

Objet : Questions supplémentaires - Projet de construction d'une installation de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay

1. *En 2014, le gaz de schiste représentait environ 4 % de la production totale de gaz naturel au Canada, tandis que le gaz de réservoirs étanches représentait 47 %. D'ici 2035, il est prévu que la production conjointe de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches représente 80 % de la production de gaz naturel au Canada. Veuillez fournir des précisions quant à l'évolution de la production de gaz de schiste. Quel pourcentage de la production totale de gaz naturel pourrait-il représenter à l'horizon 2035 ?*

Réponse :

Le gaz de schiste, et le gaz de réservoir étanche qui s'est formé comme gaz de schiste, a commencé à produire des quantités importantes de gaz naturel au Canada et aux États-Unis aux environs de 2008. Auparavant, les marchés gaziers étaient approvisionnés presque exclusivement en gaz classique et gaz de réservoirs étanches qui se formaient dans des puits verticaux. Le gaz classique et le gaz de réservoirs étanches qui peuvent se former dans des puits verticaux sont largement présents dans les réservoirs peu profonds ou profonds de « bassins » discrets en roche offrant une plus grande « perméabilité » (la perméabilité désignant la facilité avec laquelle le pétrole ou le gaz peut traverser une formation rocheuse). Ces bassins peuvent se développer dans un puits vertical ou un ensemble de puits verticaux, et on peut récupérer entre 60 et 90 % du gaz qui s'y trouve. Toutefois, certains gaz de réservoirs étanches et tous les gaz de schiste se trouvent dans les couches profondes de roche nettement moins perméables couvrant une large surface, souvent dans des formations épaisses. Les réserves sur place de gaz de réservoirs étanches et de gaz de schiste sont très importantes, mais seule une très petite quantité de gaz pourrait être récupérée à l'aide d'une technologie de complétion classique en raison du réservoir de faible perméabilité.

Les prix élevés sur les marchés gaziers d'avant 2009 ont incité l'industrie à développer une technologie pour exploiter ces réservoirs de faible perméabilité, ce qui a amené à combiner le forage horizontal et la fracturation hydraulique par étapes. Lorsque les puits horizontaux modernes utilisent la fracturation hydraulique par étapes, les gaz de schiste et les puits de gaz de réservoirs étanches ont un débit très élevé et, bien souvent, une conjoncture économique favorable.

C'est pourquoi le marché nord-américain du gaz a été inondé de gaz bon marché au cours de la dernière décennie environ. Peu de nouveaux puits conventionnels ont été forés pour le gaz au cours des dix dernières années; la production de gaz classique a diminué et l'on s'attend à ce que cela continue. Les prix du gaz au carrefour Henry devraient se maintenir aux alentours de 2,50-4,50 \$ US/MMBtu à long terme, étant donné les grandes ressources de ressources de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches qui subsistent au Canada et aux États-Unis.

La série de rapports sur l'avenir énergétique de la Régie de l'énergie du Canada (REC) inclut des projections pour la production de gaz naturel selon des scénarios variables, chacun étant accompagné d'une série d'hypothèses. Les principales hypothèses pour la production de gaz naturel incluent les prix supposés des matières premières et les niveaux des exportations de GNL. (Voir la réponse à la deuxième question ci-dessous pour obtenir des clarifications).

