



## GNL Québec Inc --- Réponses au courriel du 6 octobre 2020 (partie 3)

### 12- Effet rebond

- Est-ce que des études récentes démontrent que le phénomène de substitution avec effet rebond (sommairement : lorsque le gaz naturel liquéfié importé se substitue à des sources d'énergie, lesquelles sont transférées vers d'autres marchés) a été (ou n'a pas été) observé dans certains pays visés par l'Initiateur dans son scénario des exportations ? Lesquelles ?

Il est assez difficile d'évaluer l'existence ou non d'effet rebond car les flux de produits/matières énergétiques doivent être regardés d'un point de vue très détaillé. Cependant de nombreux travaux ont eu lieu sur le sujet, et nous allons expliquer brièvement les conclusions ci-bas, et l'application de ce concept dans le cadre de la question 12 de la Commission. En effet, il est particulièrement compliqué de dire si un effet rebond existe et d'en évaluer la cause car de nombreux critères peuvent influencer ou non un effet rebond, comme par exemple (1) le prix des produits alternatifs (pétrole, charbon, gaz naturel, nucléaire, solaire, éolien etc.), (2) l'interconnexion des réseaux électriques, logistiques ou de gazoducs entre les pays, (3) les politiques énergétiques des pays adjacents, (4) les coûts de revient et logistique de transport des différents produits, (5) la volonté de certains États de garder une industrie en existence (ici l'exemple du charbon) en faisant du dumping commercial, (6) la croissance économique des pays en question ou bien encore (7) les travaux d'efficacité énergétique des pays en question etc.. C'est avec ces informations à notre portée que nous avons confirmé les deux points suivants à la Commission lors de la première partie des audiences :

- Un effet rebond peut exister sur le court terme, en fonction des différentes politiques prises par les pays
- Un effet rebond sur le moyen/long terme est très peu probable pour les raisons que nous expliquerons plus bas

Les différentes analyses de marché réalisées par Wood Mackenzie et Poten & Partners, mais aussi les scénarios de l'AIÉ, prennent évidemment en compte ces effets de bord dans leur simulation afin d'extrapoler la production, demande et consommation de tous les pays modélisés en ce qui a trait aux différents produits énergétiques. Ceci s'applique aussi aux dernières études du GIEC. On voit par exemple dans le scénario SDS de l'AIÉ, que malgré l'existence potentielle d'effet rebond à court terme, la consommation mondiale de charbon décroît de façon drastique. La présence potentielle d'effet rebond à court terme est aussi une raison pour laquelle notre scénario de remplacement ne possède pas un chiffre plus important que 60% pour le charbon, car, dans un scénario réaliste, il y aura

potentiellement un effet rebond marginal à court terme qui ne permettra pas d'atteindre un résultat plus important que ce qui a été conclu via l'analyse de Poter & Partners.

Maintenant, pour revenir à l'effet rebond en tant que tel, c'est un concept relativement ancien qui avait été mis à jour par Jevons en 1865 dans une étude sur la relation entre l'utilisation du moteur à vapeur de Watt qui améliorerait considérablement l'efficacité du moteur par rapport au design existant de Thomas Newcomen et la consommation globale de charbon au Royaume-Uni. Sa conclusion a été qu'une partie du gain d'efficacité a en fait été annihilée par une utilisation accrue de charbon car le coût de production des produits (notamment de l'acier) avait décliné grâce au gain d'efficacité. En gros, l'amélioration technologique a résulté en une pénétration plus rapide de la technologie et donc en une consommation plus importante de charbon – principalement car la croissance (et son potentiel) du Royaume Uni à l'époque était très importante. Ce phénomène a été étudié plus en détails au fil des années (Khazoom-Brookes, Saunders, Wackemagel, Rees etc.), et a été appliqué à différentes applications tels que l'efficacité des voitures, l'utilisation des ampoules LED, l'isolation des bâtiments etc. Il a souvent divisé les économistes, même si une majorité s'accorde sur le fait que si les politiques comportementales ou de conservation adéquates sont mises en place, elles peuvent réduire le risque de l'effet rebond, voire même s'en affranchir. Les deux exemples les plus fréquents sont notamment les taxes carbone ou les processus de cap-and-trade qui vont inciter les consommateurs à prendre des décisions allant à l'encontre de l'effet rebond.

Certaines études<sup>1 2 3</sup> ont montré que, dans le contexte d'un marché mature, le quantum de l'effet rebond est en général limité en quantité et dans le temps. Ces études ont notamment été réalisées dans le contexte de l'utilisation du pétrole et de l'efficacité des véhicules, c'est-à-dire que ce pétrole n'a pas été utilisé concrètement dans d'autres secteurs de l'économie. En 2007, le *UK Energy Research Center*<sup>4</sup> a revu plus de 200 différentes études en lien avec l'effet rebond pour conclure que “*The extensive empirical literature in this area is both confused and inconclusive and provides an insufficient basis for the assumed parameter values within energy-economic models*”. Un grand nombre d'autres chercheurs et économistes (Dr David Goldstein du NRDC, Dr Michael A. Levi du *Council for Foreign Relations*. Dr James Barret<sup>5</sup> ou encore Amory Lovins du *Rocky Mountain Institute*<sup>6</sup>) ont également confirmé dans les dernières décennies que, certes, l'effet rebond est un concept qui existe mais qu'il est

