

358

DA16

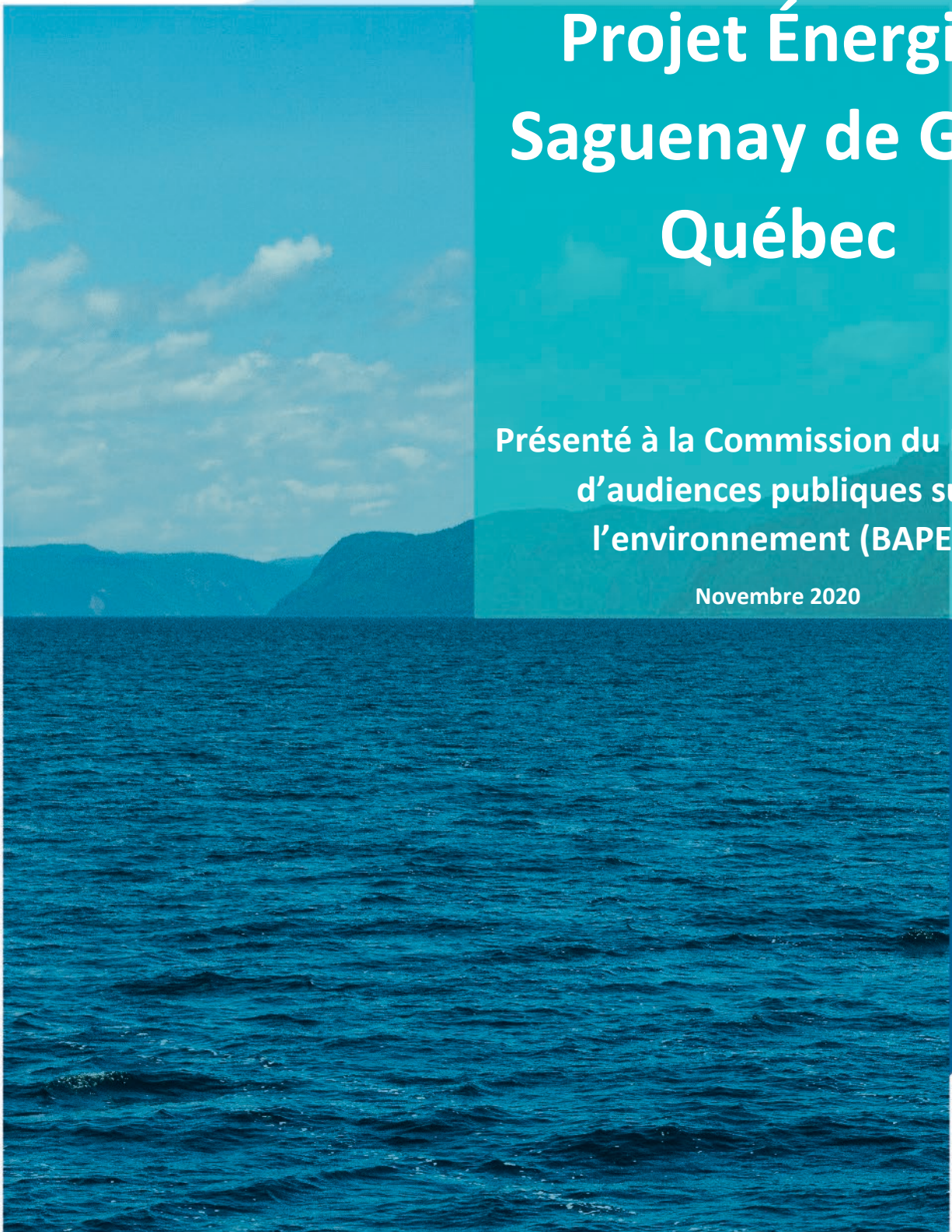
Projet de construction d'un complexe
de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

6211-19-030

Rectificatifs concernant le Projet Énergie Saguenay de GNL Québec

Présenté à la Commission du Bureau
d'audiences publiques sur
l'environnement (BAPE)

Novembre 2020



Saguenay, le 27 novembre 2020,

Madame Geneviève Grenier
Coordonnatrice du secrétariat de la commission
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)
140, Grande Allée Est, bureau 650
Québec (Québec) G1R 5N6

OBJET : Rectificatifs généraux aux mémoires déposés à la Commission concernant le projet Énergie Saguenay de GNL Québec

Madame Grenier,

Comme le prévoient les modalités de fonctionnement de la Commission chargée d'examiner le projet Énergie Saguenay, vous trouverez, ci-joint, un document présentant les principaux rectificatifs que GNL Québec souhaite porter à votre attention concernant des erreurs factuelles contenues dans certains mémoires écrits ou présentés oralement dans le cadre de la deuxième partie de vos travaux.

Étant donné l'important volume de mémoires présentés et déposés à la Commission et la quantité conséquente de rectifications à apporter en peu de temps, GNL Québec a choisi de soumettre à la présente Commission un document classé par thèmes et par grands sujets plutôt que de s'attarder au contenu spécifique de chaque mémoire. Néanmoins, dans les cas les plus pertinents, le titre et la cote du ou des mémoires faisant l'objet de la précision ou de la rectification sont cités.

Compte tenu de ce même volume important de mémoires et du temps de réponse imparti, et par souci de faciliter le travail de la Commission, le présent document de rectification générale ne constitue en aucune façon une liste exhaustive et complète des rectifications que GNL Québec aurait pu porter à l'attention de la Commission à l'issue de la deuxième partie des travaux publics de cette dernière. En conséquence, le fait de ne pas présenter de rectificatif au sujet d'éléments ou de faits inexacts ou erronés présents dans certains mémoires déjà rendus publics, ou qui le seront ultérieurement, ne doit donc pas être considéré comme une acceptation de leur véracité de la part de GNL Québec.

À ce propos, nous référons respectueusement les membres de la Commission aux documents déjà déposés par GNL Québec dans le cadre des travaux en cours, notamment l'étude d'impact environnemental et ses annexes, les réponses transmises durant la première partie publique des travaux de la Commission ainsi que les documents de réponses et les divers addendas déjà transmis à la Commission.

Nous espérons le tout conforme à vos besoins d'examen et à votre satisfaction, et nous demeurons évidemment disponibles pour toutes précisions et informations supplémentaires.

Veillez agréer, madame Grenier, nos plus sincères salutations,

Stéphanie Fortin

Directrice principale, Affaires publiques et relations avec la communauté
GNL Québec

TABLE DES MATIÈRES

MARCHÉS ET FINANCEMENT	6
1. Les investisseurs sont installés dans des paradis fiscaux et donc l'étude des retombées économiques de Mallette est surévaluée.....	6
2. L'utilisation de paradis fiscaux par GNL Québec entraîne des coûts importants pour la société québécoise.	7
3. Un investisseur important a retiré son investissement du projet.	7
4. Les grands financiers se retirent des énergies fossiles et GNL Québec ne pourra pas financer son projet.	7
5. GNL Québec va bénéficier de subventions tarifaires pour l'électricité fournie par HQ, car il est moins faible que ce qu'a coûté la Romaine.	9
6. L'alimentation en hydroélectricité a requis le développement de la ligne haute-tension Micoua-Saguenay et du complexe de la Romaine.....	9
7. Si absence d'hydroélectricité, le projet pourra toujours avoir recours à l'autoconsommation.	10
8. On observe que les investisseurs préfèrent aujourd'hui des retours à plus court terme. C'est ce qu'offrent les énergies renouvelables.....	10
GAZ À EFFET DE SERRE	11
9. Les scénarios présentés par le GIEC indiquent que la consommation de gaz naturel doit décroître de façon significative d'ici 2030.....	11
10. Le scénario de développement durable (<i>Sustainable Development Scenario</i> ou SDS) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) n'est pas compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris.....	11
11. L'Article 6 n'a pas encore été adopté par les signataires de l'Accord de Paris	12
12. Les émissions de GES dites de scope 2, à savoir celles reliées à la production d'électricité, n'ont pas été prise en compte dans les analyses.	12
13. Les émissions de GES dites de scope 3 n'ont pas été prises en compte.	13
14. Le gaz naturel perd son avantage vis-à-vis du charbon dès 2,3 % de fuites fugitives.	13
15. Le CIRAIG considère que les avantages potentiels de diminution des GES, s'il y a remplacement du charbon et du pétrole, seraient annulés si les émissions fugitives s'avèrent plus élevées que le taux de 1,2 % considéré dans leur rapport.	14
16. GNL Québec va nécessiter la production de 18,5 ou 23 Gm ³ / jour pour la liquéfaction à l'usine.	14

17. Dans l’optique de limiter le réchauffement climatique global à 1,5 °C par rapport à l’ère préindustrielle, le GIEC (ibid., p. 96) indique d’ailleurs qu’il devra y avoir une réduction globale de l’utilisation du gaz fossile allant de 13 à 60 % (selon les modélisations effectuées) pour la période 2020-2050.....	15
18. L’étude du CIRAIG conclut à une diminution moyenne de 670 g éq. CO ₂ /kWh des émissions des usagers finaux, correspondant à une diminution de 1060 MT éq CO ₂ /an des émissions mondiales.	15
19. Le GIEC préconise l’arrêt du gaz naturel d’ici 2050.	15
20. On peut supposer que la capacité de génération d’électricité par les énergies renouvelables s’accroîtra autant dans les cinq prochaines années que dans les cinq dernières. De plus, le prix des énergies renouvelables devrait poursuivre leur chute de manière conséquente.....	15
21. Au premier mois de l’année 2018, une importante fuite se déclarait sur deux de ses cinq trains de liquéfaction de Sabine Pass dans le Golfe du Mexique.	16
22. L’entreprise estime les émissions fugitives à 0,31 % tandis que la DEC du MELCC l’estime à 1,4 %.	16
23. Dans le contexte de l’Union européenne, le charbon est déjà en voie de se faire éliminer du mix énergétique et est de plus en plus remplacé par des énergies renouvelables.	17
24. GNL Québec ne prend pas en compte certaines sources d’émissions, dont celles liées au transport du gaz naturel sur les marchés d’exportation.	18
25. Le CIRAIG n'a pas fourni d'analyse examinant la sensibilité des émissions à ces facteurs importants, ni publié ses résultats complets, standardisés et classés par étape du cycle de vie, ni les données brutes utilisées dans ses chiffres finaux.....	19
26. Le CIRAIG suppose que l’électricité produite à partir du charbon a un rendement de 35 % (tableau 5.2, p.77), alors que la nouvelle électricité produite à partir du charbon en Chine utilise une technologie du charbon « ultra-critique » qui a généralement un rendement de 45 %. En corrigeant leur sous-estimation du rendement des dernières centrales au charbon, on réduit l'avantage climatique du remplacement du charbon par le gaz.	20
27. L’estimation des émissions fugitives est sous-estimée si on prend en compte ici les estimations d'Alvarez et coll. (2018), qui sont de 2,3 % pour la moyenne de l'industrie sur la chaîne d'approvisionnement états-unienne pour la production de gaz conventionnel et non conventionnel, pour l'amont, et de 2,7 % du point de vue de la destination de livraison. ...	20
EXTRACTION ET CONSOMMATION DU GAZ NATUREL.....	23
28. Le projet GNL Québec entrainera la mise en opération de 16 000 puits pour une durée de 50 ans d’opérations.	23
29. Le gaz transporté proviendrait de l’industrie des gaz de schiste par fracturation hydraulique dans l’Ouest canadien.	25

