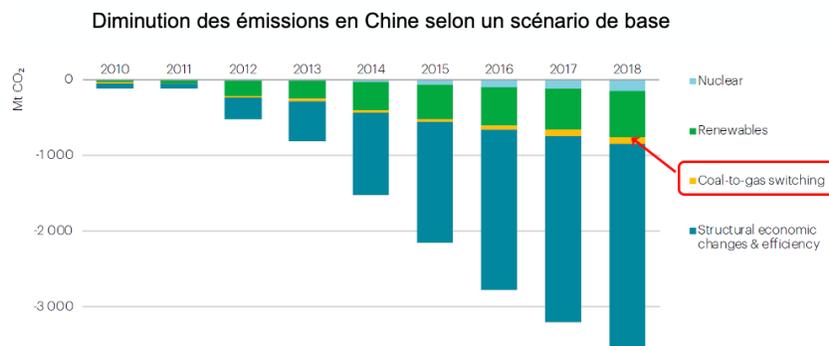
indiquant une fois de plus que les inventaires nationaux (américains, canadiens ou australiens) ne sont pas à la bonne hauteur. Ne pouvant ici, décliner toutes les études sur la question, j'en arrive tout de même à conclure que les taux de fuite global de la filière du gaz naturel se situe entre 2 et 4% tandis que celle du GNL pourrait être entre 2 et 5%.

## La substitution du charbon

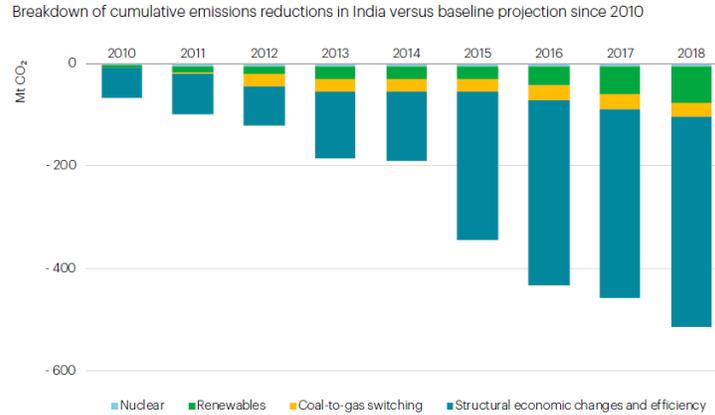
En DA1, document déposé par WSP Canada, page 8, on lit :

« L'AIE estime que le remplacement d'énergies plus polluantes par du gaz naturel contribue entre 8 à 17% à la solution globale pour limiter le réchauffement à 1.5 degré Celsius, quand les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique contribuent à 69%. »

Dans un rapport de 2019, intitulé The Role of Gas in Today's Transitions, la même AIE montre ce qu'il en est depuis une décennie, en ce qui concerne la décarbonation via le gaz naturel. À la page 73 de leur rapport, ce graphique :



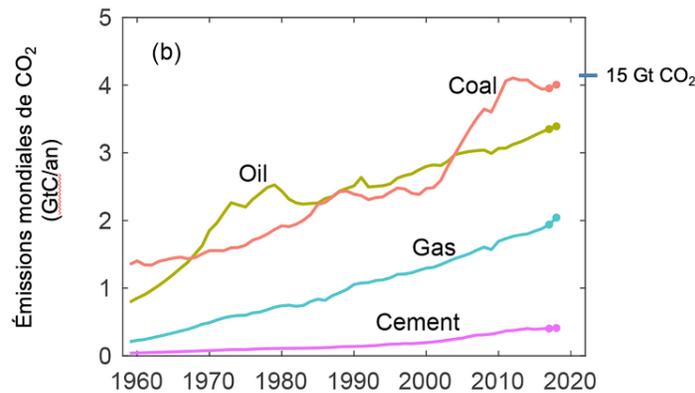
où l'on constate, que par rapport au scénario de base de 2010 de l'AIE, la Chine progresse dans ses efforts de réductions de GES mais que la substitution du charbon par le gaz n'est en fait que la moins importante des quatre solutions, la plus importante étant la mise en application de meilleurs schèmes économiques. Pour l'Inde, page 94 du même document, la situation est similaire et ce pays constitue probablement le pays importateur le plus « naturel » pour le GNL produit à Saguenay.



Lorsqu'on arrête de se gargariser des prévisions des grandes agences sur le taux de croissance du GNL ou de quoi que ce soit, et que l'on regarde les faits bruts de la dernière décennie, ici tirés du rapport Statistical Review of World Energy de BP (2019, <https://on.bp.com/2WJKlva>), nous arrivons rapidement à la conclusion que la substitution du charbon ou du pétrole par le gaz demeure négligeable sur le plan mondial.

Variations de la consommation d'hydrocarbures 2008-2018 (11 ans)				
Région	Gaz naturel (Mtep)	Pétrole (Mtep)	Charbon (Mtep)	Substitution
Amérique du Nord	+210	+8	-233	OUI
EUROPE	-66	-75	-84	NON
ASIE-PACIFIQUE	+277	+445	+580	NON
MONDE	+730	+519	+269	NON

Règle générale, c'est l'additionnalité qui s'applique. D'ailleurs, si l'on regarde les émissions de CO<sub>2</sub> depuis 60 ans dues aux énergies fossiles, difficile de voir une substitution à bilan nul.