---

<sup>1</sup> <http://escholarship.org/uc/item/1h6141nj>

<sup>2</sup> <https://doi.org/10.1016%2FS0301-4215%2800%2900021-5>

<sup>3</sup> <http://www.policyarchive.org/handle/10207/bitstreams/3492.pdf>

<sup>4</sup> <https://ukerc.ac.uk/project/the-rebound-effect-report/>

<sup>5</sup> <https://archive.thinkprogress.org/debunking-the-jevons-paradox-nobody-goes-there-anymore-its-too-crowded-7fec531b1411/>

<sup>6</sup> <https://rmi.org/reboundeffectperennialcontroversyrisesagainstblog/>

en règle générale limité dans le temps et dans son amplitude, que ce soit d'un micro-économique point de vue par ses effets directs, ou d'un macro-économique point de vue par ses effets indirects. La question n'est donc pas si simple. D'ailleurs des études, notamment en Chine, ont montré que les effets indirects sont largement surestimés<sup>7</sup>.

De nombreux scientifiques et législateurs ont aussi travaillé à analyser et réduire l'impact potentiel de l'effet rebond de façon générale, et de nombreuses études ont montré que l'utilisation d'outils comportementaux, légaux voire économiques ont un impact sur la limitation de l'effet rebond<sup>8 9 10 11 12 13 14</sup>. La majorité de ces études montrent qu'un mix adéquat de politiques incitatives, voire coercitives, peuvent limiter l'effet rebond d'un point de vue conceptuel – ce qui avait été confirmé lors de la première partie des audiences par Mr Daniel Greenford (« in absence of proper policies ») dans son intervention. Par exemple, certaines études ont conclu que les systèmes de plafonnement et d'échange à l'échelle de l'économie ainsi que les taxes sur l'énergie et le carbone, lorsqu'ils sont conçus de manière appropriée, apparaissent comme les politiques les plus efficaces pour fixer un plafond pour les émissions et lutter contre la consommation d'énergie dans l'ensemble de l'économie, et donc pérenniser le remplacement d'énergies plus polluantes par des énergies moins polluantes ou bien pérenniser des activités de recherche d'efficacité énergétique. On doit admettre qu'il serait paradoxal, voire infondé, de se priver de réductions de consommation énergétique et d'émissions de GES par crainte d'un effet rebond alors que les différents pays autour du monde peuvent implémenter un niveau de politiques adéquates pour réduire voire annuler cet effet. Dans notre cas précis, nous reviendrons à ces politiques en lien avec le remplacement du charbon (ou autres énergies) par du gaz naturel (ou autres énergies moins émettrices de CO<sub>2</sub>).

Nous n'avons cependant pas trouvé d'études à proprement dites sur l'effet rebond dans la substitution du charbon par du gaz naturel, principalement car ceci est relativement difficile à mesurer à cause du nombre de critères à considérer. Cependant, un grand nombre d'études<sup>15 16</sup> ont pu montrer que, de façon générale, le remplacement du charbon par le gaz naturel d'un point de vue mondial (voire local) a

---

<sup>7</sup> <http://dx.doi.org.ezproxy.slcp1.org/10.3390/en13164044>

<sup>8</sup> <https://ideas.repec.org/a/ecol/journ2/2015-01-06.html>

<sup>9</sup> <https://www.nature.com/articles/493475a>

<sup>10</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516301586>

<sup>11</sup> <https://www.degrowth.info/en/2018/10/the-easy-way-out-of-rebound-effects/>

<sup>12</sup> [https://www.researchgate.net/publication/301318943\\_How\\_to\\_deal\\_with\\_the\\_rebound\\_effect\\_A\\_policy-oriented\\_approach](https://www.researchgate.net/publication/301318943_How_to_deal_with_the_rebound_effect_A_policy-oriented_approach)

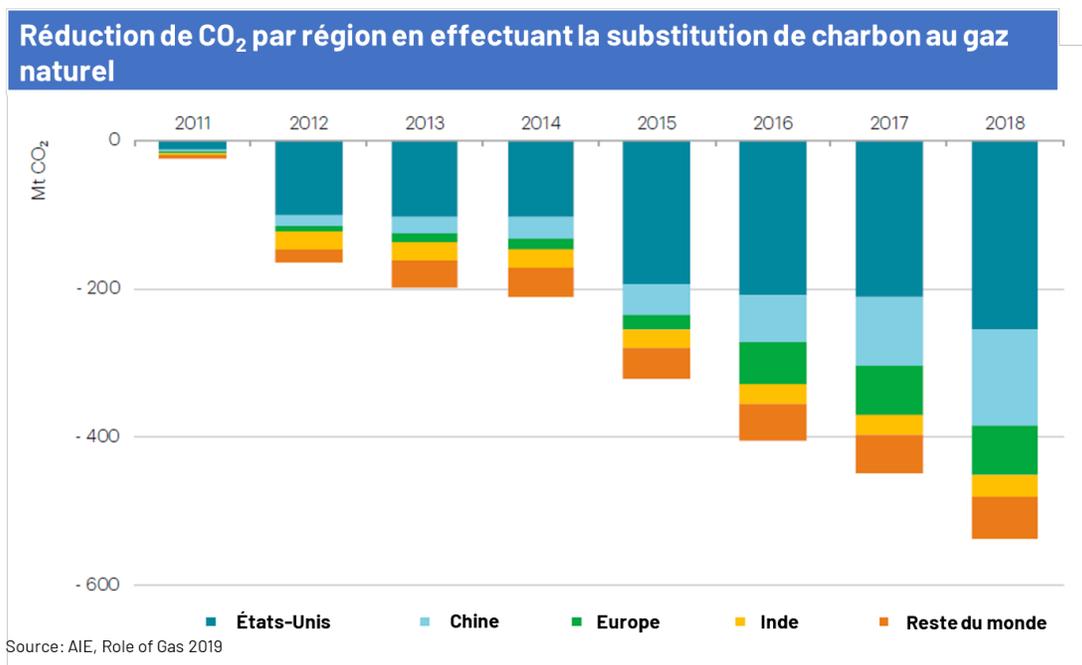
<sup>13</sup> <https://www.aceee.org/files/proceedings/2010/data/papers/2142.pdf>