TRANSPORT MARITIME ET SÉCURITÉ	26
30. Les navires méthaniers ne pourront passer sous les câbles électriques du Cap Sainte-Marguerite qu'à marée basse	26
31. Les navires méthaniers explosent	27
32. Le navire méthanier doit quitter la plate-forme en 30 secondes ; les équipages ne seront pas prêts	28
33. Les navires méthaniers ne respecteront pas les limites de vitesse.....	28
34. Un déversement de GNL entrainerait la formation d'un nuage explosif.....	29
35. L'impact sur l'herpétofaune n'a pas été évalué	30
36. Les navires méthaniers sont alimentés au mazout.....	30
37. Les navires auront plus de 300 m de longueur	30
38. La Garde-Côtière devra fournir trois (3) remorqueurs.....	31
39. La SIGTTO déconseille la mise en place en place de terminaux méthaniers au bout de longs chenaux étroits à l'intérieur des terres.....	31
40. Avec le passage de 200 méthaniers par année, le terminal maritime et ses quais seront éclairés en permanence.	32
41. Il y aura plusieurs passages de méthanier par jour dans le parc marin / Il y aura croisement de méthaniers / Plusieurs méthaniers devront « attendre » à L'Anse-Saint-Jean, qui deviendra un stationnement de méthanier	33
42. GNL Québec est situé dans le Parc Marin du Saguenay–Saint-Laurent.....	33
VARIA	35
43. Une armée de lobbyistes chez GNL Québec.....	35
44. GNL Québec a utilisé ses lobbyistes pour faire annuler une aire marine protégée ...	35
45. Le projet d'Énergie Saguenay a une durée de vie de 25 ans seulement.....	35
46. Il y a une pénurie de main-d'œuvre au Saguenay–Lac-Saint-Jean.....	36
47. Le bilan de consommation d'eau lié au projet est incomplet.....	38
48. GNL Québec n'a pas l'intention de rendre disponible son GNL à la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean.....	39

MARCHÉS ET FINANCEMENT

1. Les investisseurs sont installés dans des paradis fiscaux et donc l'étude des retombées économiques de Mallette est surévaluée.

Rectifications en réponse aux mémoires DM2082, DM92 et autres

Un certain nombre d'intervenants ont indiqué que les investisseurs étaient basés dans les paradis fiscaux résultant ainsi en des retombées économiques moindres. Les investisseurs dans la Société en Commandite GNL Québec sont incorporés aux États-Unis, au Canada et à Hong Kong, qui ne sont pas des paradis fiscaux. Les sociétés auxquelles il est fait référence sont des sociétés de rang 2 voire de rang 3 vis-à-vis de nos investisseurs.

Concernant la taxation sur les dividendes, à moins de cas exceptionnel, il est important de noter deux choses :

(1) Cette taxation ne changerait généralement pas que ces investisseurs soient des investisseurs dans GNL Québec Inc. ou dans la Société en Commandite ;

(2) Les taux de taxation des dividendes perçus à même des investisseurs étrangers n'est pas sous le contrôle de GNL Québec, mais est le résultat d'ententes fiscales bipartites entre les différents pays (ce qui bénéficie aussi à un investisseur canadien qui investirait à l'étranger, incluant d'ailleurs un particulier à travers son REER ou un autre moyen de placements) mises en place pour éviter la double taxation et ainsi favoriser les investissements internationaux.

De plus, en ce qui concerne, l'assertion que l'analyse de retombées économiques de Mallette surévalue les retombées à cause de ces règles de taxation de dividendes, il a été rappelé à la commission que l'étude de Mallette ne prend pas en compte dans ces retombées les impôts corporatifs ni les impôts sur les gains en capital (ex : dividendes dans notre cas). À cet effet, l'étude de Mallette sous-estime donc les retombées économiques.

2. L'utilisation de paradis fiscaux par GNL Québec entraîne des coûts importants pour la société québécoise.

Rectification aux mémoires DM1002, DM2501 et autres

Comme indiqué dans la réponse DQ26 remise à la Commission, GNL Québec n'a pas recours à des paradis fiscaux, et paiera ses impôts corporatifs au Québec et au Canada comme toute autre compagnie incorporée au Québec. Il n'y a donc pas de coût pour la société québécoise.

3. Un investisseur important a retiré son investissement du projet.

Rectification aux mémoires DM1783, DM999 et autres

Des intervenants ont mentionné qu'un investisseur majeur existant s'était retiré du projet alors que cet investisseur a plutôt décidé de ne pas aller de l'avant. Les rumeurs sur cet investisseur important concernent un investisseur qui n'a jamais fait partie des investisseurs de GNL Québec Inc.

4. Les grands financiers se retirent des énergies fossiles et GNL Québec ne pourra pas financer son projet.

Rectification aux mémoires DM2106, DM2033 et autres

Bien que cet élément s'applique parfaitement au marché du charbon comme indiqué dans la réponse DQ5.3 avec plus de 100 banques qui arrêtent ou limitent leur financement de l'industrie du charbon¹, ce n'est pas le cas en ce qui concerne l'industrie du gaz naturel, même si souvent les intervenants peuvent mettre l'industrie de l'énergie fossile et le charbon dans la même catégorie.

Certaines institutions ont été mentionnées de façon très précise par certains intervenants :

- La Banque européenne d'investissement (BEI), qui a émis une politique pour stopper son investissement dans les énergies fossiles d'ici 2022.

Il est souvent oublié que cette politique s'applique pour les infrastructures de production d'électricité émettant plus de 250 g CO₂e/kWh. Les toutes dernières centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) émettent entre 300-350 g CO₂e/kWh, et la BEI a été très claire en indiquant que cette limite avait été fixée afin de forcer les

¹ https://www.banktrack.org/campaign/banks_and_coal

opérateurs à installer des équipements de capture de carbone, car le coût serait acceptable dans le cas des CCGT, au contraire des centrales au charbon. Il est aussi important de noter que dans la dernière liste des Projets d'Intérêt Commun validée en 2019, plus de 20 % de cette liste concerne des projets gaziers, dont des terminaux d'import de GNL. Cette limite permet aussi le recours à du gaz naturel renouvelable ou de l'hydrogène dans le mix de combustion de ces CCGT. C'est donc une approche saine et novatrice de la part de la BEI et de l'Union Européenne pour catalyser le développement de nouvelles filières dans les prochaines décennies.

- La société BlackRock est souvent prise comme exemple de large institution se retirant des énergies fossiles.

La réalité est que BlackRock a indiqué qu'elle considèrerait les critères ESG dans ses investissements – ce qui vient à l'avantage de GNL Québec, étant la première usine de liquéfaction de GNL opérée à l'hydroélectricité et carboneutre – et qu'elle se retirerait des entreprises qui font plus de 25 % de leur chiffre d'affaires à partir du charbon.²

Enfin, afin de rappeler ce qui a été partagé dans la réponse DQ5.3, les statistiques suivantes sont importantes à considérer :

- Entre 2016 et 2019, plus de 76 milliards de dollars US ont été investis dans l'industrie du GNL, ce qui occulte même la partie amont et aval de la chaîne ;
- Le financement d'un tel projet peut faire appel à un grand nombre de solutions de financement impliquées dans l'industrie dans le passé : banques d'investissement, agence d'exports, obligations vertes ou « *investment grade* », emprunts long terme, emprunts court terme, etc. ;
- 32 transactions dans le secteur de l'infrastructure du gaz naturel (hors amont) ont eu lieu depuis 2015 en Amérique du Nord, dont 20 dans le secteur du GNL et 12 dans le stockage et les gazoducs. La taille moyenne de ces financements était de 2,9 G US\$;
- L'émergence des obligations ou financements dits verts s'applique à certains domaines du gaz naturel, notamment quand des notions de réduction de GES ou de carboneutralité sont en jeu ;
- Juste au premier semestre de 2020, 27 transactions ont eu lieu dans l'infrastructure énergétique aux É.U, dont 8 dans le secteur gazier.

² <https://www.blackrock.com/au/individual/blackrock-client-letter>

L'équipe de GNL Québec peut fournir plus d'informations sur les méthodes et options de financement pour ce type de projet. Nous rappelons que nous sommes épaulés dans ce travail par la Société Générale, qui a été impliquée dans les financements récents de tous les projets de GNL (É.U, Russie, Mozambique...).

5. GNL Québec va bénéficier de subventions tarifaires pour l'électricité fournie par HQ, car il est moins faible que ce qu'a coûté la Romaine.

Rectification aux mémoires DM1908, DM9 et autres

Comme tout autre client industriel, GNL Québec aurait accès au tarif L, qui est un tarif réglementé par la Régie de l'Énergie. Lorsqu'elle fixe ce tarif, la Régie prend évidemment en compte à la fois les coûts d'immobilisation et d'opérations annualisées des infrastructures de production, de transport et de distribution existantes et nouvellement construites. Il est évident que le tarif réglementé d'électricité n'est pas basé sur le coût marginal d'immobilisation et d'opérations des nouvelles infrastructures. À cet effet, GNL Québec ne bénéficierait pas de subventions sur les tarifs d'hydroélectricité.

6. L'alimentation en hydroélectricité a requis le développement de la ligne haute-tension Micoua-Saguenay et du complexe de la Romaine.