Graphique tiré de Le Quéré et coll. (2020). <https://doi.org/10.5194/essd-11-1783-2019>

On pourrait me rétorquer qu'aux États-Unis, la substitution, ça marche. En effet, il faut noter une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> depuis 2007 mais comme le montre l'étude de Feng et coll. (<https://go.nature.com/3dMv9CA>), la substitution du charbon pour le gaz naturel compterait pour un tiers de l'effet, la grosse partie de la réduction étant due à la crise économique. Un rapport récent de l'EPA (<https://bit.ly/35oAFYe>), tableau ES-7, semble confirmer cette tendance. La crise financière de 2009 laisse encore des traces sur les émissions de GES de 2018...

Il faut aussi tenir compte de la vitesse à laquelle on peut substituer les centrales au charbon par de nouvelles au gaz naturel. En juillet 2020, on comptait 6623 centrales au charbon en activité (<https://bit.ly/34j1Cgy>). Plusieurs études, dont celle de Larson en 2013 (<https://bit.ly/2HbTQs6>), montrent qu'il faudrait les substituer au rythme d'au moins 5% par an pour avoir un impact avant 2070 sur le climat. Cela équivaut à la construction d'une centrale au gaz par jour...

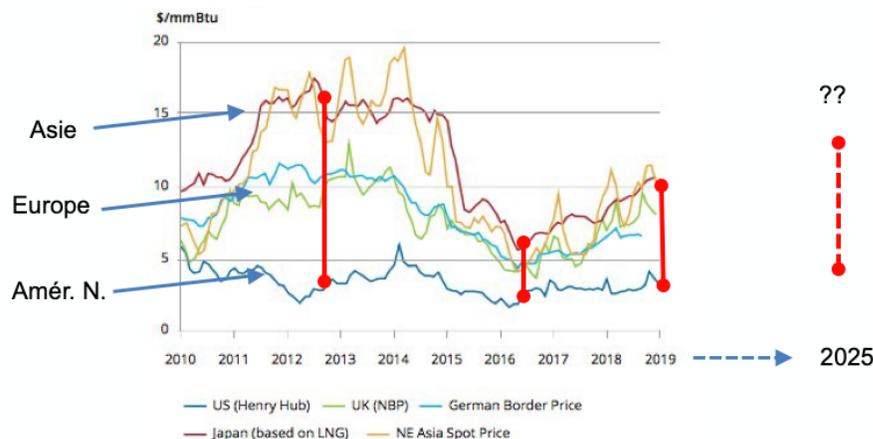
Aussi, tel que l'indiquait déjà Shearer et coll. en 2014, il faut se garder de faire ombrage aux filières énergétiques sobres en carbone :

« Yet our study and others suggest that increased use of gas may not lead to substantial reductions in GHG emissions where gas competes with renewables in the energy market. On the other hand, the effect of more abundant gas supply on GHG emissions is so small that the quantity of methane leaked may ultimately determine whether the overall effect is to slightly reduce or actually increase cumulative emissions. »

(<http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/9/9/09400>)

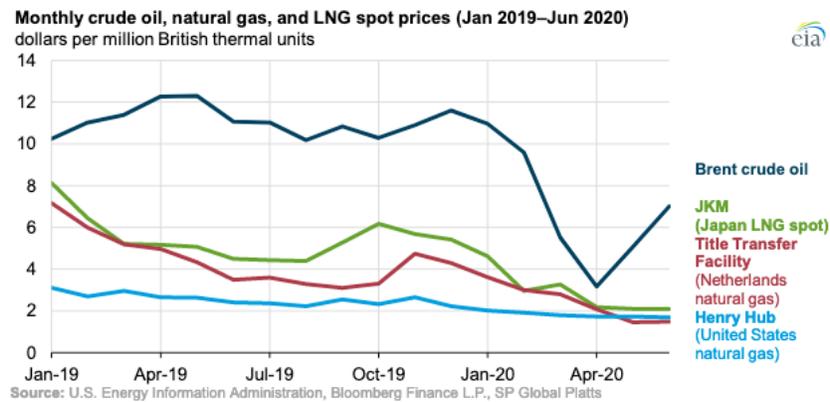
## La variabilité du prix du gaz naturel sur les marchés

Sur 10 ans, le prix du gaz naturel sur les marchés internationaux a varié beaucoup comme en fait foi la figure suivante, sauf peut-être en Amérique du Nord où il est demeuré bas, ce qui n'était toutefois pas le cas la décennie précédente, avant le boom du gaz de schiste.



Sources: IHS Markit, Cedigaz, US Department of Energy (DOE)

Mais depuis un an, les prix se sont tous alignés entre 2 et 3\$ américains le millier de pieds cubes (kpc) et le gaz naturel n'est donc pas plus concurrentiel sur le continent nord-américain qu'en Europe ou en Asie.



(Notons sur ce graphique que la courbe en noir est celle du pétrole)

Faut-il s'étonner alors que les exportations de GNL des États-Unis aient chuté de 70% de février à août 2020 (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44697>)? Tel qu'indiqué dans ce magazine de l'industrie, OilPrice.Com (<https://bit.ly/3jdgwcw>):

*But here's the problem. \$7/MMBtu is likely to be too low for U.S. LNG exporters. The cost for LNG to arrive in Asia requires somewhere around \$2/MMBtu for Henry Hub gas, plus \$3/MMBtu for liquefaction, plus another \$1/MMBtu for transportation. That means it roughly costs \$6/MMBtu at a minimum to ship gas to Asia.*

il existe un prix en deçà duquel on ne peut vendre sans perte ; pour le GNL, ce prix est de l'ordre de 6\$ le kpc.

Comme le montre aussi un rapport de l'IEEFA paru en juillet (<https://bit.ly/37nnjyc>) et intitulé « The U.S. LNG Buildout Faces Price Resistance From China », les États-Unis risquent d'être embarrassé avec leurs surplus de GNL. Et avec tous les projets de trains de liquéfaction qui se bousculent au portillon aux États-Unis, sans compter ceux en Australie, on peut se demander comment GNL Québec va pouvoir tirer son épingle du jeu dans cette galère.