<sup>14</sup> <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6559217/>

<sup>15</sup> <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.380>

<sup>16</sup> <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5321750/>

permis la réduction des gaz à effet de serre, confirmant son rôle en tant qu'énergie de transition. Ces études ont d'ailleurs renforcé l'idée de la mise en place de politiques incitatives/coercitives pour pérenniser et accélérer ce remplacement en limitant l'effet rebond. Ce point a d'ailleurs été confirmé par l'AIÉ comme en témoigne le graphique ci-dessous tiré du *Role of Gas in Energy Transition*. Comme indiqué plus haut, l'AIÉ prend en compte l'effet rebond dans ses analyses, tout comme le GIEC. D'autres organismes comme le *National Bureau of Economic Research* ont aussi planché sur le sujet, notamment aux É.U et ont confirmé la réduction de GES lié au remplacement du charbon par le gaz naturel, même si un effet rebond peut exister<sup>17</sup>. Un point important à considérer dans l'analyse de l'effet rebond est que fournir plus d'énergie peut avoir l'effet de réduire le coût de l'énergie de façon générale. Ce précepte s'applique parfaitement dans un marché ouvert sans intervention extérieure, mais comme expliqué plus haut dans la mise en place de solutions pour limiter/annuler l'effet rebond, le marché énergétique étant si stratégique pour les différents pays, l'intervention de l'état vient jouer un rôle majeur dans les stratégies d'approvisionnement et tarifaire. Ce facteur très important doit donc être pris en compte dans l'analyse de l'effet rebond, et est très souvent mal anticipé dans les études.



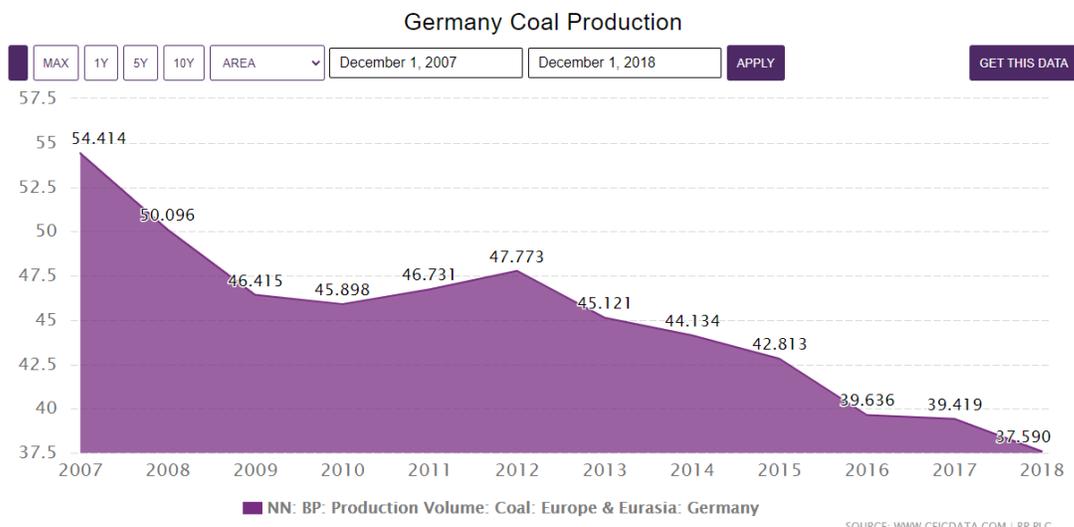
En l'absence d'études pertinentes sur le sujet, nous allons couvrir ici trois cas d'espèce à travers des données empiriques telles que disponibles :

<sup>17</sup> <https://www.nber.org/digest/dec15/natural-gas-prices-and-coal-displacement-electricity-markets>

(1) Nous souhaitons tout d'abord commencer par couvrir l'exemple fourni par le MELCC en regard aux échanges entre les É.U et l'Allemagne. Il est tout à fait pertinent car il montre un exemple potentiel d'effet rebond à court terme (quelques années) dû au manque d'alignement entre les différentes politiques en place à savoir :

- Mise en place d'objectif de réduction de GES pour la génération d'électricité aux É.U sans couvrir la partie d'approvisionnement et de production de charbon qui serait directement impactée par cette décision
- Fermeture de quelques centrales nucléaires en Allemagne sans anticiper leur remplacement qui peut prendre plusieurs années pour couvrir à la fois le processus réglementaire, la construction et la connexion au réseau.