Rectifications aux mémoires DM2491, DM2238, DM1908 et autres

Un certain nombre de participants ont exprimé des vues vis-à-vis des développements d'infrastructures nécessaires pour l'alimentation en hydroélectricité d'Énergie Saguenay. Les points ci-dessous sont partagés à des fins de clarification :

- À ce jour, le projet d'alimentation sous la responsabilité d'Hydro-Québec consiste en une ligne biterne de 345 kV entre le poste électrique de « Saguenay » et le site d'Énergie Saguenay au Port de Grande-Anse. Ce projet nécessite aussi un agrandissement du poste « Saguenay » afin de permettre l'alimentation de la ligne à 345 kV. Aucune autre infrastructure n'est nécessaire.
- Les différents projets de la Romaine et les besoins en approvisionnement de GNL Québec ne sont pas corrélés. En l'occurrence, le projet de la Romaine a commencé son processus réglementaire en 2011 alors que GNL Québec n'existe que depuis 2014.
- Le projet de ligne Micoua-Saguenay est aussi non lié à GNL Québec. Comme indiqué lors du processus réglementaire avec la Régie de l'Énergie, il fait partie d'une stratégie globale d'Hydro-Québec de renforcement de son réseau, pour couvrir les besoins en électrification du Québec.

7. Si absence d'hydroélectricité, le projet pourra toujours avoir recours à l'autoconsommation.

Rectification aux mémoires DM2238

Un certain nombre d'intervenants ont indiqué qu'en dépit des plans actuels d'utilisation d'hydroélectricité, GNL Québec pourrait avoir recours à l'autoconsommation du gaz naturel entrant pour les opérations des unités de liquéfaction.

Une modification du design de l'usine afin d'avoir recours à l'autoconsommation viendrait modifier significativement le processus de liquéfaction, les équipements et les installations.

En effet, l'ajout de turbines au design doublerait ou même triplerait l'empreinte au sol de l'usine, ce qui aurait pour effet immédiat de modifier le plan de l'usine, les émissions, etc. Ceci ne serait pas possible dans le processus réglementaire en cours.

8. On observe que les investisseurs préfèrent aujourd'hui des retours à plus court terme. C'est ce qu'offrent les énergies renouvelables.

Rectification au mémoire DM92

Les énergies renouvelables n'offrent pas des retours à plus court terme, car elles sont financées de la même façon que tout projet d'infrastructure énergétique sur le dos de contrat long terme pour l'achat de l'électricité (*Power Purchase Agreement*). On parle ici de période de 10-15 ans minimum. Ces périodes de temps sont similaires à l'industrie du GNL.

GAZ À EFFET DE SERRE

9. Les scénarios présentés par le GIEC indiquent que la consommation de gaz naturel doit décroître de façon significative d'ici 2030.

Rectification aux mémoires DM2464, DM1108 et autres

Dans son document *Summary for Policymakers* (IPCC, 2019)³, le GIEC reprend 4 scénarios (*Path 1, Path 2, Path 3, Path 4*) qui sont extraits des 90 scénarios qui ont été réalisés par le GIEC dans leur dernier rapport et illustrent des situations relatives à différents paramètres pris pour chaque scénario (Capture du carbone ou CDR, gestion des émissions en agriculture ou AFOLU, etc.).

Sur ces 4 scénarios, 2 scénarios font état d'une croissance de la demande en gaz naturel d'ici 2030 (P3, P4), et tous font état d'une décroissance massive du charbon d'ici 2030. Il est important de rappeler que tous ces scénarios sont compatibles avec les objectifs de limitation du réchauffement à 1,5 C d'ici 2100 en comparaison à l'ère préindustrielle (IPCC, 2019)⁴.

Tous les scénarios demandent un contrôle important des émissions de méthane d'ici 2050 (réduction de 50 %), un sujet que le gouvernement fédéral canadien a commencé à attaquer avec ses nouvelles réglementations.

L'Europe a également emboité le pas (U.E, 2020)⁵, afin de réussir sa réduction de 55 % des émissions de GES d'ici 2030. Ces décisions autour du méthane (notamment pour le secteur de l'énergie) sont très importantes pour s'assurer du rôle majeur que le gaz naturel va jouer dans la transformation globale des systèmes énergétiques.

10. Le scénario de développement durable (*Sustainable Development Scenario* ou SDS) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) n'est pas compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris.

Rectification aux mémoires DM2464, DM2420 et autres

À cet effet, l'AIE est très claire sur le sujet et confirme que son scénario est parfaitement compatible avec l'Accord de Paris pour limiter, et l'explique très clairement sur son site internet (<https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development->

³ https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf

⁴ https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf

⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_1833

[scenario](#)). Il est donc noté que le SDS est compatible avec l'Accord de Paris, et à cet effet l'AIÉ fournit également des informations sur son scénario en comparaison aux 90 scénarios réalisés par le GIEC. Il est expliqué que le SDS est moins basé sur les émissions négatives que les scénarios du GIEC, et que donc sa trajectoire est largement à l'intérieur de l'enveloppe définie par le GIEC. L'AIÉ a aussi commencé à travailler sur un scénario 100 % carboneutre d'ici 2050, qui lui aussi remplit les objectifs du GIEC.

11. L'Article 6 n'a pas encore été adopté par les signataires de l'Accord de Paris

Rectification au mémoire 2488

L'Article 6 de l'Accord de Paris a été adopté, mais pas n'a pas été opérationnalisé, en particulier la partie concernant les résultats d'atténuation transférés à l'échelle internationale (RATEI).

Cette partie est cruciale dans le succès de l'Accord de Paris (et le Canada via le gouvernement fédéral et le gouvernement de Colombie-Britannique travaille déjà à ce sujet), car il permet de valoriser les pays dits « ressources » pour qu'ils fournissent des ressources plus « durables » afin de faciliter la transition énergétique d'autres pays. Une des grandes limites du système de comptabilisation des GES au niveau mondial est qu'elles sont comptabilisées à l'endroit de leur production et non de la consommation du produit, ce qui a l'effet pervers de favoriser la délocalisation des émissions (industries plus polluantes dans les pays avec des normes moins strictes, etc.).

Une opérationnalisation adéquate de l'Article 6 pourrait permettre d'accélérer la transition, et, à un certain point, pourrait même permettre au Québec de bénéficier de crédits carbone en lien aux RATEI pour la réduction d'émissions à l'international par le remplacement de charbon par du GNL produit au Saguenay.

Il n'est d'ailleurs pas précisé dans l'Accord de Paris si les mécanismes de l'Article 6.4 doivent être priorités pour certaines industries. Ces mécanismes s'appliqueraient à toute industrie qui permettrait l'atteinte des objectifs de l'Accord de façon générale.

12. Les émissions de GES dites de scope 2, à savoir celles reliées à la production d'électricité, n'ont pas été prise en compte dans les analyses.

Rectification au mémoire DM1587 et présentation orale de Jesse Greener (Séance publique du 3 novembre, 13h)

Certains intervenants ont mentionné que les émissions liées à l'utilisation de l'hydroélectricité n'étaient pas considérées. Nous confirmons qu'elles ont été prises en compte à la fois dans l'étude de WSP et celle du CIRAIG.

13. Les émissions de GES dites de scope 3 n'ont pas été prises en compte.

Rectification au mémoire DM1587 et présentation orale de Jesse Greener (Séance publique du 3 novembre, 13h)

Certains intervenants ont indiqué que le rapport des émissions de GES n'ont pas pris en compte les émissions dites de scope 3 (par exemple en lien avec l'acier, le ciment ou autres matériaux de construction).

L'Analyse de cycle de vie du CIRAIG prend bien en compte toutes ces émissions, qui font donc partie du rapport ACV fourni dans le cadre du processus environnemental. À cet effet, l'ACV du CIRAIG va même plus loin que les standards actuels proposés par le GHG Protocol dans la déclaration d'entreprise et/ou focus gouvernemental qui ne considèrent que les scopes 1 et 2 de l'analyse. Enfin, l'approche de l'ACV est reconnue par le GHG Protocol dans les standards de comptabilisation des gaz à effet de serre (<https://ghgprotocol.org/product-standard>).

Finalement, l'ACV est revue par un comité de réviseurs critiques et doit répondre aux critères des normes ISO 14044-40, ce qui justifie le sérieux de l'approche ACV.

14. Le gaz naturel perd son avantage vis-à-vis du charbon dès 2,3 % de fuites fugitives.

Rectification aux mémoires DM2464 et autres

Le CIRAIG dans son analyse de cycle de vie a fourni les limites de fuites fugitives pour la perte d'avantage du gaz naturel vis-à-vis du charbon. Elles s'élèvent à :

- Plus de 15 % de la production d'un puits si le GNL remplace le charbon pour la génération d'électricité ;
- Plus de 8 % de la production d'un puits pour la substitution du charbon pour la génération de chaleur ;
- Plus de 4 % de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers pour la génération de chaleur ;
- Entre 2,2 et 3 % de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers utilisés comme carburant pour les transports.

15. Le CIRAIG considère que les avantages potentiels de diminution des GES, s'il y a remplacement du charbon et du pétrole, seraient annulés si les émissions fugitives s'avèrent plus élevées que le taux de 1,2 % considéré dans leur rapport.

Rectification aux mémoires DM2464 et autres

Le CIRAIG dans son analyse de cycle de vie a fourni les limites de fuites fugitives pour la perte d'avantage du gaz naturel vis-à-vis du charbon. Elles s'élèvent à :

- Plus de 15 % de la production d'un puits si le GNL remplace le charbon pour la génération d'électricité ;
- Plus de 8 % de la production d'un puits pour la substitution du charbon pour la génération de chaleur ;
- Plus de 4 % de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers pour la génération de chaleur ;
- Entre 2,2 et 3 % de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers utilisés comme carburant pour les transports.

16. GNL Québec va nécessiter la production de 18,5 ou 23 Gm³ / jour pour la liquéfaction à l'usine.

Rectification au mémoire DM2238

GNL Québec va nécessiter 1,56 Gpi³ / jour de gaz naturel, soit 546 Gpi³ par an (96 % de taux d'utilisation de l'usine). Cela correspond environ à 15,5 Gm³ par an. Si on prend en compte le gaz naturel qui serait consommé pour aller de l'Ouest canadien au Saguenay, on parlerait de 16,5 Gm³ par an.