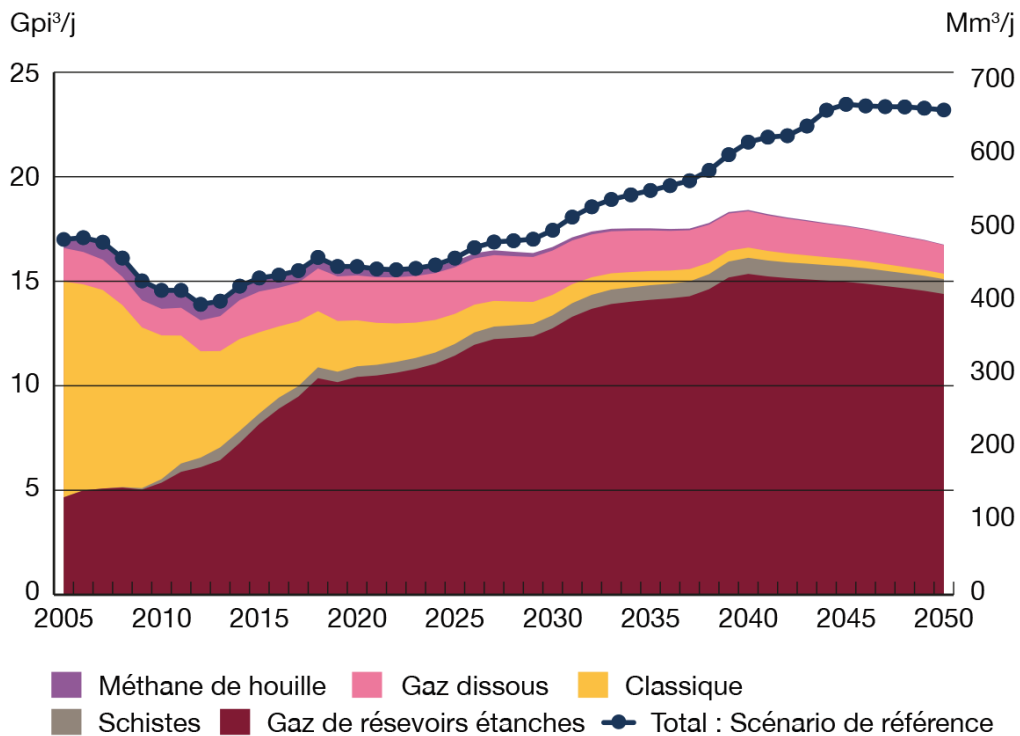
Le rapport Avenir énergétique du Canada en 2020 (AE), le dernier de la série, présume que la production de gaz dans le bassin de Montney constituera l'essentiel de la production de gaz au Canada à l'avenir. L'essentiel devrait provenir des régions comme Montney, en Colombie-Britannique, et l'Alberta, qui ont

d'importantes réserves de liquides de gaz naturel. Il convient de souligner que la REC classe le gisement de Montney comme du gaz de réservoirs étanches, et non du gaz de schiste, mais que d'autres organismes le considèrent comme du gaz de schiste.

La zone de Deep Basin, en Alberta, est l'autre grande région de production de gaz de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien. La production de Deep Basin est demeurée à peu près stable au cours de la dernière décennie et devrait rester relativement la même ou diminuer légèrement, selon le scénario Avenir énergétique.

L'Ouest canadien a aussi d'importantes ressources de gaz de schiste, mais la production devrait continuer d'être bien inférieure à la production à partir des gaz de réservoirs étanches non classiques.

La figure ES.7 du rapport AE2020 montre la production de gaz naturel selon le type (<https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2020/sommaire/index.html>). Ces données sont présentées dans l'annexe du rapport Avenir énergétique (<https://apps.cer-rec.gc.ca/fr/rppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>). En 2035, la production de gaz de schiste au Canada représentera 4,0 % de la production dans le scénario Évolution (0,7 Gpi³/j comparativement à 17,5 Gpi³/j) et 3,8 % dans le scénario de Référence (0,74 Gpi³/j comparativement à 19,36 Gpi³/j).