Maintenant, quand on regarde l'évolution de ce cas particulier sur une période de temps moyen-terme (5-10 ans), on se rend compte que l'effet escompté se produit avec une consommation de charbon en Allemagne qui décroît de 33% entre 2013 et 2019 (temps nécessaire pour mettre en place les solutions de remplacement), et notamment une augmentation du recours au gaz naturel de près de 15%. Au même moment, la production de charbon en Allemagne a réduit de 22% comme le montre le graphique ci-bas. Dans la même période, les É.U ont réduit leur production de charbon de 25%, et les exportations vers l'Allemagne ont aussi réduit de 25%, ce qui prouve l'absence rebond sur une période moyen-terme (5-10 ans). Il est aussi important de rappeler que le coût du charbon-vapeur (celui qui est principalement produit aux É.U) est en fait rester parfaitement stable entre 2010-2019 avec un écart type inférieur à 5% sur la période, d'après l'*U.S. Energy Information Administration (EIA)*.



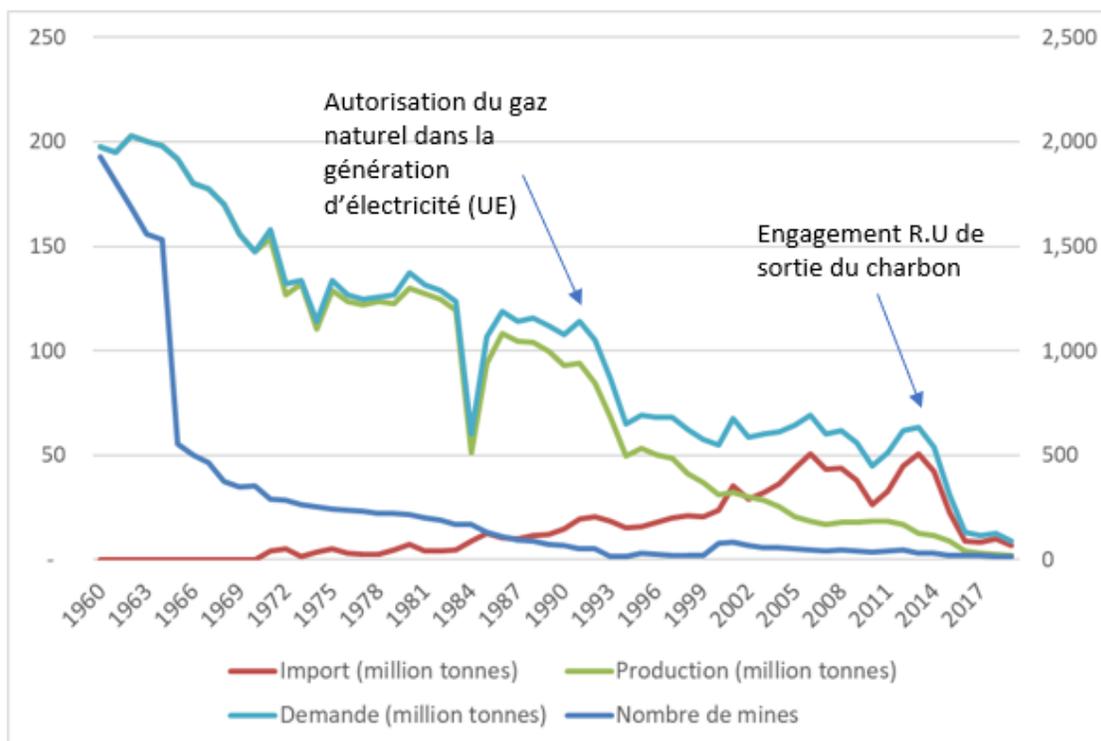
(2) Le royaume uni a été un exemple-type de la réduction rapide de leur dépendance au charbon, qui a résulté de la mise en place des politiques appropriées afin de réduire

au même moment la production, la consommation et le recours au charbon d'importation dans le pays. On peut se rendre compte sur les deux graphiques<sup>18</sup> ci-dessous qu'une fois la décision et les politiques implémentées, le Royaume-Uni a été capable après 2013 de :

- Réduire l'import de façon drastique
- Arrêter la production domestique, réduisant ainsi les emplois liés au charbon
- Fermer les dernières mines en exploitation
- Couper dans la production et l'utilisation finale du charbon