Il est à noter que l'analyse de cycle de vie du CIRAIG n'est pas basée sur le gaz naturel liquéfié à l'usine (soit 15,5 Gm³ par an), mais sur le gaz naturel produit en amont dont une partie sera consommée entre le lieu de production et le complexe de liquéfaction. Nous ne nous expliquons donc pas les différents chiffres de production en Gm³ amenés par certains intervenants, ce qui a un impact important sur les assertions faites eu égard aux émissions de GES.

17. Dans l'optique de limiter le réchauffement climatique global à 1,5 °C par rapport à l'ère préindustrielle, le GIEC (ibid., p. 96) indique d'ailleurs qu'il devra y avoir une réduction globale de l'utilisation du gaz fossile allant de 13 à 60 % (selon les modélisations effectuées) pour la période 2020-2050.

Rectification au mémoire DM2238

La conclusion faite par un intervenant sur ce sujet ne prend pas en compte tous les scénarios préparés par le GIEC. En l'occurrence, le Path P3 voit une augmentation de 21 % de la consommation de gaz naturel entre 2010 et 2050.

18. L'étude du CIRAIG conclut à une diminution moyenne de 670 g éq. CO₂/kWh des émissions des usagers finaux, correspondant à une diminution de 1060 MT éq CO₂/an des émissions mondiales.

Rectification au mémoire DM2238

Nous ne comprenons pas comment ces chiffres ont été extrapolés. L'étude du CIRAIG conclut à une réduction moyenne de 278 g CO₂e / kWh, soit 28,9 Mt CO₂e / an au niveau mondial.

19. Le GIEC préconise l'arrêt du gaz naturel d'ici 2050.

Rectification au mémoire DM2464

La conclusion faite par un intervenant sur ce sujet ne prend pas en compte tous les scénarios préparés par le GIEC. En l'occurrence, le Path P3 voit une augmentation de 21 % de la consommation de gaz naturel entre 2010 et 2050. Même les 3 autres scénarios présentés (sur les 90 réalisés) ne concluent pas en un arrêt du gaz naturel d'ici 2050.

20. On peut supposer que la capacité de génération d'électricité par les énergies renouvelables s'accroîtra autant dans les cinq prochaines années que dans les cinq dernières. De plus, le prix des énergies renouvelables devrait poursuivre leur chute de manière conséquente.

Rectification au mémoire DM2106 et autres

Nous avons traité des attentes de réduction de prix des EnR dans un correctif précédent en nous basant sur les convergences asymptotiques des coûts des EnR (solaire et éolien)

comme présentées par l'AIÉ et Lazard qui couvrent à la fois le coût LCOE⁶ des différentes sources d'énergie et le coût LCOS⁷ de stockage qui doit être pris en compte dans l'analyse complète. Les dernières études de DNV-GL vont d'ailleurs dans ce sens. Il est important de rappeler qu'au-delà des améliorations logistiques et industrielles, il y a aussi des limites physiques à augmenter l'efficacité des panneaux solaires et des éoliennes, à savoir respectivement la limite Shockley-Queisser⁸ (33 % d'efficacité maximum dans la transformation d'un photon en électricité) et la limite Betz⁹ (60 % d'efficacité maximum dans la conversion de l'énergie cinétique du vent en électricité).

21. Au premier mois de l'année 2018, une importante fuite se déclarait sur deux de ses cinq trains de liquéfaction de Sabine Pass dans le Golfe du Mexique.

Rectification au mémoire DM2082

Cette information rapportée par l'IRIS est erronée. Les fuites ont eu lieu sur des réservoirs de stockage et non pas des trains de liquéfaction. Ces réservoirs ont été mis hors usage pour effectuer les réparations nécessaires, ce qui démontre le rôle des outils de détection de fuites dans une usine de liquéfaction.

Il est important de rappeler aussi que les réservoirs de Sabine Pass ne sont pas à intégrité totale comme ceux qui seraient construits pour Énergie Saguenay. Cette différence est importante, car, pour Énergie Saguenay, cela limiterait drastiquement ce type de risques de fuites.

22. L'entreprise estime les émissions fugitives à 0,31 % tandis que la DEC du MELCC l'estime à 1,4 %.

Rectification au mémoire DM2178

Cette erreur d'interprétation des émissions fugitives a déjà été corrigée avec le MELCC et le MELCC a confirmé la justesse du niveau d'émissions fugitives retenu par le CIRAIG dans son analyse du cycle de vie.

Dans sa réponse DQ20.1, ECCC fait également état d'une sous-estimation des émissions fugitives et revient sur ce taux de 0,31 %. Le CIRAIG a répondu en détail à la mauvaise interprétation de certaines parties prenantes sur les émissions fugitives dans la réponse DQ5.1 (réponse 16). Cette explication avait été également fournie aux autorités fédérales dans le passé. L'explication du CIRAIG est en parfait accord avec les dernières études, citées notamment en réponse 29 de ce document, qui sont prises comme

⁶ <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>

⁷ <https://www.lazard.com/media/451418/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60.pdf>

⁸ https://ph.qmul.ac.uk/sites/default/files/u75/Solar%20cells_environmental%20impact.pdf

⁹ https://energyeducation.ca/encyclopedia/Betz_limit

référence (ou validation des études précédentes). À cet effet, nous n'estimons pas que les émissions fugitives soient sous-estimées bien qu'elles puissent être dans la partie basse de la fourchette comme l'a indiqué le MELCC. Ceci se justifie notamment par la meilleure performance environnementale des producteurs de gaz naturel canadien en comparaison aux É.U notamment.

Ces données sont d'ailleurs confirmées par 2 études récentes :

- La première étude a été réalisée par l'Institute of Environmental Physics (IEP) de l'Université de Brême, en Allemagne (Schneising, Août 2020). Elle montre des niveaux de fuite aux États-Unis de l'ordre de 1,2-1,4 % en moyenne (hors bassins problématiques comme le permien, où les réglementations sont contestées), ce qui est bien en dessous des niveaux maximums limites pour ne pas avoir un impact positif sur les changements climatiques sur un horizon de 20 ans.¹⁰
- La seconde étude contredit les conclusions de l'étude d'Howarth et a été réalisée par le Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences, University of Colorado Boulder, Boulder, CO, USA, par le National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Earth System Research Laboratory, Boulder, CO, USA et par le Lawrence Berkeley National Laboratory de University of California, Berkeley, CA, USA (avril 2019)¹⁰ et son directeur du département en génie climatique. Elle conclut qu'il n'y a pas de liens significatifs entre l'augmentation de la production de gaz naturel par fracturation hydraulique et les émissions de méthane dans l'atmosphère.¹¹

23. Dans le contexte de l'Union européenne, le charbon est déjà en voie de se faire éliminer du mix énergétique et est de plus en plus remplacé par des énergies renouvelables.

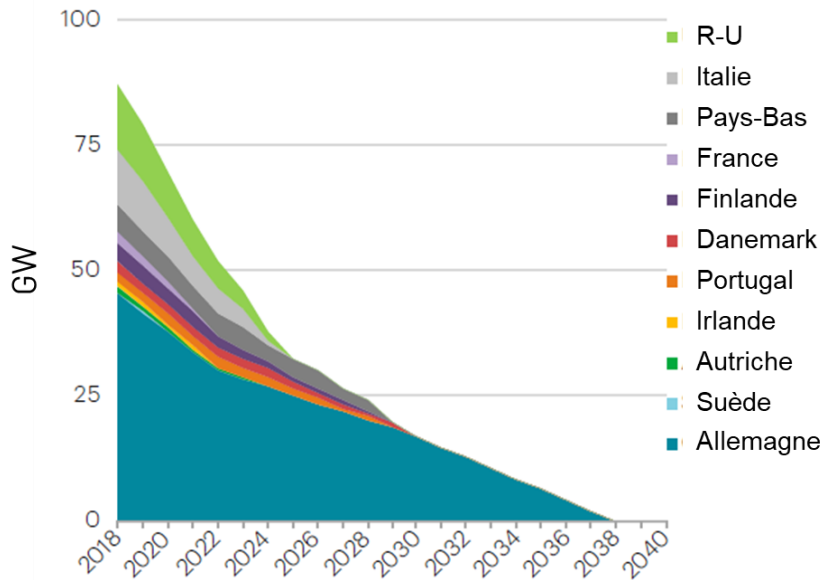
Rectification au mémoire DM2238 et autres

En effet, l'UE a entamé depuis plusieurs années un mouvement vers la fin du charbon dans le mix énergétique. Le graphique ci-dessous préparé par l'AIÉ dans son World Energy Outlook 2019 montre l'échéancier de sortie du charbon pour les pays européens qui s'y sont engagés.

¹⁰ <https://acp.copernicus.org/articles/20/9169/2020/acp-20-9169-2020.pdf>.

¹¹ <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1029/2018GL081731>

Réduction de l'utilisation du charbon en Europe en fonction des politiques annoncées



Source: AIE, WEO 2019

On notera que les deux plus grands utilisateurs de charbon (Allemagne et Pologne) ont soit un objectif pour 2038 (Allemagne) ou soit aucun objectif autre qu'une réduction de leur dépendance à 11-28 % de leur mix énergétique d'ici 2040 (Pologne). On parle ici d'une capacité de production électrique via le charbon de l'ordre de plus de 80 GW juste pour ces deux pays, sans compter la production de charbon en tant que tel.

Les derniers scénarios de l'AIÉ sont très clairs que le gaz naturel jouera un rôle majeur dans le mix énergétique européen de façon générale dans les prochaines décennies, même si la demande sera amenée à décroître au fur et à mesure que les approvisionnements domestiques réduiront.

24. GNL Québec ne prend pas en compte certaines sources d'émissions, dont celles liées au transport du gaz naturel sur les marchés d'exportation.

Rectification au mémoire DM2464

L'intégralité des émissions de GES est prise en compte dans l'analyse de cycle de vie du CIRAIG, incluant les émissions fugitives et les émissions dites de scope 2 et scope 3. L'analyse de cycle de vie a été revue et validée par un panel de scientifiques indépendants et répond aux besoins de la norme ISO 14040. À cet effet, la comptabilisation des GES est complète et en accord avec les règles du GHG Protocol.

25. Le CIRAIG n'a pas fourni d'analyse examinant la sensibilité des émissions à ces facteurs importants, ni publié ses résultats complets, standardisés et classés par étape du cycle de vie, ni les données brutes utilisées dans ses chiffres finaux.