## La quantité de gaz

Lorsque j'ai pris connaissance du projet d'usine de liquéfaction à Saguenay c'est lorsque le promoteur a fait une demande de permis d'exportation de l'ONÉ.

*« Le 27 octobre 2014, GNL Québec Inc. (GNL Québec) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie aux termes de l'article 117 de la Loi sur l'Office national de l'énergie en vue de pouvoir exporter du gaz naturel liquéfié. GNL Québec a demandé une licence d'une durée de 25 ans l'autorisant à exporter 12,65 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié par année. »*

Sur le permis accordé par l'ONÉ, les quantités sont exprimées en mètres cubes de gaz naturel :

*La quantité maximale pouvant être exportée pendant toute période de 12 mois consécutifs, en tenant compte de l'écart admissible de 15 %, ne doit pas être supérieure à 18,52 Gm<sup>3</sup>. (<https://bit.ly/3dN5eKT>)*

C'est cette valeur de 18,5 Gm<sup>3</sup> par an que j'ai prise lors de mes premières évaluations sur les GES que ce projet pourrait engendrer. Puis, lors d'une rencontre avec des représentants de Gazoduc, j'ai su que le gazoduc avait une taille telle qu'il pourrait non seulement « nourrir » l'usine mais aussi servir des régions du Québec qui n'ont pas accès au gaz naturel. Je me suis donc enquis de la capacité de transport d'un tel gazoduc. J'ai donc relevé via le site de l'EIA les récents projets de pipelines aux États-Unis et voici un tableau reflétant les capacités des gazoducs de 42 pouces de diamètre :

Nom du pipeline ou du projet de pipeline	Capacité nominale (Bcf/j)	Capacité nominale (Gm <sup>3</sup> /j)	Lien Internet
Plaquemines Gator Express	1,97	20,4	<a href="https://bit.ly/347kcZ9">https://bit.ly/347kcZ9</a>
Golden Pass Pipeline	2,5	25,9	<a href="https://bit.ly/3m20W5A">https://bit.ly/3m20W5A</a>
Permian Highway Pipeline (2021)	2,1	21,7	<a href="https://bit.ly/2T5XR7V">https://bit.ly/2T5XR7V</a>
Rio Bravo Pipeline Project (2020)	2,25	23,3	<a href="https://bit.ly/2FLle3K">https://bit.ly/2FLle3K</a>
Mountain Valley Pipeline (2021)	2,0	20,7	<a href="https://bit.ly/2Hgri4u">https://bit.ly/2Hgri4u</a>
TransCameron Calcasieu Pass (2022)	2,15	22,2	<a href="https://bit.ly/3j7d0AB">https://bit.ly/3j7d0AB</a>
Port Arthur Pipeline Texas Connector (2024)	2,0	20,7	<a href="https://bit.ly/3kalw37">https://bit.ly/3kalw37</a>

En moyenne, nous obtenons 22,1 Gm<sup>3</sup>, une quantité en effet plus grande que celle avancée par GNL Québec.

Marco Murray de la firme Mallette a affirmé en première partie de l'audience (DT7, page 45) que les coûts d'achat du gaz naturel seraient de l'ordre de (75% x 3,2) 2,4 milliards de dollars canadiens. Si nous examinons le prix futur du gaz en 2024 sur le Hub albertain (<https://bit.ly/31xIfPb>), nous avons en moyenne un prix de l'ordre de 2\$ CAD le kpc. Si l'on utilise plutôt 3\$ CAD en moyenne pour les 20 prochaines années, cela signifie que GNL Québec pourra se procurer des volumes annuels de 22,5 Gm<sup>3</sup>. Est-ce qu'une partie de ces quantités de gaz pourraient être revendue à Énergir? Je ne peux répondre à cette question mais j'estime important que la population québécoise prenne conscience que l'on ne manquera pas de gaz fossile au Québec. Ces 22 milliards de mètres cubes annuels qui transiteront sur notre territoire, que deviendront-ils?...

## La critique du CIRAIG (PR 3.2 Annexe 2)

Dans leur analyse de cycle de vie (ACV), il est considéré d'emblée qu'il n'y aura pas de fuites après fermeture du puits (page 19) et lorsque l'on en supposera (analyse de sensibilité, page

64), on leur donnera arbitrairement une durée de 20 ans et un volume correspondant à 1% de la RUE (récupération ultime estimée du puits de gaz). En faisant cela, les auteurs minimisent l'importance des fuites de méthane des puits abandonnés et reprennent en outre l'idée qu'une fuite au puits de 299 m<sup>3</sup> par jour ne serait pas une fuite grave. Voilà pour un premier manquement.