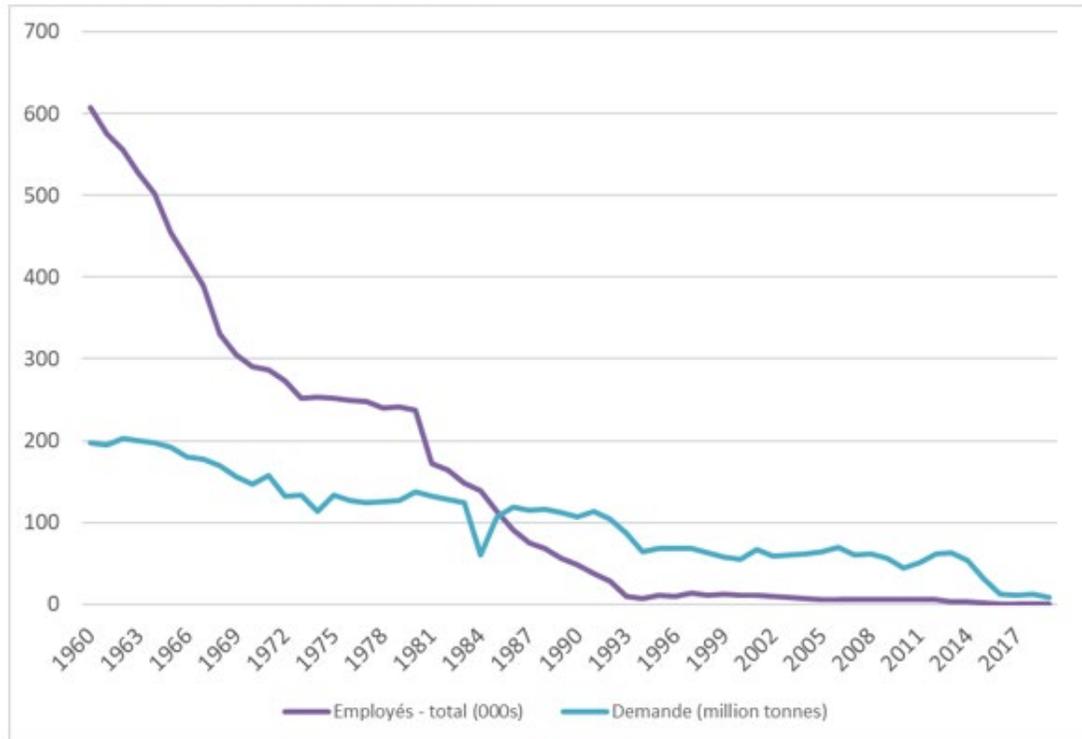
Cet exemple concret montre qu'en moins de 3-5 ans le Royaume-Uni a été capable d'annuler le potentiel effet rebond en jouant sur tous les aspects du marché (consommation, production, import, emploi).

**Production, import et consommation de charbon, 1960-2019 (Mt)**  
**Nombre de mines de charbon, 1960-2019 (axe droit)**



<sup>18</sup> Source: [www.gov.uk](http://www.gov.uk)

Consommation de charbon, 1960-2019 (Mt)  
Nombre d'employés, 1960-2019



(3) Le dernier exemple probant est notamment celui de l'Alberta, qui était une des provinces les plus dépendantes au charbon au Canada. En 2015, le Gouvernement d'Alberta s'est engagé à éliminer les émissions en provenance de centrale au charbon d'ici 2030<sup>19</sup>, et a fourni des incitatifs aux différents acteurs pour atteindre cet objectif<sup>20</sup>. En 2019, l'Alberta avait réduit sa production de charbon de 28% par rapport à 2015, et la part du charbon dans la production d'électricité avait réduit de près de 50%<sup>21</sup>. Ces données montrent que la consommation et la production de charbon ont toutes deux décru, dans des proportions différentes, en l'espace de 3-4 ans grâce des politiques fortes. La décorrélation entre les deux décroissances est principalement due à des conditions structurelles qui font que la fermeture des mines prend plus de temps que les centrales au charbon, mais cela confirme tout du moins que les politiques incitatives mises en place fonctionnent et que la réduction de la consommation en

<sup>19</sup> <https://www.alberta.ca/climate-coal-electricity.aspx>

<sup>20</sup> <https://www.alberta.ca/support-for-coal-workers.aspx> et <https://www.alberta.ca/coal-community-transition-fund.aspx>

<sup>21</sup> Source: Alberta Energy Regulator

Alberta ne résulte pas en une exportation pure et simple de la production de charbon (mais aussi en une réduction de cette production).

L'ensemble des points soulevés plus haut montrent donc que limiter ou annuler l'effet rebond est tout à fait possible malgré les impacts sur les différents marchés que des décisions de désengagement du charbon pourraient avoir. La mise en place des bonnes politiques est primordiale et il s'avère que la situation globale dans laquelle le Monde se trouve dans la lutte aux changements climatiques incitent les différents pays à agir conjointement, à savoir :

- L'implémentation de l'Accord de Paris au niveau de chaque pays, et la reddition de comptes à cet effet, forcent les pays à considérer toutes les facettes du marché du charbon (production, échanges commerciaux, consommation, économie locale et emploi, impact social).
- L'accélération de la migration vers les énergies renouvelables ont également un impact car le charbon et les renouvelables ne se marient pas bien. Les centrales au charbon ont trop d'inertie dans leur mise en œuvre pour pallier l'intermittence, au contraire du gaz naturel.
- L'implémentation de politiques incitatives telles que les taxes carbonées (en Europe, Inde), les taxes à l'import (Corée du Sud), les restrictions d'importations (en Chine vis-à-vis du charbon australien depuis octobre 2020) handicapent indirectement le marché du charbon en limitant les échanges commerciaux ou en augmentant artificiellement son prix.
- La mise en place de politiques de financement contre le charbon (production d'électricité ou activité minière) par de grandes banques<sup>22</sup> (plus de 100 grandes institutions).
- Tous les charbons ne sont pas égaux dans leur utilisation et donc pas interchangeables.
- Les coûts logistiques de transport de charbon peuvent vite devenir prohibitif (produit lourd, moins d'efficacité énergétique que le gaz naturel) et nécessitent très souvent un accès direct à du transport ferroviaire ce qui en limite aussi l'utilisation sur d'autres géographies (une centrale de 2000MW a besoin de 20 000 tonnes de charbon par jour).
- Les grands pays dépendants du charbon mettent aussi en place les politiques nécessaires pour fermer les mines, requalifier les mineurs, et fermer les centrales de production électriques, comme ce qui a été fait en Alberta :
  - Espagne : investissement de 250 millions d'euros pour la requalification et formation des mineurs dans les énergies alternatives
  - Allemagne : investissement de 44 milliards d'euros pour couvrir l'impact économique et social de la fermeture de cette industrie
  - Pologne : accord/investissement conjoint pour fermer les mines et les