Rectification au mémoire DM2464

Le rapport du CIRAIG est parfaitement transparent et fournit l'intégralité des données. Ces données se trouvent notamment dans les sections suivantes:

- Les figures 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, 4-5, 4-6, Tableau 4-1 et la Figure 5-4 présentent toutes les résultats des diverses phases du cycle de vie ou même des processus inclus à l'intérieur de ces phases du cycle de vie ;
- L'Annexe C du rapport transmis à GNLQ fournit l'ensemble des processus *ecoinvent* sélectionnés employés par le CIRAIG ;
- L'Annexe E du rapport transmis à GNLQ présente l'intégralité des fichiers de calcul employés par le CIRAIG.

À cet effet, le rapport du CIRAIG fournit la transparence nécessaire à l'analyse des données, qui ont entre autres été validées par un comité scientifique indépendant.

En ce qui concerne la sensibilité des résultats, le CIRAIG a réalisé des analyses de sensibilités précises dans la section 4.2 du rapport et interprété ce résultat sur :

- L'impact de la méthodologie IMPACT World+ versus ReCiPe ;
- L'impact du PRG 20 versus le PRG 100, notamment par rapport au méthane ;
- L'impact de la variation du mix d'approvisionnement en gaz naturel ;
- L'impact de la variation de consommation énergétique au terminal de liquéfaction conventionnel (autoconsommation) et d'Énergie Saguenay (hydroélectricité) ;
- L'impact des fuites potentielles de méthane après la fermeture des puits ;
- L'impact de la variation de contenu en CO₂ dans le gaz naturel produit ;
- L'impact du pouvoir calorifique PCI vs pouvoir calorifique PCS ;
- Analyse de l'incertitude de chaque portion de la chaîne et de chaque hypothèse prises ;
- Analyse de la qualité des données disponibles.

26. Le CIRAIG suppose que l'électricité produite à partir du charbon a un rendement de 35 % (tableau 5.2, p.77), alors que la nouvelle électricité produite à partir du charbon en Chine utilise une technologie du charbon « ultra-critique » qui a généralement un rendement de 45 %. En corrigeant leur sous-estimation du rendement des dernières centrales au charbon, on réduit l'avantage climatique du remplacement du charbon par le gaz.

Rectification au mémoire DM2464

En effet, bien qu'il existe des technologies de nouvelles technologies disponibles à efficacité légèrement plus élevée (à la fois pour le charbon ou le gaz naturel), ce n'est pas les nouvelles centrales qui seront ciblées pour un remplacement, mais bien les centrales existantes à efficacité plus faible.

Par conséquent, une comparaison avec des centrales au charbon plus performantes ne reflète pas la réalité du terrain ce que la valeur d'efficacité utilisée dans l'ACV cherchait à faire - en présentant une moyenne de l'efficacité disponible en place, et non la centrale la plus performante ou même la centrale la moins performante - il s'agit de la moyenne recensée à l'époque de la réalisation du mandat.

À cet effet, le chiffre de rendement des centrales au charbon pourrait même être surestimé au vu de l'explication ci-haut.

27. L'estimation des émissions fugitives est sous-estimée si on prend en compte ici les estimations d'Alvarez et coll. (2018), qui sont de 2,3 % pour la moyenne de l'industrie sur la chaîne d'approvisionnement états-unienne pour la production de gaz conventionnel et non conventionnel, pour l'amont, et de 2,7 % du point de vue de la destination de livraison.

Rectification au mémoire DM2464

L'analyse et l'historique des méthodes d'évaluation des émissions fugitives ont été décrits en détail dans la section 2.6 de l'étude ACV du CIRAIG. Le CIRAIG a suivi une approche scientifique validée par le comité scientifique de révision indépendant, car il est de coutume de ne pas se baser une étude unique dans l'évaluation de telles données. À cet effet, l'étude d'Alvarez réalisée pour le compte de l'Environmental Defense Fund a bien été considérée. L'extrait suivant justifie l'utilisation du taux d'émissions fugitives retenu par le CIRAIG (et validé par le MELCC) pour une chaîne amont canadienne, car il est important de rappeler que les études prises en référence ne traitent que gisements des É.U. où la réglementation est différente.

« Alors que l'approche par mesures directes sur le terrain continue de fournir une estimation des émissions fugitives entre 1 et 1,5 % de la production d'un puits de gaz naturel, l'approche par mesure de la concentration atmosphérique s'est, en moyenne, rapprochée de ces estimations avec une valeur de 2,3 % de la production d'un puits [NDLR - comprendre l'étude de l'EDF autrement connue sous le nom de Alvarez et coll. 2018] – ce qui est loin des premières estimations avec cette approche qui évaluaient les taux de fuites entre 8 à 12 % de la production d'un puits.

Les auteurs de cette dernière étude ne prennent pas position pour expliciter les raisons des différences observées. L'explication des différences apparente a plutôt été mise en lumière par une étude parallèle. En effet, les travaux de l'université du Colorado ont permis une meilleure compréhension des différences entre les approches. Les résultats de l'étude sont présentés à la Figure 2-10 (Vaughn et coll., 2018). Il est possible d'y observer que la fenêtre de mesures de l'approche top-down n'est pas nécessairement représentative de l'inventaire temporel de l'approche *bottom-up*.

Les émissions associées au dégazage manuel des liquides (*manual liquid unloading*) varient dans le temps. Ainsi, si les conditions climatiques de la prise de mesure top-down corréle un moment où le dégazage manuel des liquides est à son plus élevé (tel que présenté dans cette figure), les résultats s'en trouveront affectés. Il est normal que l'approche *top-down* produisent des résultats plus variables selon le moment de la journée où les mesures sont prises.

Le tableau suivant détaille un inventaire d'émissions fugitives pour les régions et les informations publiées par Allen et coll. (2013) – l'étude reprise de façon prépondérante par EDF [NDLR - pour estimer les résultats de l'approche par mesures directes pour fin de comparaison avec les résultats de leur approche par mesure de la concentration atmosphérique]. D'autres études ont également été utilisées pour compléter l'inventaire. Ce tableau présente le portrait le plus récent de l'industrie gazière. »

Dans tous les cas, il ne faudrait pas s'accrocher à un seul et unique chiffre pour l'évaluation des émissions fugitives puisque cette évaluation a tendance à varier en fonction de l'étude, des gisements de gaz naturel évalués et de la variabilité temporelle. En d'autres mots, il existe des sources inhérentes d'incertitudes quant à l'évaluation des émissions fugitives. C'est pourquoi, une évaluation connexe aux émissions fugitives a été formulée:

« Les conclusions avantageuses obtenues pour le GNL du Saguenay peuvent toutefois être inversées si les émissions fugitives s'avèrent plus élevées que ce qui a été considéré dans le cadre de ce rapport. Ces dernières devront s'établir à plus de 15 % de la production d'un puits si le GNL substitue le charbon pour la génération d'électricité, 8 % de la production d'un puits pour la substitution du charbon pour la génération de chaleur, 4 % de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers pour la génération de chaleur et entre 2,2 et 3 % de la production d'un puits pour la substitution de produits pétroliers utilisés comme carburant pour les transports. »

Enfin, il est important de rappeler qu'il y a toujours de l'incertitude sur la provenance des émissions de méthane mesuré dans l'atmosphère sachant que les émissions de méthane dues à l'industrie ne représentent que 28 % des émissions totales aux É.U (U.S. EPA, 2020). L'étude réalisée par l'Institute of Environmental Physics (IEP) de l'Université de Brême, en Allemagne (Schneising, Août 2020) montre d'ailleurs des niveaux de fuite aux États-Unis de l'ordre de 1,2-1,4 % en moyenne (hors bassins problématiques comme le permien, où les réglementations sont contestées), ce qui est bien en dessous des niveaux maximums limites pour ne pas avoir un impact positif sur les changements climatiques sur un horizon de 20 ans.

EXTRACTION ET CONSOMMATION DU GAZ NATUREL

28. Le projet GNL Québec entrainera la mise en opération de 16 000 puits pour une durée de 50 ans d'opérations.

Rectification au mémoire DM127

La production de puits exploités via fracturation hydraulique a en effet un profil de production différent des ressources conventionnelles avec une large production dans les 5 premières années puis une production moindre sur le reste de la vie du puits, qui en général est exploité sur une période 10-15 ans.

Afin de clarifier le sujet concernant le nombre de puits nécessaires pour fournir le gaz naturel à Énergie Saguenay – qui ne sont pas nécessairement des puits supplémentaires de ce qui est déjà prévu dans les projections dans la mesure où GNL Québec ne sera pas directement responsable de production supplémentaire pour 100% de ses besoins comme l'indiquait Wood Mackenzie dans son étude – nous avons pris contact avec les experts de l'industrie en Alberta (Alberta Energy Regulator et PSAC) afin de mieux cerner ce chiffre. Afin de rester conservateurs dans notre analyse, nous avons tout d'abord considéré un scénario où toute la production serait en supplément de ce qui est déjà prévu notamment par la Régie de l'Énergie canadienne dans ses projections.