Vient aussi l'erreur de catégorisation du non-conventionnel lorsque nous lisons que l'on retrouve 92% de gaz conventionnel en Alberta. Le CIRAIG se réfère alors à l'AER (lien n'est plus disponible : <https://bit.ly/2Tdw0Tt>) qui nous apprend que:

*It is often difficult or impossible to separate the tight portion of the reserves or production of a conventional reservoir. Therefore, unconventional tight gas volumes are included within the AER's conventional natural gas reserves and production reporting. (...) The AER uses natural gas production volumes submitted by industry to Petrinex. Petrinex is a secure, centralized information network used to exchange petroleum-related information.*

Troisièmement, le CIRAIG utilise dans son étude des données québécoises sur l'extraction de gaz de schiste tirée de l'ÉES de 2012. Au lieu de données mises à jour, on prétend (tableau 3.1) que les plates-formes gazières n'auront que 6 puits, fracturés avec seulement 12 étapes, et que le taux d'émissions fugitives sera contenu à 0,31%. Cela me semble beaucoup trop peu. Et il ne faut donc point s'étonner que le promoteur avance dans un document de septembre 2020 (<https://bit.ly/2T6eReq>), à la page 29 :

*Les émissions fugitives du puits à l'usine sont estimées à moins de 1% selon les plus récentes études scientifiques reconnues (CIRAIG 2019).*

Puisque j'ai traité plus avant des émissions fugitives, j'irai à la conclusion de l'étude du CIRAIG. Et la conclusion fut finalement connue à la 5<sup>e</sup> séance de la première partie du BAPE lorsque le représentant de la Chaire ICV du CIRAIG, monsieur Pierre-Olivier Roy, affirma (DT5, page 32):

*"... on a évalué qu'on était actuellement à moins 28... ou 28 millions de tonnes de GES évitées, on pourrait, selon les variations dans le marché, se retrouver à 80 millions de tonnes sauvées ou, dans le pire des cas, se retrouver avec une quarantaine de tonnes (sic) en plus qui seraient émises à l'atmosphère."*

Voilà, le promoteur parle allégrement des 28 millions de tonnes évitées mais bien peu de l'incertitude sur cette estimation.

Il existe des dizaines d'études ACV sur le gaz naturel et si l'on lit le résumé de celle de Gilbert et Savacool de 2017 (<https://bit.ly/34fw4s1>), publiée dans une revue avec révision par les pairs, nous avons:

*« This study finds that the climate impacts of United States exports to China, Japan, India, or South Korea could vary significantly, with annual global lifecycle emissions ranging from -88,000 metric tons CO<sub>2e</sub> to +170,000 metric tons CO<sub>2e</sub> per Bcf of exports. »*

Si l'on rapporte ces données pour le projet de GNL Québec, cela donnerait, avec 1,5 Bcf par jour, des émissions mondialisées entre -48 Mt et +93 Mt d'équivalents CO<sub>2</sub>. Pas de quoi pavoiser, dirons-nous. Mais cela démontre la grande marge d'incertitude. Tellement grande que j'ai essayé d'y voir clair.

J'ai tenté d'évaluer les émissions du projet dans son ensemble depuis 2015. Jusqu'à 70 Mt, souvent autour de 50 Mt par an, comme le montre ce tableau tiré de ma conférence à l'UQAM du 27 novembre 2019 (<https://bit.ly/37tl9wX>). Dans ce cas, on retrouve en amont 17 Mt d'équivalents CO<sub>2</sub> et 35 en aval, illustrant l'importance de considérer les étapes en aval. Dans ce calcul, j'ai supposé 1,5% de fuites en amont et 1,5% en aval et pris 35 comme valeur de potentiel de réchauffement du méthane. Cela correspond au scénario mitoyen de ce qui sera présenté à ce BAPE dans le mémoire déposé par le Collectif scientifique sur la question des gaz de schiste et des enjeux énergétiques au Québec (2 et 4% comme taux global).

Étapes	Émissions associées ( Mt eqCO <sub>2</sub> /an )
Extraction / Purification	8,1
Transport par pipeline	0,6
Fuites en amont	7,3 (EF 1,5%)
Liquéfaction	0,7
Transport, regazéification, distribution	0,8
Fuites en aval	5 (EF 1,5%)
Combustion	29,5
<b>TOTAL</b>	<b>52</b>

Ces valeurs furent obtenues à partir d'un tableur permettant de varier différents paramètres, comme ici le taux d'émission fugitives en amont et en aval, exprimé en pourcentage :

	kg/GJ	kgCo2/m3	Mt CO2eq				
Extraction et transport	10,00	0,379	7,96	PRP (gaz naturel) = 35			
Construction et liquéfaction	1,00	0,038	0,56	Québec : ≈ 80 Mt			
Transport et regazeification	1,00	0,038	0,56				
Combustion	53,00	2,009	29,46				
EMISSIONS TOTALES (Mt CO2 eq par an)							
Fuite AVAL (horizontal)		0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%
Fuite AMONT (vertical)	0%	38,53	40,20	41,86	43,53	45,20	46,86
	1%	43,43	45,10	46,76	48,43	50,09	51,76
	2%	48,33	49,99	51,66	53,32	54,99	56,65
	3%	53,22	54,89	56,56	58,22	59,89	61,55
	4%	58,12	59,79	61,45	63,12	64,78	66,45
	5%	63,02	64,68	66,35	68,01	69,68	71,35
	10%	87,50	89,17	90,83	92,50	94,17	95,83
	15%	111,99	113,65	115,32	116,99	118,65	120,32

Le GNL est-il une bonne solution pour le climat? Anderson et Broderick (2017) sont formels

«The anticipated increase in the production and shipping of liquefied natural gas (LNG) entails additional energy intensive steps to those associated with piped natural gas, adding a further CO<sub>2</sub> burden. (...). If methane leakage persists at current rates, and natural gas assets are constructed without consideration of their imminent retirement, then there will be both increased near term and increased long-term warming relative to a direct transition to a genuinely low carbon infrastructure.» (<https://bit.ly/32b0tm4>)

Nace et coll. (2019) concluent leur étude de la même manière :

« the perception of the benefit or harm of natural gas in a climate-constrained energy system has shifted over the past decade from positive to negative, as climate scientists measure with increasing accuracy the level of leakage throughout the natural gas supply and delivery system and the potency of methane as a global warming gas. Due to the additional energy demands and opportunities for fugitive emissions involved in liquefaction, shipborne transport, and regasification, LNG is seen as particularly damaging to climate stability.» (<https://bit.ly/2QQzGdR>)