---

<sup>22</sup> [https://www.banktrack.org/campaign/banks\\_and\\_coal](https://www.banktrack.org/campaign/banks_and_coal)

centrales au charbon<sup>23</sup>, et a déjà fait la demande à l'Union Européenne pour une aide de 16 milliards d'euros pour faciliter la transition dans les régions fortement dépendantes à l'industrie charbonnière.

Pour conclure, il est vrai que sur du très court terme l'effet rebond pourrait être existant mais de nombreuses études et exemples empiriques montrent que l'implémentation des bonnes politiques au niveau mondial permet de réduire voire annuler cet effet rebond, qui n'est pas existant uniquement dans le remplacement du charbon par le gaz naturel mais également dans le remplacement du charbon par des énergies renouvelables – en effet, la même règle s'y applique.

---

<sup>23</sup> <https://www.climatechangenews.com/2020/09/25/poland-agrees-coal-mining-phase-unions-2049/#:~:text=The%20Polish%20government%20and%20trade,out%20coal%20mining%20by%202049.&text=This%20the%20first%20time%20Poland,of%20the%20country's%20electricity%20generation.>

#### 14- Remplacement du nucléaire/part de marché

Vous indiquez que le GNL que vous mettriez en circulation contribuerait à combler les besoins énergétiques de pays qui se désengagent du nucléaire.

- Veuillez préciser quels sont les pays qui pourraient substituer l'énergie nucléaire par le GNL produit au terminal de Saguenay.

Peu de pays se sont réellement engagés à réduire leur dépendance à l'énergie nucléaire en comparaison à ceux qui l'ont fait pour le charbon. À ce jour, on liste par exemple la Belgique, l'Allemagne, la Corée du Sud, la Suède, la France, les États Unis et la Suisse qui ont montré des intentions plus ou moins réelles de réduire leur dépendance au nucléaire, mais pour un total de réduction nette d'ici 2030 de seulement 30GW de capacité de production électrique nucléaire au niveau mondial dans les pays de l'OCDE (alors que rien qu'en Europe, on attend une fermeture de l'équivalent de 100-120 GW de capacité de production d'électricité via le charbon) d'après l'Agence Internationale de l'Énergie. L'AIE estime également que la capacité de production d'électricité nucléaire devrait augmenter de l'ordre de 5GW par an au niveau mondial pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. Le problème majeur pour ces pays est qu'ils doivent à la fois gérer la fermeture des centrales électriques au charbon (pour des raisons d'émissions de GES et de pollution atmosphérique) et la réduction de leur dépendance au nucléaire (pour des raisons de sécurité suite à Fukushima), alors que ces deux ressources sont des sources de production pilotable qui sont nécessaires pour intégrer les énergies renouvelables dans leur mix énergétique. L'annexe 1 montre, par exemple, l'enjeu de l'intermittence saisonnière en Allemagne où la production réelle des éoliennes passe du simple au double entre l'hiver et l'été alors que la demande électrique est relativement stable. Une grande partie de cette intermittence est notamment couverte par l'interconnectivité des réseaux électriques européens, et ainsi une fermeture conjointe des centrales nucléaires et des centrales au charbon posent un risque important à la stabilité électrique des pays. À cet effet, certains pays comme la France ou la Belgique ont réouvert le débat sur la réduction de la dépendance à l'énergie nucléaire.

Lors de son analyse de marchés, Poten & Partners a pris en compte ces différentes conditions de marché, et a estimé que le remplacement de nucléaire serait en réalité marginal à cause de la quantité massive de consommation de charbon (pour des fins de production électrique et de génération de chaleur) qui doit être remplacée par des énergies moins polluantes à court, moyen et long terme. Il est vrai que pour les pays cités plus haut (à l'exception des États-Unis), le GNL produit par GNL Québec pourrait remplacer marginalement (quelques %) l'énergie nucléaire, mais l'étude de Poten & Partners a conclu que ce % serait trop faible pour avoir un réel impact sur les scénarios commerciaux de GNL Québec. De manière générale, la consommation d'énergie

nucléaire devrait augmenter de façon importante au niveau mondiale, et donc le gaz naturel ne devrait pas entrer en compétition directe car ces deux ressources sont vouées à éliminer les mêmes sources d'énergies plus polluantes tout en fournissant une production d'électricité fiable et non-intermittente.

- Quelle est la part relative de ce marché par rapport au marché mondial actuel du GNL ? Par rapport aux marchés visés par le Projet ?