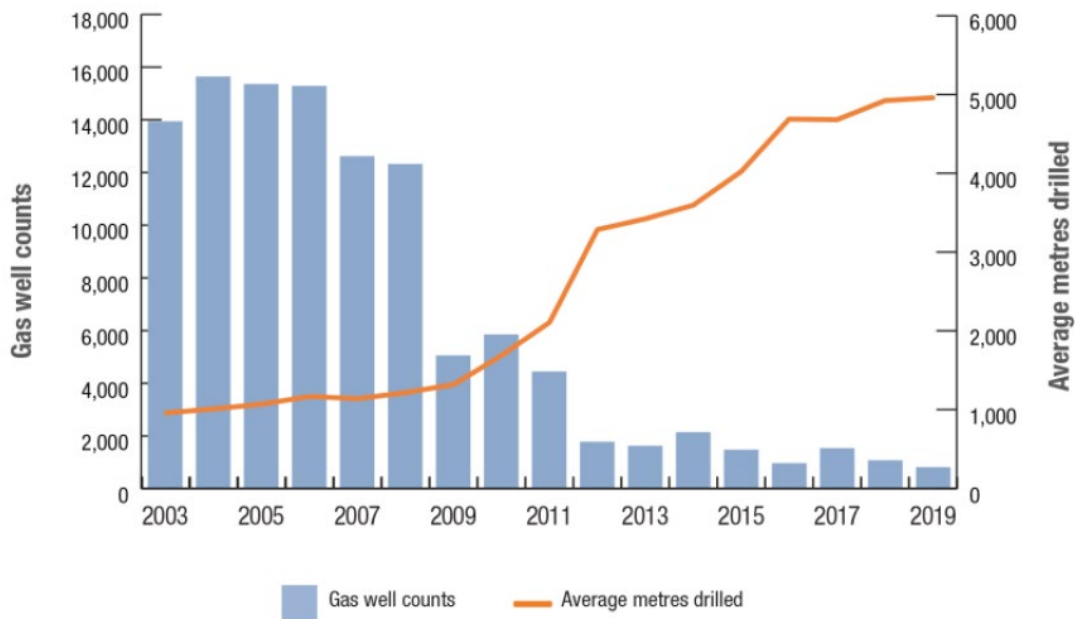
- L'Alberta Energy Regulator indique que pour maintenir une production de 260 Mm³ / jour en moyenne, il faut placer une moyenne de 750 puits supplémentaires en production par an¹². Si on rapporte cela au besoin de GNL Québec, on parle donc de 120 puits par an, ou 6000 sur une période de 50 ans, en partant du principe que le besoin de GNL Québec ne sera que de la production supplémentaire. Si on se base sur les estimations de Wood Mackenzie en termes de responsabilité de production supplémentaire (à savoir 5,1 % des besoins de GNL Québec seraient de la production en supplément des prévisions sans GNL Québec), on parle alors de 6-7 puits par an et donc environ 300 puits sur une période de 50 ans. Ce chiffre est donc loin des 16 000 puits avancés par un intervenant et basé sur des informations du régulateur albertain (moyenne de l'industrie).

12 [https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st98/natural-gas/production#:~:text=Average%20daily%20production%20of%20raw,day%20\(Bcf%2Fd\).](https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st98/natural-gas/production#:~:text=Average%20daily%20production%20of%20raw,day%20(Bcf%2Fd).)

- De son côté, en se basant sur les données de l'industrie, de Ressources Canada et de la Régie de l'Énergie du Canada¹³, PSAC estime que la production soutenue de 1 GPI³ / jour nécessite la mise en opérations de 75 puits par an. Basé sur ce ratio, on parle donc d'un total maximum d'environ 115 puits par an, ou 5750 puits sur 50 ans dans le cas le plus conservateur, et d'environ 6 puits par an, ou 300 puits sur une période de 50 ans en prenant en compte l'analyse de Wood Mackenzie. On est donc encore loin des 16 000 puits avancés, en prenant une seconde source.

Ces différences d'évaluation peuvent être expliquées par l'amélioration des techniques de production qui ont permis de réduire de façon importante le nombre de puits tout en produisant une quantité plus importante, comme en témoigne le graphique ci-dessous qui provient de Ressources Canada¹⁴.

NATURAL GAS WELLS COMPLETED AND AVERAGE METRES DRILLED IN WESTERN CANADA



Enfin, il a également été soulevé que seulement 15 % des ressources disponibles dans un puits allaient être extraites et produites lors de l'exploitation d'un puits. Bien que ce chiffre ait pu être réel dans les premières années de la production industrielle de gaz naturel via fracturation hydraulique (comme en témoigne le graphique ci-dessus), les

13 <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2019/assumptions/index.html>

14 <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/natural-gas-facts/20067>

chiffres actuels, notamment en Alberta, sont plus proches de 36 % comme en témoigne l'étude de l'Université de Calgary en 2017 (Wang, 2017)¹⁵.

Des analyses plus théoriques ont même permis d'évaluer que 65-75 % des ressources d'un puits devraient pouvoir être produits (Hood et coll, 2013)¹⁶. Enfin, il est aussi important de rappeler que ce n'est pas parce que ce gaz n'est pas produit qu'il va ensuite s'échapper dans l'atmosphère. Les puits sont forés à des centaines de mètres sous terre, et la majorité des potentielles émissions fugitives ont lieu à la tête des puits.

D'ailleurs, une étude crédible réalisée par le Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences, University of Colorado Boulder, Boulder, CO, USA, par le National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Earth System Research Laboratory, Boulder, CO, USA et par le Lawrence Berkeley National Laboratory de University of California, Berkeley, CA, USA (avril 2019)¹⁷ et son directeur du département en génie climatique montre qu'il n'y a pas de preuves évidentes que la production de gaz naturel par fracturation hydraulique résulte en plus de méthane dans l'atmosphère.

29. Le gaz transporté proviendrait de l'industrie des gaz de schiste par fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien.

Rectification générale du promoteur

Bien que le gaz naturel soit en partie de sources non conventionnelles (environ 80-85 % si on se fie aux estimations long terme de la Régie de l'Énergie du Canada), il n'est cependant pas issu des gaz dits de schiste.

15

https://prism.ucalgary.ca/bitstream/handle/11023/3850/ucalgary_2017_wang_min.pdf;jsessionid=B8DE57BA903E5B3DE22E4D2F81B81238?sequence=5

16

https://www.researchgate.net/publication/301912251_Continuous_Resource_Assessment_Integrating_Volumetric_Analysis_and_Probabilistic_Well_Simulation

17 <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1029/2018GL081731>

TRANSPORT MARITIME ET SÉCURITÉ

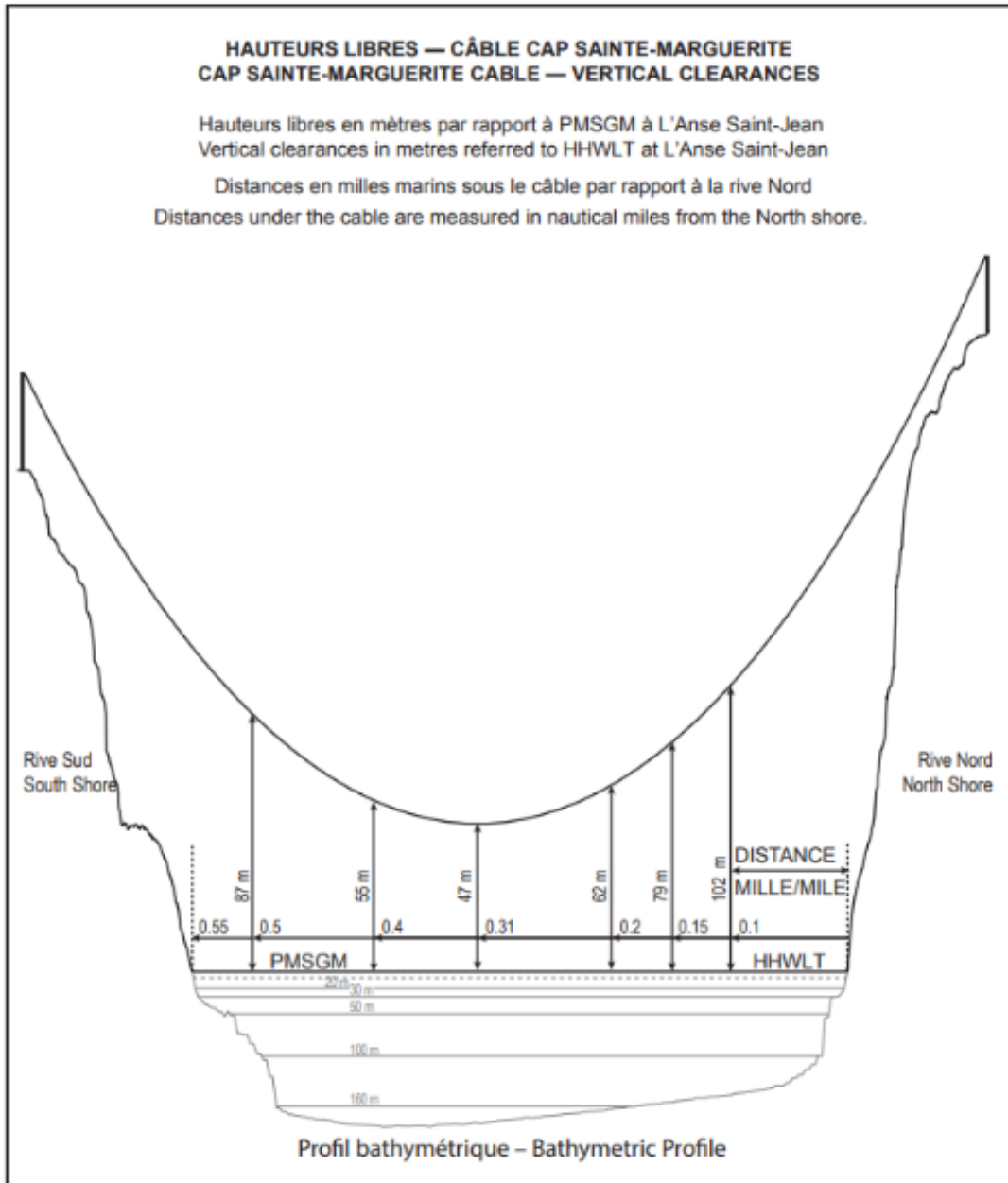
30. Les navires méthaniers ne pourront passer sous les câbles électriques du Cap Sainte-Marguerite qu'à marée basse

Rectification au mémoire DM584

Selon les avis aux navigateurs publiés par la Garde côtière du Canada, la hauteur libre garantie sous les câbles du Cap Sainte-Marguerite est de 47 m au centre des lignes à marée haute lors des événements de grande marée (pleine mer supérieure, grande marée - PMSGM). Il s'agit donc de conditions extrêmement défavorables. On peut observer sur cette figure que le dégagement augmente rapidement à plus de 50 m.

Bien que la conception du navire ne soit pas terminée, les navires similaires ont des tirants d'air généralement inférieurs à 50 m. Selon les discussions préliminaires, il serait potentiellement possible d'obtenir une réduction de tirant d'air d'entre 6 et 10 m. Un tirant d'air de 45 m est donc envisageable.

Ainsi, en évitant le centre par mesure de sécurité, le transit est possible sous les câbles électriques pour toutes les conditions de marées, même extrêmes.



31. Les navires méthaniers explosent

Rectification aux mémoires DM863, DM2129 et autres

Contrairement à certains gaz qui sont liquéfiés en les compressant (par exemple, le propane), le gaz naturel est liquéfié en abaissant sa température à $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$. Il est donc

transporté à bord des méthaniers à pression ambiante et ne peut exploser. Aucun cas d'explosion de navire méthanier n'est répertorié.