Ce qui n'empêche pas le promoteur de dire :

**VRAI ou FAUX?**

**Le projet de gaz naturel liquéfié d'Énergie Saguenay contribuerait à ajouter 7,8 millions de tonnes de gaz à effet de serre au Canada?**

**FAUX**

**L'évaluation des GES : compliquée et simple à la fois**  
Le chiffre de 7,8 millions de tonnes de gaz à effet de serre (GES) n'est pas lié aux impacts des activités d'Énergie Saguenay. Il tient plutôt compte de

lutte aux changements climatiques. Cela signifie que l'impact réel de l'usine sur les GES émis par le Québec serait de **zéro**.

Lien : <https://energiesaguenay.com/fr/environnement/gaz-effet-de-serre/>  
page consultée à de nombreuses reprises depuis avril 2019.

## L'utilisation d'une usine à gaz?

L'utilisation de bases de données et de logiciels spécialisés peut sembler au premier abord comme essentielle ou incontournable, mais il faut selon moi être très circonspect avec ces

outils. Pour l'analyse du cycle de vie du terminal de liquéfaction de gaz naturel du Saguenay (PR3.2), le CIRAIG utilise la version 3.4 de la base suisse Ecoinvent.

Concernant le gaz naturel, l'empreinte carbone provient des données de 2010 comme on peut le voir à la page 30 de ce document (<https://bit.ly/3jst5B7>). Dans le cas du projet de Stolt LNG en 2015, j'avais déjà fait la même remarque dans mon mémoire. Il n'était pas question d'une étude du CIRAIG mais du consultant (S&T)<sup>2</sup>, lequel utilisait la base de données GHGenius, une base de données que l'on peut comparer à Ecoinvent :

*À la page 21 du rapport de (S&T)<sup>2</sup>, 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.*

Je poursuivais ma critique ainsi :

*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.*

Critique qui prend tout son sens à la lumière de ce que le CIRAIG annonçait au promoteur en février 2018 (<https://bit.ly/3odLV2n>):

*« Attention: les données d'émissions d'un terminal de liquéfaction dans la base de données datent de 1990 et seront mises à jour dans le projet ».*

Puisque je ne dispose pas de cette base de données Ecoinvent, il m'est difficile de juger la justesse des facteurs utilisés par celle-ci. Le promoteur avance une réduction attendue de GES de -0,278 kg éqCO<sub>2</sub> par kWh mais il faut en grande partie le croire sur parole. Il existe des analyses de cycle de vie bien faites et compréhensibles, alors pourquoi sommes-nous lors des BAPE coincé avec des documents que l'on ne peut véritablement commenter et qui demeurent incompréhensible au commun des mortels?...

## LE BAPE

On l'aime, on le déteste et on fait avec. Mais depuis quand? Plusieurs sonnent le glas des belles années au tournant du millénaire<sup>1</sup>. Auparavant, comme pour Soligaz en 1990, « *le BAPE n'hésitait pas à demander des contre-expertises indépendantes* », dit en 2010 Gaston Cadrin<sup>2</sup>. Il ajoute toutefois, avec réalisme, que « *Les intervenants du public ont appris avec les années qu'il n'arrive à peu près jamais que les projets, même les plus incongrus, soient rejetés suite aux audiences.* »

Deux années plus tôt, le professeur Louis Simard de l'Université Ottawa Simard dit du BAPE qu' « *il faut aussi lui confier l'évaluation stratégique des programmes et politiques gouvernementales afin de départager les enjeux collectifs des projets particuliers, ce qui aurait dû précéder les deux projets de ports méthaniers* » « *Il faut faire un "sapré" ménage dans le processus géré par le BAPE* », ajoute-t-il (<https://bit.ly/3jll6pl>).

Faut-il s'étonner que les citoyens les plus actifs se découragent et tel ici, Jacques Léger, se disent :

« *il restera aux citoyens et aux divers organismes intéressés à mettre sur pied d'autres modes de consultation et d'autres formes d'opposition lorsque nécessaire pour le bien commun et la protection du territoire québécois.* »<sup>3</sup> (<https://bit.ly/3jll6pl>)

Depuis 2009, je connu moi aussi mes hauts et mes bas avec le BAPE. Il y eut celui de 2010 sur les gaz de schiste, lequel mena à une ÉES puis à un BAPE générique; comme quoi il faut parfois regarder l'ensemble avant le particulier. Il y eut la consultation sur l'usine d'engrais IFFCO, dans lequel j'ai pu plonger dans les coulisses du BAPE un peu plus, et m'apercevoir que cette institution n'est peut-être pas si indépendante du politique qu'il le faudrait (<https://bit.ly/34ajLNS>). Il y eut celle de Stolt, décevante aussi, celle d'Énergie Est qui se termina faute de promoteur, celui du terminal de regazéification à Bécancour, celui du CIAM en 2018, etc. Le BAPE est-il un rouleau compresseur lancé en 5<sup>e</sup> vitesse et qui écrase ce qui se trouve sur son passage?...

Dans le projet qui nous préoccupe, je n'ai rien vu dans la documentation, dans ce qui fut dit par les experts des différents ministères ou des analystes du BAPE, de notes ou commentaires ayant trait aux projets de GNL ayant déjà fait l'objet d'un BAPE. Au lieu d'audiences à répétition, ne pourrait-on pas faire suite à l'ÉES sur les gaz de schiste avec une ÉES sur le gaz de schiste liquéfié?... Ou peut-être, à la lumière des sections qui suivent, pourrait-on dire qu'il vaut mieux regarder ailleurs?...