La comparaison entre les deux sources d'énergie est relativement compliquée et ambiguë dans la mesure où le nucléaire n'est utilisé qu'à des fins de production d'électricité, et le gaz naturel à des fins industrielles, de transport et de production d'électricité. Cependant, d'après la *World Nuclear Association*, en 2019, un équivalent de 2 657 TWh d'électricité était d'origine nucléaire au niveau mondial<sup>24</sup>. Si on se limite aux marchés qui seraient potentiellement visés par le Projet, ce chiffre est réduit à 1760 TWh. Le marché mondial du GNL en 2019 était de 355 millions de tonnes, ce qui correspond, en équivalent d'énergie, à 5130 TWh, soit environ 3 fois le marché nucléaire mondial. À titre de comparaison, les ventes nettes d'Hydro-Québec en 2019 étaient de 208,3 TWh. De plus, le marché du GNL, d'après Wood Mackenzie est attendu de doubler d'ici 2040, alors que la demande en électricité d'origine nucléaire est attendue d'augmenter de 50%. On passerait alors à un ratio de quasiment 4.

---

<sup>24</sup> <https://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/nuclear-generation-by-country.aspx>

## 21- Hydroélectricité et coût d'exploitation

Vous avez mentionné que l'alimentation en hydroélectricité contribuerait à réduire « de façon significative les coûts d'exploitation comparés aux autres grandes usines de liquéfaction de gaz naturel actuelles ».

- Veuillez préciser quelles sont les économies en termes monétaires attendues grâce au recours à l'hydroélectricité au lieu du gaz naturel.

Il est difficile de répondre à cette question de façon très précise car cet avantage ou désavantage évoluera avec le temps, dans la mesure où un grand nombre de paramètres changeants ont un impact sur le résultat, à savoir :

- Le prix du gaz naturel livré à au terminal de liquéfaction
- Le pourcentage de gaz naturel pris à même du gaz naturel acheté pour fins de liquéfaction qui serait nécessaire pour alimenter l'usine si cette dernière n'avait pas accès à l'hydroélectricité. Les travaux d'ingénierie n'ayant pas évalué ce scénario, nous savons uniquement que l'ordre de grandeur est entre 7-12% comme indiqué et confirmé à la commission durant la première partie des audiences
- La quantité finale d'électricité nécessaire à alimenter l'usine
- L'évolution du prix de l'électricité pour les clients industriels d'Hydro-Québec qui est réglementé par la Régie de l'Énergie
- Le prix et l'évolution de ce dernier pour la tonne de carbone dans le SPEDE, plus communément appelé marché du carbone.

Il existe ainsi des scénarios dans lequel l'alimentation en hydroélectricité vient avec un désavantage, particulièrement avec des projets dans des juridictions où les taxes carbonées ne sont pas encore en place (ce qui est encore le cas pour la majorité des pays exportateurs de GNL à ce jour), ou avec des projets qui ont accès à du gaz naturel à très bas coût (comme au Qatar par exemple). Cependant, notre analyse de sensibilité prenant en compte certaines probabilités d'occurrence de chacun des paramètres cités ci-dessus, montre que sur le long terme, l'utilisation de l'hydroélectricité offrent des protections vis-à-vis d'augmentation possible des coûts d'exploitation. Par rapport à notre scénario de référence, sur l'année 2030, le recours à du gaz naturel pour alimenter l'usine (vs de l'hydroélectricité) pourrait augmenter nos coûts d'exploitation de 5% comme les réduire de 15%.

Cela étant dit, l'utilisation de l'hydroélectricité ne se résume pas en une réduction potentielle des coûts d'exploitation. Elle offre aussi les avantages suivants, qui sont eux d'autant plus importants dans le travail commercial en aval de GNL Québec :

- Stabilité du coût de production, hors matière première (c'est-à-dire gaz naturel à liquéfier) car le coût d'électricité a très peu de volatilité et est réglementé par

la Régie de l'Énergie. GNL Québec est donc moins tributaire de la volatilité du prix du gaz naturel dans son coût de revient.

- Limitation de l'exposition aux augmentations de taxes carbone qui sont une réalité pour agir dans la lutte aux changements climatiques, même dans les pays qui ne les ont pas encore mis en place
- Possibilité pour GNL Québec de mettre en place un programme réaliste et atteignable de carboneutralité afin de compenser les émissions restantes et donc atteindre les objectifs édictés par le GIEC bien avant 2050 – en servant de précurseur dans l'industrie
- Possibilité pour GNL Québec de fournir une offre commerciale la plus verte au monde dans le domaine du GNL, en profitant d'une infrastructure carboneutre alimentée à l'énergie renouvelable hydroélectrique et en profitant du gaz naturel de l'ouest canadien produit en respect des normes environnementales faisant partie des plus strictes au monde comme expliqué en question 16, et réduisant ainsi considérablement l'empreinte carbone du GNL fourni aux client finaux

## 24- Marché mondial du GNL

En préparation de la présente audience, la Commission a consulté, en plus de la documentation associée au projet disponible dans le registre du MELCC, différents documents publics qui traitent du marché mondial du gaz naturel et du GNL en particulier. Notamment :

[World Energy Outlook 2019](#), Agence internationale de l'énergie  
[The Role of Gas in Today's Energy Transitions](#), Agence internationale de l'énergie  
[World LNG Report 2019](#), Union internationale de l'industrie du gaz  
[GIIGNL Annual Report 2019](#), Groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié  
[LNG in Transition : From Uncertainty to Uncertainty](#), The Oxford Institute for Energy Studies