Le navire Syn Zania, victime d'une explosion le 3 juillet 2019 était un navire-citerne de propane liquide (LPG).

32. Le navire méthanier doit quitter la plate-forme en 30 secondes ; les équipages ne seront pas prêts

Rectification au mémoire DM2129

Tel que mentionné lors de la première partie des audiences, le navire doit être prêt à quitter la plate-forme très rapidement en cas d'urgence. Les procédures standards exigent la capacité de débrancher les bras de chargements en deçà de 30 secondes.

Dépendamment du niveau d'urgence, le navire pourrait ensuite être appelé à quitter la plate-forme de chargement. Le navire et l'équipage demeurent donc en veille pendant le transbordement et un pilote de la Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent demeurera à bord du navire. Les remorqueurs seront amarrés au quai de Grande-Anse et leurs équipages seront en veille et prêt à intervenir.

Il est à noter que les procédures d'appareillages peuvent débuter sans les remorqueurs et qu'il n'est pas nécessaire pour le navire de débuter son transit sur le Saguenay. Il peut s'ancrer à l'anchrage d'urgence de Saint-Fulgence ou, en hiver, se coincer volontairement dans la glace en attente du brise-glace si ce dernier est nécessaire.

33. Les navires méthaniers ne respecteront pas les limites de vitesse

Rectifications au mémoire DM1001

Plusieurs éléments intrinsèques au projet offrent une garantie du respect des limites de vitesse même si celles-ci sont volontaires et que GNLQ ne sera pas propriétaire des navires :

- Pilotage : La Corporation des pilotes du Bas-Saint-Laurent, qui contrôle le navire entre Les Escoumins et le terminal, s'est engagée au respect des limites de vitesse ;
- Études de logistiques : Les limites de vitesse sont incluses aux études logistiques visant à déterminer la taille et la quantité de navires nécessaire à l'exportation du GNL ;

- Flotte dédiée et optimisée pour les volumes à déplacer : Il n’y aura aucun avantage financier pour l’armateur d’aller plus vite puisqu’il n’aura pas de volume additionnel à transporter ;
- Contrat d’affrètement : Le contrat avec les opérateurs/propriétaires des navires comprendra des clauses explicites sur le respect des limites de vitesse assorties de clauses punitives. Le non-respect de ces conventions entraînerait une rupture de contrat ;
- Utilisation du remorqueur : Les remorqueurs ne sont pas des navires conçus pour naviguer à grande vitesse, mais plutôt, dans le cas d’Énergie Saguenay et selon les recommandations soumises au comité Termopol, dans une plage de vitesse comprise entre 5 et 11 nœuds. Puisque le remorqueur sera attaché au navire, il ne sera pas possible d’aller plus vite ;
- Contrat de vente : Les contrats de vente présentement en négociation sont tous de type « Port payé assurances compris » (CIP - Carriage and Insurance Paid To). Concrètement, cela signifie que GNLQ sera responsable de la cargaison jusqu’à son lieu de livraison et ainsi, pourra exercer un pouvoir sur l’opérateur du navire.

34. Un déversement de GNL entrainerait la formation d’un nuage explosif

Rectification au mémoire DM988

Le GNL est du gaz naturel liquéfié en abaissant sa température à 163 °C à pression ambiante. Puisqu’il n’est pas contenu sous pression, il n’est pas explosif et est très difficilement inflammable, sa température d’auto-ignition étant de 580 °C.

Advenant un déversement, le GNL serait rapidement porté à ébullition en se réchauffant et retrouverait sa phase gazeuse. À moins que le changement de phase n’ait lieu en milieu confiné, le gaz naturel ne serait pas sous pression et donc non-explosif. En présence d’une source d’ignition, il pourrait avoir un risque d’inflammation pendant une courte période lorsque la concentration de gaz naturel dans l’air se situe entre 5 et 15 %. À l’air libre, la volatilité du gaz et les courants d’air feraient en sorte que le nuage de gaz se diluerait rapidement.

Ainsi, en milieu non confiné, l’explosion d’un nuage de gaz naturel est impossible et son inflammation est hautement improbable.

Par ailleurs, il y a très peu d’endroits, à la fois à l’usine et sur les navires, où un déversement en lieu confiné pourrait avoir lieu. Les analyses quantitatives de

risques technologiques ont démontré que les risques d'une explosion à ces endroits sont très faibles et que si un tel événement se produisait les conséquences seraient limitées à l'intérieur de l'usine ou du navire.

35. L'impact sur l'herpétofaune n'a pas été évalué

Rectification au mémoire DM1125

L'impact sur l'herpétofaune est analysé et décrit à la section 8.8.1 de l'étude d'impact environnementale du projet.

36. Les navires méthaniers sont alimentés au mazout

Rectification générale du promoteur

Chaque navire est construit sur mesure selon les besoins du propriétaire et du projet. Dans le cadre du projet Énergie Saguenay, les trains de propulsion et les moteurs auxiliaires seront alimentés au gaz naturel, à partir du gaz d'évaporation.

37. Les navires auront plus de 300 m de longueur

Rectification aux mémoires DM2286 et autres

Les navires de type Q-Flex mentionnés au début du processus environnemental ont en effet environ 340 m de longueur. En cours d'analyse, ces navires ont été définitivement mis de côté au profit de navires plus petits et plus versatiles. Ces navires, d'une capacité approximative de chargement de 178 000 m³ de GNL auront une taille maximale de 300 m de long par 50 m de large.

38. La Garde-Côtière devra fournir trois (3) remorqueurs

Rectification générale du promoteur

Le remorqueur d'escorte et les remorqueurs à quai seront fournis par une entreprise privée spécialisée dans ce domaine. Les remorqueurs seront construits sur mesure et dédiés au projet.

39. La SIGTTO déconseille la mise en place en place de terminaux méthaniers au bout de longs chenaux étroits à l'intérieur des terres

Rectifications aux mémoires DM2238 et autres

SIGTTO (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators) est une organisation à but non lucratif regroupant plus de 170 membres opérateurs de terminaux gaziers maritimes, particulièrement le GNL et le GPL. L'objectif principal de SIGTTO est l'amélioration des connaissances maritimes et la promotion de la sécurité en mer en publiant diverses directives pour l'industrie.

La publication *Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties with views on RISK LIMITATION during PORT NAVIGATION and CARGO OPERATIONS: Information Paper No. 14* présente des recommandations de critères de sélection de sites pour l'installation d'un terminal méthanier. Les lignes ci-dessous présentent une traduction des principaux éléments des sections 2.1 « *Port Design* » et 6 « *Site Selection* », suivies d'une mise en contexte avec le projet Énergie Saguenay :

- *Le processus de sélection du site doit éliminer autant de risques que possible en plaçant les terminaux GNL dans des endroits abrités éloignés des autres utilisateurs du port [...] où les autres navires ne présentent pas de risque de collision et où une fuite de gaz ne peut affecter les populations locales* : les analyses quantitatives de risques ont démontré que les zones de vulnérabilité associées à la dispersion de vapeurs inflammables, la radiation thermique ou la surpression n'atteignent pas les populations locales.
- Les chenaux d'approches devraient avoir une largeur minimale de 5 fois la largeur du navire. Dans le cas d'Énergie Saguenay, cela signifie 250 m :
 - Les deux jetés étant situés en eaux profondes, il n'est pas nécessaire de mettre en place et d'entretenir de chenaux de navigation. En tout point, le Saguenay est amplement large et profond pour accueillir le type de méthanier envisagé pour le projet, et ce en considérant l'ensemble des marges de sécurité applicables.

- La localisation des jetés doit être faite de manière à éviter les possibilités de collision à 90 degrés (p. ex. dans une courbe importante sur une rivière) :
 - Les deux jetés sont localisés dans une section droite de la rivière
- La localisation d'une jetée dans un endroit abrité limite les forces dynamiques des vagues sur un navire :
 - Cette recommandation s'applique à des installations côtières. Le Saguenay n'est pas soumis à de grandes forces dynamiques causées par les vagues.
- L'emplacement de la jetée devrait également être choisi pour réduire le risque que des navires de passage heurtent un méthanier à quai [...] les navires de plus de 10 000 tonnes de déplacement transitant à des vitesses normales (10 nœuds) lorsqu'ils heurtent à 90 degrés, présentent un danger pour le système de confinement d'un méthanier. La construction d'une jetée dans de tels endroits est normalement considérée comme inappropriée :
 - Les seuls grands navires transitant devant les jetés sont les navires en direction des installations Marcel-Dionne. Puisqu'ils sont déjà en approche, leur vitesse est réduite.
- Les risques supplémentaires liés à l'augmentation du trafic et à la navigation en eau peu profonde étendue, lors du positionnement d'une jetée de GNL plus loin à l'intérieur d'un port, doivent également être pris en compte :
 - Ceci n'est pas le cas pour le projet Énergie Saguenay.

40. Avec le passage de 200 méthaniers par année, le terminal maritime et ses quais seront éclairés en permanence.

Rectification au mémoire DM1125

Considérant un temps de chargement maximal de 17 heures et un nombre maximal de 200 chargements en une année, le nombre total d'heures de chargement maximal possible annuellement est de 3400 heures. Une année comptant 8760 heures, la probabilité que les quais soient éclairés en permanence est relativement faible.

41. Il y aura plusieurs passages de méthanier par jour dans le parc marin / Il y aura croisement de méthaniers / Plusieurs méthaniers devront « attendre » à L'Anse-Saint-Jean, qui deviendra un stationnement de méthanier

Rectification à la suite de l'intervention verbale de Mme Marie-Claude Roy (Séance publique du 29 octobre, 19h)

Tel que mentionné dans plusieurs documents, le nombre de livraisons se situera entre 150 et 200 par année. Il s'agit d'une plage conservatrice qui sera ajustée suite à l'ingénierie détaillée et selon la capacité de charge finale des navires retenus.

Puisque la production de GNL sera constante, les livraisons devront également être effectuées à un rythme constant. Dans un pire scénario, soit 200 navires, il y aurait une livraison (2 passages) toutes les 44 heures. À l'opposé, en considérant 150 navires, la fréquence de livraison serait de 58 heures. Avec un temps de chargement de 15 à 17 heures et un temps de transit d'environ 8 heures, le croisement de méthanier est impossible.