---

<sup>1</sup> Selon M. Bélisle, le dernier rapport « *crédible et rigoureux* » du BAPE remonte à 2003. Cité dans P. Journet. Autres changements à prévoir au BAPE. (La Presse, 2012). <https://bit.ly/2TcGrGB>

<sup>2</sup> Gaston Cadrin (2010). Le BAPE a perdu sa crédibilité de ses débuts. Le Soleil. <https://bit.ly/37kwxeu>

<sup>3</sup> L.-Gilles Francoeur (2008). Restaurer la crédibilité du BAPE. <https://www.ledevoir.com/societe/218773/restaurer-la-credibilite-du-bape>

## La perte de temps

Ici, c'est un peu affolant comme abîme. Il faudrait colliger ou à tout le moins estimer le nombre d'heures-personne liées à ce projet. De la part du promoteur bien sûr, de ses consultants, probablement bien payés, des employés des ministères, moins bien payés sans doute, des personnes du BAPE, des ONG, des universitaires, et d'innombrables citoyens bénévoles. Ça fait combien d'heures? J'ai peine à compter les miennes...

Toutes ces heures ont pour objet de développer ou d'étudier le projet d'usine de liquéfaction de Saguenay tel que présenté cet automne 2020. Des heures qui n'ont pu être consacrées à la famille, au jardinage voire à l'essor d'une meilleure société. Pourquoi? Parce que ce projet est trop gigantesque? Parce que le Québec a un rendez-vous qu'il ne peut se permettre de manquer pour reprendre les paroles de l'ex-ministre Normandeau?... Comme plusieurs des auteurs des mémoires qui accompagneront le mien, je me résigne à penser qu'il y avait vraiment mieux à faire que de se pencher sur la liquéfaction de petites molécules s'échappant de roches fracturées dans les tréfonds d'une cordillère et destinées pour la plupart à être brûlées dans une centrale à gaz asiatique et transformées en une autre molécule, guère plus grande, en mesure d'acidifier les océans et d'échauffer la troposphère.

## Les ministères au Québec : en arrière du train?

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. »* (DT2, page 63)

La séance suivante, 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).

Sur la question de la transition énergétique via le gaz naturel, la représentante du bureau des changements climatiques au même ministère 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. »* (DT2, page 56).

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)

Ces commentaires ont été entendues lors des audiences de Stolt LNGaz (BAPE no. 315) mais l'on pourrait composer la même chanson avec ce que nous avons entendu de la bouche des représentants des ministères lors de la première partie des présentes audiences. Les Christine Beaulieu de ce monde seraient certes preneuses.

Mais pour en finir avec le BAPE Stolt, j'aimerais revenir sur le contenu du rapport et du décret gouvernemental. Premièrement, dire que les « chiffres » de l'ACV du promoteur furent reproduits tel quel dans le rapport rendu public le 1 juin 2015. À la page 48, on mentionne que « *les émissions fugitives auraient diminué de 9% entre 2011 et 2013, pour l'ensemble des systèmes liés au gaz naturel aux États-Unis. Cette réduction serait le résultat des différentes mesures mises en place pour réduire les émissions fugitives.* »

Aux pages 48 et 49, le rapport traite de la question des PRP mais le seul cas de figure consiste en la possibilité qu'il soit de 25 au lieu de 21! Évidemment, page 50, les auteurs du rapport du BAPE concluent : « *La commission d'enquête constate que selon l'analyse du cycle de vie, le gaz naturel liquéfié produit par Stolt LNGaz permettrait de réduire les émissions de GES d'environ 27 % par rapport au scénario de référence ou les mêmes besoins énergétiques seraient comblés par le diesel et le mazout lourd* » et que si l'on tient compte des différents paramètres (taux d'émissions fugitives, valeurs de PRP) « *La réduction des émissions de GES associées au remplacement du mazout ou du diesel par le gaz naturel demeurerait significative, soit de l'ordre de 23% .* »

Allons-nous lire dans ce qui pourrait être le 365<sup>e</sup> rapport du BAPE des paragraphes aussi peu critiques?... Évidemment avec un tel rapport, le décret ministériel n'a pas tardé dans le cas de l'usine de liquéfaction de Stolt à Bécancour. Le 19 août 2015, le gouvernement québécois,

« *ATTENDU QUE le premier alinéa de l'article 31.5 de la Loi sur la qualité de l'environnement prévoit que le gouvernement peut, à l'égard d'un projet soumis à la section IV.1 du chapitre I de cette loi, délivrer un certificat d'autorisation pour la réalisation du projet avec ou sans modification et aux conditions qu'il détermine ou refuser de délivrer le certificat d'autorisation* »;

décréta

« *qu'un certificat d'autorisation soit délivré à Stolt LNGaz Inc. pour le projet de construction d'une installation de liquéfaction de gaz naturel sur le territoire de la Ville de Bécancour* »

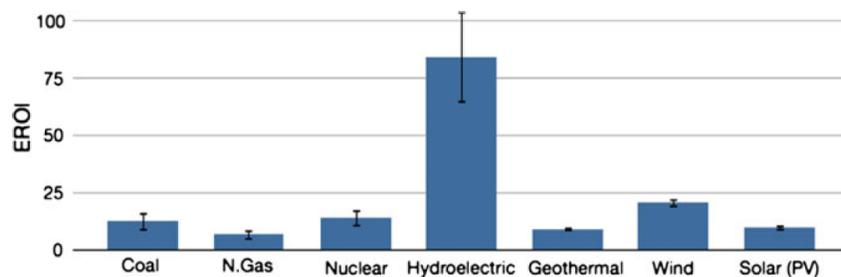
pour une durée de 10 ans. (<https://bit.ly/3ohtCcn>). Évidemment le gouvernement n'a pas tardé à faire valoir cet excellent coup (<https://bit.ly/2IKOaK7>).