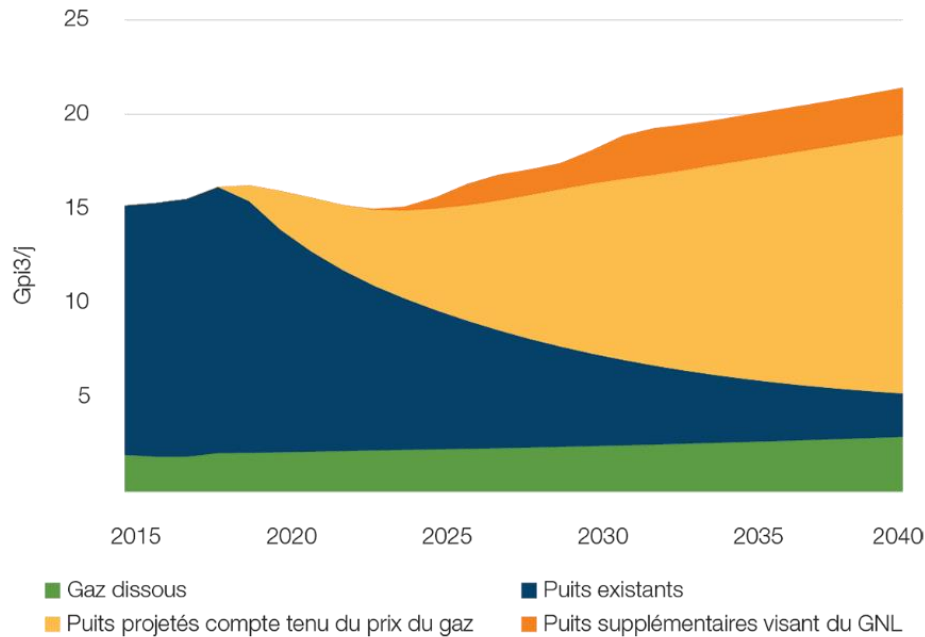


- La commission s'intéresse au potentiel attribuable à un terminal de liquéfaction d'accroître ou de consolider la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Veuillez préciser si la portion en orange foncé de ce graphique constitue la portion de gaz naturel qui serait extrait advenant la construction de terminaux de liquéfaction au Canada et si oui, lesquels sont pris en compte dans ce calcul. Veuillez expliquer dans quelle mesure la construction de terminaux de liquéfaction crée un

débouché pour la production de gaz naturel du Canada.

- Dans quelle mesure la mise en place de terminaux de liquéfaction induit l'exploitation de ressources qui ne le seraient pas par ailleurs.
- Est-ce que la construction de ces terminaux stimule l'exploitation de gisements moins rentables, qui sans cette capacité de liquéfaction ne seraient pas exploités ?

Production de gaz naturel commercialisable dans l'Ouest canadien, selon l'année de forage



Source : [REC 2019](#)

Réponse :

Ce chiffre reflète le rapport Avenir énergétique du Canada en 2019 de la REC (AE2019), pour référence uniquement, avec des hypothèses sur les exportations de GNL différentes du rapport AE2020. Précisons que cette figure provient de la fiche d'information sur le gaz naturel du rapport AE2019 (qui fournit des renseignements et données supplémentaires complétant le rapport principal AE2019).

La REC va diffuser de nouvelles fiches d'information au début de 2021, notamment une mise à jour de cette figure et de ces données.

Les rapports AE2019 et AE2020 émettent des hypothèses quant à la proportion d'exportations de GNL qui proviendront de puits de gaz dédiés – ou « différentiels ». Ces hypothèses sont assujetties à des incertitudes, et la proportion réelle de matières premières de GNL provenant des ressources dédiées variera en fonction du projet et des conditions des divers marchés.

Le rapport AE2020 suppose que 75 % des matières premières du GNL proviendront de l'approvisionnement en gaz dédié – c.-à-d., le gaz naturel produit uniquement pour les exportations de GNL, et en plus du gaz produit pour la vente sur les marchés gaziers en Amérique du Nord à de futurs prix présumés du gaz. Les 25 % restants des matières premières sont présumées avoir été achetés sur le

marché, lequel est approvisionné notamment par la production de gaz en fonction des prix du marché. Par exemple, dans le scénario Évolution du rapport AE2020, on présumait que les exportations de GNL passeraient à 4,8 Gpi³/j. Par conséquent, 4,8 Gpi³/j, ou 3,6 Gpi³, est une production « supplémentaire » et serait représentée par le segment orange foncé dans une figure mise à jour (incluse dans les nouvelles fiches d'information qui seront prêtes au début de 2021). Dans le scénario de Référence du rapport AE2020, les exportations de GNL passent à 7,1 Gpi³/j, de sorte que 75 % ou 5,3 Gpi³/j représenteraient une production « supplémentaire ».

De plus, le rapport AE2020 présume que les exportations de GNL provenant de ressources dédiées (c.-à-d. les 75 % mentionnés ci-dessus) proviendraient de zones gazières spécifiques. La REC présume que 85 % du gaz dédié proviendrait du gaz de réservoir étanche du bassin de Montney (80 % de la Colombie-Britannique et 5 % de l'Alberta) et 15 % du gaz de schiste du bassin de Horn River.

Le rapport AE2020 présume que la première phase de LNG Canada est construite. Les volumes supplémentaires présumés ne sont pas spécifiques à un projet en particulier.