Afin d'assurer une redondance en cas de bris, l'installation de deux jetés assure que le méthanier pourra accoster. Il n'est donc pas prévu de l'ancrer dans le Saguenay. En cas de mauvaises conditions météo ou de glace, le méthanier pourrait s'ancrer au site désigné Les Razades dans le Saint-Laurent.

42. GNL Québec est situé dans le Parc Marin du Saguenay–Saint-Laurent

Rectification en réponse aux mémoires DM23, DM1351 et autres

Il a été soulevé à plusieurs reprises que le terminal de liquéfaction de GNL Québec se situait à l'intérieur des limites du Parc Marin du Saguenay–Saint-Laurent. Ce qui est faux. Le port de Grande-Anse, où seraient localisées les installations de GNL Québec, est complètement à l'extérieur du Parc Marin Saguenay–Saint-Laurent, à près de 10 km de la limite amont.

VARIA

43. Une armée de lobbyistes chez GNL Québec

Rectification aux mémoires DM2420, DM999

Quelques intervenants ont donné différents chiffres sur le nombre de personnes inscrites au registre des lobbyistes de GNL Québec. Précisément, lors de la séance du 29 octobre en soirée, un intervenant a mentionné que l'entreprise avait inscrit 35 lobbyistes pour la poursuite de ses activités. GNL Québec tient à rectifier ce nombre. Ce sont 7 personnes inscrites sur le registre à titre de lobbyistes d'entreprise qui sont des salariées de GNL Québec. Il est important de préciser que GNL Québec a suivi et continuera à suivre scrupuleusement les normes et règlements encadrant les activités de relations gouvernementales et de lobbying au fédéral et sur le plan provincial.

44. GNL Québec a utilisé ses lobbyistes pour faire annuler une aire marine protégée

Rectification au mémoire 2420 et présentation orale de Mme Alice-Anne Simard (Séance publique du 2 novembre, 13h)

GNL Québec n'a été d'aucune façon impliquée dans ce dossier. Aucune représentation n'a été faite à ce sujet.

45. Le projet d'Énergie Saguenay a une durée de vie de 25 ans seulement

Rectification au mémoire DM848 et autres

Il a été soulevé à plusieurs reprises que la durée d'opération prévue du complexe de liquéfaction était de 25 ans. Il est important de rectifier que la durée de vie des installations est estimée à plus de 50 ans.

GNLQ détient actuellement un permis d'exportation de la Régie de l'Énergie du Canada, anciennement l'Office National de l'Énergie pour une période de 25 ans. Après cette période, nous ferons une demande d'extension de ce permis.

46. Il y a une pénurie de main-d'œuvre au Saguenay–Lac-Saint-Jean

Rectification au mémoire DM999, DM1846 et autres

La région du Saguenay Lac-Saint-Jean n'est pas en situation de pénurie.

Selon le Centre d'étude sur l'emploi et les technologies (CETECH), sur le plan économique, une pénurie de main-d'œuvre est une situation de déséquilibre du marché du travail caractérisée par l'insuffisance de l'offre de main-d'œuvre, qui se reflète par la présence de postes vacants qui perdurent et qui imposent à l'entreprise des pertes de production, en dépit du fait que la rémunération offerte et les autres conditions de travail correspondent à celles du marché. Une pénurie de main-d'œuvre peut s'observer momentanément dans une profession, mais c'est un phénomène qui perdure rarement. De manière générale, on peut reconnaître une situation de pénurie pour une profession donnée (et dans une région donnée) lorsque sont présents de façon simultanée les signaux suivants :

- Une forte croissance de l'emploi ;
- Un très faible taux de chômage ;
- La présence de postes vacants de longue durée (difficultés de recrutement) ;
- Une croissance importante des salaires ;
- Une absence ou insuffisance de relève (par exemple, des finissants)

La réalité du marché de l'emploi au Saguenay–Lac-Saint-Jean est unique au Québec.

Le développement économique de la région est basé sur l'exploitation des ressources naturelles et cela a amené trois caractéristiques particulières au marché de l'emploi de la région* :

- Une part plus importante de l'emploi dans le secteur manufacturier faisant en sorte que la région a été davantage touchée par la tertiarisation de l'emploi.
- Une grande part de l'emploi vient de la grande industrie, d'où plusieurs emplois se sont perdus à cause de gain de productivité.
- Une forte concentration des emplois dans le secteur de l'aluminium et du bois, créant une forte dépendance régionale aux marchés mondiaux. Le développement de ces industries est souvent freiné par les marchés.

Selon l'interprétation des données par Service Québec, issus des enquêtes sur la population active de statistiques Canada, des indicateurs démontrent que la région ne suit pas les tendances du reste du Québec:

- Les conditions difficiles du marché du travail de 1996 à 2006 ont mené au départ d'environ 22 000 personnes âgées principalement entre 20 et 34 ans.
- Au cours des 10 dernières années, la population active de la région a diminué de 10 % alors que celle du Québec a augmenté de 20 %.
- Pendant ces mêmes 10 années, le niveau d'emploi a été plutôt stable dans la région (+ ou - 10 %) alors que le nombre d'emplois a augmenté de 30 % dans le reste du Québec

Certes, nous avons assisté à une amélioration de certains indicateurs de l'emploi dans la région par rapport à l'ensemble du Québec dans les 20 dernières années, pour les raisons suivantes* :

- Le taux de remplacement de la main-d'œuvre est passé de 127 % à 60 % (volume de 20-29 ans sur le volume de 55-64 ans)
- La part de travailleurs de 55 ans et plus est passée de 9 à 20 %
- Le nombre de chercheurs d'emploi dans la région est passé de 20 000 à 8 000 (bassin réduit) en 2020. Ce bassin est réduit depuis environ 2 ans, alors que le reste du Québec vit cette situation depuis près de 10 ans. * données extraites d'une présentation de Service Québec.
- Bien que le taux de chômage ait diminué, il n'en demeure pas moins que certaines personnes sont toujours à la recherche d'emploi et la région demeure la 3^e ayant le plus haut taux de chômage à l'échelle de la province.

Selon le plan d'action pour la main-d'œuvre du MESS, le taux de postes vacants pour la région était de 2,5 % au troisième trimestre de 2019, avec un salaire moyen de 17,85 \$ de l'heure pour ces postes. Il s'agit du plus bas taux de poste vacant au Québec et du 3^e plus bas taux de salaire moyen pour les postes à combler. Ainsi, la région n'a pas connu de hausse significative des salaires, il n'y a pas eu de forte croissance de l'emploi et pour le moment on parle plus de difficultés de recrutement dans des secteurs précis, notamment au niveau des postes de manœuvre et du personnel de soutien.

Ainsi, toutes les conditions ne sont pas réunies à l'heure actuelle pour parler de pénurie de main-d'œuvre, on parle plutôt d'un phénomène de rareté ciblé dans certains types d'emplois et certains secteurs d'activité.

47. Le bilan de consommation d'eau lié au projet est incomplet

Extrait du mémoire DM1272 – Eau Secours

« Énergie Saguenay estime en moyenne un volume d'eau de 19,83 m³/h (19 830 litres/h) nécessaires aux activités, alors que 5 min 3 s/h (5000 litres/h) d'eau seront acheminés au site lors des opérations régulières en considérant un débit industriel de quatre heures par jour. Ainsi, pendant la phase de construction, 475 920 litres d'eau seront utilisés quotidiennement, soit **173 710 800 millions de litres** annuellement sur une période de quatre ans, soit de 2022 à 2026, alors que **20 000 litres par jour** seront requis pour les opérations régulières, **soit 7 300 000 litres annuellement** de 2026 jusqu'au moment de la fermeture du complexe. Malheureusement, nous constatons que toute l'eau utilisée lors de la construction de l'usine de liquéfaction n'est pas comptabilisée dans le bilan de l'eau. (GNL Québec, 2020c). »

Rectifications au mémoire DM1272

Les chiffres indiqués dans le mémoire d'Eau-Secours concernant les quantités d'eau requise pendant la construction sont incorrects, probablement dus à une incompréhension de la période de construction.

Ils ont considéré la capacité de 19,83 m³/h en continu pendant 24 h/jour, continué à tous les jours pour 4 ans ce qui est totalement faux. Ce chiffre de 19,83 m³/h représente la capacité de conception pour pouvoir fournir le débit requis pendant 4 heures/jours pendant les opérations. Il ne se sera jamais utilisé en construction. C'est dans la période de démarrage que ce débit pourra être requis pour un peu plus longtemps que 4 heures lors de la mise en opération qui nécessitera le remplissage des conduits et réservoirs reliés au circuit d'eau de procédé, ce qui peut représenter 16 heures par jour pendant 1 ou 2 jours. Ensuite, le débit requis sera de 5 min 3 s/h pendant 4 heures par jour seulement lors du début des opérations régulières.

En conclusion, la valeur de 19,83 m³/heure représente la capacité de conception seulement. En comparaison, c'est comme la douche dans une maison, qui est prévue pour donner un débit suffisant pour faire fonctionner correctement la douche, mais en fait, la douche sera utilisée en moyenne 15 minutes par jour. La consommation réelle est celle correspondant aux 15 minutes et non à la capacité totale de la douche.

48. GNL Québec n'a pas l'intention de rendre disponible son GNL à la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean

Rectification par rapport à certaines questions posées par la Commission lors de la présentation du mémoire DM1588

Il semble y avoir une confusion par rapport à l'intention de GNL Québec de rendre disponible son GNL pour la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean et/ou le nord du Québec.

Bien que le modèle d'affaire de GNLQ soit entièrement dédié à l'exportation et qu'aucun plan et qu'aucune négociation commerciale n'ont eu lieu pour l'approvisionnement en GNL sur le marché local, les installations nécessaires pour permettre la distribution sur le territoire québécois de GNL ont été intégrées au design de l'usine. Cette initiative est venue à la demande de la communauté.

À ce stade-ci, GNLQ s'est uniquement engagé à fournir les installations nécessaires à des partenaires potentiels pour le chargement du GNL à des fins de distribution locale. Aucun appel de proposition n'a été fait jusqu'à maintenant.

Si GNLQ mettait à disposition une partie de sa production pour le marché local, le transport et les opérations liées à la distribution de GNL localement seraient sous la responsabilité d'un partenaire, et non de GNLQ.

Le volume de GNL disponible pour le marché local n'a donc pas été évalué précisément, mais GNLQ ne voit pas d'enjeu à fournir une partie sa production pour le marché local.