Que se passe-t-il maintenant avec ce projet? Il fut abandonné par le promoteur en 2016 (<https://bit.ly/34is4a7>), invoquant la baisse du prix du pétrole sur les marchés. Allons-nous revivre ce même film?... La question est posée.

Dire que je me rappelle avoir lancé, le 25 novembre 2014, sur les ondes de Radio-Canada . « On nous enfonce pour 50 ans dans la pétrochimie » (<https://bit.ly/31NyxZl>).

## Le taux de retour énergétique (EROI)

Plus de 85% du gaz naturel extrait présentement sur le continent est du gaz issu de la fracturation, or la rente énergétique du gaz issu de la fracturation est inférieure à 10. C'est insuffisant pour soutenir une société aussi développée que la nôtre. La figure suivante (Hall, 2017, <https://bit.ly/35tNYps>) montre que les filières éolienne et hydroélectrique permettent de « libérer » beaucoup plus d'énergie par unité d'énergie produite que le gaz naturel avec des valeur d'EROI de 20 à 100, alors que celle du gaz naturel est de l'ordre de 7.



**Fig. 10.7** Mean EROI (and standard error) values for known published assessments i.e. electric power generation systems. Values derived using known modern and historical published EROI and energy analysis assessments and values published by Dale (2010). See Lambert et al. (2014) and Hall et al. (2014) for further interpretation and detailed list of references

Avant toute considération climatique, se pose donc la question de la soutenabilité d'un projet de liquéfaction au vu de nos capacités technologiques. Pourquoi tant d'efforts dans ce qui rapporte si peu...

## La question économique

Depuis plusieurs années, Jean-Marc Jancovici et autres énergéticiens ont constaté une relation quasi linéaire entre la consommation énergétique et le produit intérieur brut. Dans un article récent, Garrett et coll. (2020) (<https://bit.ly/3nZfdl7>) mettent le doigt sur une relation quasi linéaire entre la consommation énergétique mondiale par unité de temps et le PIB mondial cumulé, exprimé en dollars américains de 2010. La pente de leur graphique est de l'ordre de 6 GW par 1000 milliards de dollars US, impliquant ainsi qu'il faut environ 500 joules d'énergie pour générer un dollar. Poussant leur raisonnement plus loin, les auteurs affirment qu'une économie générant 15 000 milliards de dollars entraîne en moyenne une augmentation de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère de 1 ppm. (En 2019, le PIB mondial fut de 85 000 milliards USD<sub>2010</sub>). Selon leurs résultats, en 2040, la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère serait de 470 ppm mais, vu nos richesses accumulées, il en résulterait après une génération, l'atteinte d'une concentration atmosphérique de 650 ppm, leur modèle prédisant à terme une

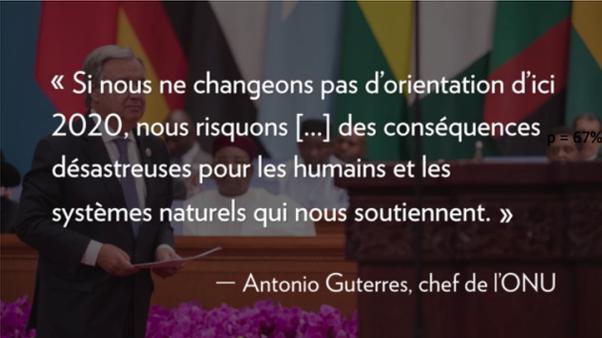
relation également linéaire entre le PIB cumulé et la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> <sup>4</sup> indiquant ainsi une fois de plus qu'il nous faudra choisir entre le PIB et le climat.

## La question climatique

**maPRESSE** URGENCE CLIMATIQUE

Publié le 10 septembre 2018 à 16h32 | Mis à jour le 10 septembre 2018 à 16h43

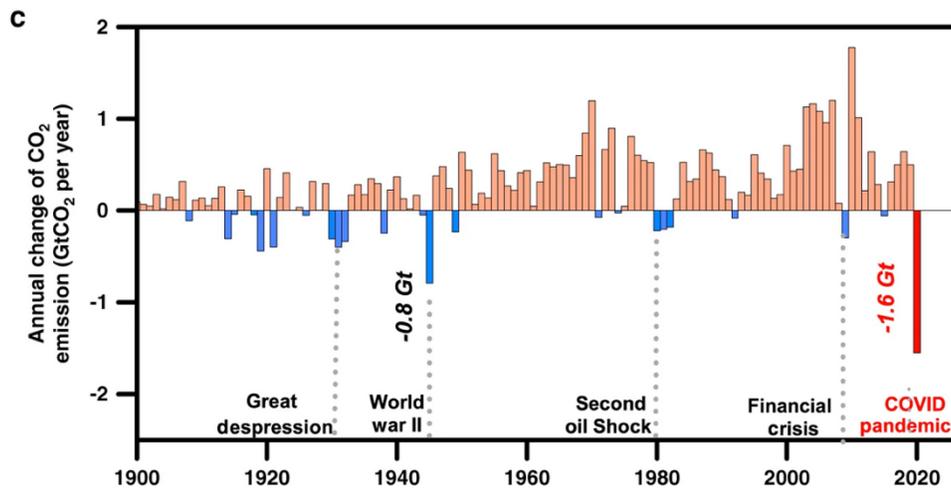
**Climat: il reste ~~deux ans~~ pour agir, selon le chef de l'ONU** **un an** **-52 jours**



« Si nous ne changeons pas d'orientation d'ici 2020, nous risquons [...] des conséquences désastreuses pour les humains et les systèmes naturels qui nous soutiennent. »

— Antonio Guterres, chef de l'ONU

Jusqu'à maintenant nos efforts de décarbonation sont risibles. Sur le graphique qui suit, tiré d'un article paru dans Nature il y a une semaine, (<https://go.nature.com/3k8KG1P>) nous constatons que pour respecter l'accord de Paris, il nous faudrait deux pandémies de type COVID-19 par année pendant une trentaine d'années.



<sup>4</sup> Pour une vulgarisation de leur étude, suivre ce lien : <https://www.sciencedaily.com/releases/2020/08/200827141241.htm>

Selon ce graphique, il faut remonter à la seconde Guerre mondiale pour voir une telle baisse des GES mais si on les compare à nos émissions de GES annuelles (graphique suivant), ce n'est vraiment pas suffisant.

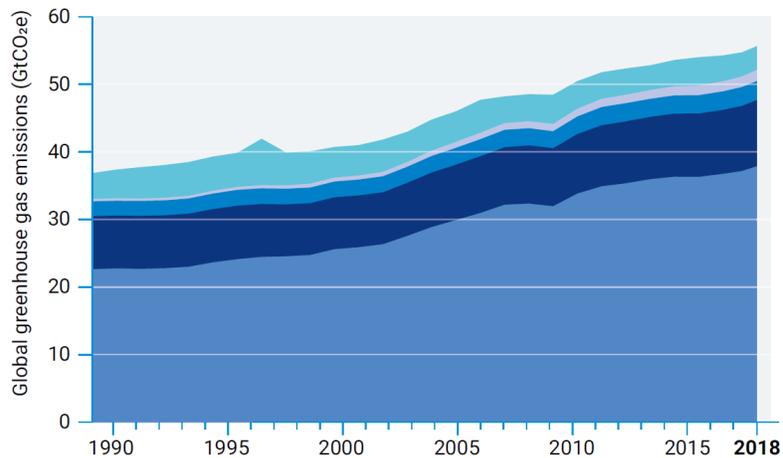


Figure tirée de PNUÉ (2019). Emissions Gap Report. <https://bit.ly/2On6RDZ>

En effet, sur 56 milliards de tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub>, un coronavirus nous permet de réduire du total, 1,6 milliard de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit environ 3%. Souhaitons qu'il continue de sévir car le taux annuel de réduction doit être de 8% si l'on tient à respecter l'Accord de Paris.

Ce projet de liquéfaction nous aidera-t-il à atteindre nos cibles?...

## Conclusion

Le 5 mars 2015, j'écrivais en conclusion de mon mémoire :

*« 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 de liquéfaction ne devrait pas avoir lieu, du moins, et je garde ma formule habituelle, « tant que la concentration de CO<sub>2</sub> 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 ».*

Aujourd'hui 22 octobre 2020, je tombe sur un article du mois de septembre, signé par 38 chercheurs<sup>5</sup>, dont James Hansen, issus de 29 centres de recherche de grande renommée, et qui écrivent :

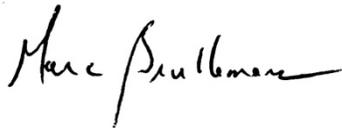
<sup>5</sup> von Schuckmann, K., Cheng, L., Palmer, M. D., Hansen, J., Tassone, C., Aich, V., Adusumilli, S., Beltrami, H., Boyer, T., Cuesta-Valero, F. J., Desbruyères, D., Domingues, C., García-García, A., Gentine, P., Gilson, J., Gorfer, M., Haimberger, L., Ishii, M., Johnson, G. C., Killick, R., King, B. A., Kirchengast, G., Kolodziejczyk, N., Lyman, J., Marzeion, B., Mayer, M., Monier, M., Monselesan, D. P., Purkey, S., Roemmich, D., Schweiger, A., Seneviratne, S. I., Shepherd, A., Slater, D. A., Steiner, A. K., Straneo, F., Timmermans, M.-L., and Wijffels, S. E.: Heat stored in the Earth system: where does the energy go?, Earth Syst. Sci. Data, 12, 2013–2041, <https://doi.org/10.5194/essd-12-2013-2020>

*Stabilization of climate, the goal of the universally agreed United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in 1992 and the Paris Agreement in 2015, requires that EEI be reduced to approximately zero to achieve Earth's system quasi-equilibrium. The amount of CO<sub>2</sub> in the atmosphere would need to be reduced from 410 to 353 ppm to increase heat radiation to space by 0.87 W m<sup>-2</sup>, bringing Earth back towards energy balance. (Von Schuckmann et coll., 2020)*

Il faut bien comprendre qu'au-delà des PRP, des substitutions possibles, des transitions énergétiques, des scénarios de réduction de GES, il existe des considérations physiques plus écrasantes. Comme le martèle les auteurs, le déséquilibre énergétique terrestre, EEI, demeure le meilleur indicateur de la santé de notre climat :

*This simple number, EEI, is the most fundamental metric that the scientific community and public must be aware of as the measure of how well the world is doing in the task of bringing climate change under control. (Von Schuckmann et coll., 2020)*

Bien au-delà de nos existences, il y a l'implacable thermodynamique, et ce chiffre, +0,87 watt par mètre carré.



Marc Brullemans, biophysicien  
Trois-Rivières, Québec, ce 22 octobre 2020

FIN DU MÉMOIRE