Ces lectures ont suscité les réflexions et questions suivantes :

- Le présent projet en est un parmi de nombreux projets similaires en Amérique du Nord découlant de la surabondance de production de gaz naturel, notamment aux États-Unis.
- Le marché mondial du GNL subit un bouleversement fondamental où le traditionnel contrat liant à long terme un liquéfacteur, qui assume le risque de prix, à un acheteur, qui assume le risque de volume, est en perte de terrain.
- Un exemple de cette nouvelle réalité de marché : selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), en 2018, 32 % des volumes livrés de GNL ont résulté de transactions spot ou de contrat de CT et pour le ¼ de ces volumes il s'est écoulé moins de 90 jours entre la transaction et la livraison.
- Un autre exemple réside dans le fait que l'Europe, bien desservie par les pipelines en provenance de la Russie, dispose d'une grande capacité d'accueil de GNL qui a été utilisée en 2018 à un taux moyen d'à peine 30 %, ce qui en fait un marché très liquide et peu propice aux contrats fermes.
- Les avancées technologiques et l'arrivée d'un grand nombre de nouveaux joueurs incitent à une optimisation des procédés et une réduction des coûts dans toute la chaîne de production et de commercialisation, ce qui se traduit par une « commodification » ou « marchandisation » du GNL et donc une pression accrue sur tous les acteurs du marché.

a. Veuillez indiquer comment cette nouvelle réalité du marché mondial du GNL est prise en compte dans les stratégies d'approvisionnement et de ventes de l'initiateur.

Bien que les réflexions citées ci-dessus aident à brosser un premier tableau du marché du GNL - et chacune sera abordée ci-dessous - la principale tendance sous-jacente qui a entraîné la croissance rapide et l'évolution continue de l'industrie du GNL depuis 2015 est l'enjeu des changements climatiques et la transition énergétique. Comme décrit dans l'Annexe 2 les nations d'Europe, d'Asie et du monde entier ont fait de

grands progrès pour réduire la consommation de charbon et accélérer l'adoption du GNL et du gaz naturel, avec (1) des résultats probants de réduction de GES confirmés par l'AIÉ et (2) des engagements concrets pour limiter leur exposition au charbon. Agir positivement vis-à-vis de l'environnement est un principe de base qui guide le développement de GNL Québec depuis 2014 et notre équipe s'efforce continuellement d'innover et d'établir de nouveaux standards tout au long de notre chaîne de valeur afin de produire le GNL le plus vert au monde. Bien que ces attributs aient toujours intéressé les pays importateurs de GNL, en 2015, lorsque la conférence COP 21 s'est tenue à Paris, la plupart des acheteurs de GNL auxquels nous destinons nos ventes étaient davantage préoccupés par le coût, la sécurité et la diversité de l'approvisionnement – depuis, la notion relative à l'aspect environnemental a été ajoutée au processus de décisions de ces acheteurs de GNL.

Bien que de nombreux clients à l'époque aient considéré les avantages environnementaux de GNLQ comme un attribut "intéressant" plutôt qu'"indispensable", notre équipe s'est engagée à lutter contre le changement climatique mondial et, bien que la plupart de nos concurrents aient ignoré ces attributs, nous avons choisi de nous concentrer sur chaque maillon de la chaîne de valeur dans le design de notre stratégie commerciale afin de nous différencier de façon importante des projets compétiteurs aux É.U, en Afrique ou en Russie :

- Approvisionnement en gaz : Nous avons décrit aux réponses aux questions 17-18 les nombreuses méthodes par lesquelles nous confirmons l'origine de notre alimentation en gaz naturel, mais une autre raison pour laquelle nous avons ciblé l'approvisionnement à partir du BSOC plutôt que de la région de Marcellus (qui fournit actuellement du gaz naturel à de nombreux foyers et industries dans l'Est du Canada) est le moyen par lequel le BSOC produit son gaz naturel de manière responsable, comme nous l'avons expliqué plus en détail dans notre réponse à la question 16 et dans l'annexe 3 ci-après :
  - Torchage : Bien qu'il soit le 5<sup>ème</sup> producteur de gaz naturel au monde, le Canada se classe 29<sup>ème</sup> en termes d'intensité du torchage. À cet effet, le Canada a une intensité de torchage par milliard de m<sup>3</sup> de gaz naturel produit qui est 6 fois moindre qu'aux É.U, 9 fois moindre qu'en Russie et 16 fois moindre qu'en Australie. En plus de cela, le Canada a réduit son intensité de 42% depuis 2015, notamment grâce aux efforts des producteurs de gaz naturel et aux réglementations mises en place.<sup>25</sup>
  - *Venting* : Le Canada rejette également beaucoup moins de gaz naturel non-brûlé (méthode dit de *venting*, qui est un rejet de méthane non-brûlé) que les producteurs des États-Unis, d'Afrique ou de Russie qui ont respectivement une intensité de *venting* 5%, 85% et 30%

---

<sup>25</sup> Source : Banque Mondiale 2020

supérieure<sup>26</sup>.

- Émissions fugitives : Le Canada contrôle aussi beaucoup mieux les émissions fugitives au lieu de production avec des résultats bien plus faibles que ce qui peut être montré dans les études ayant lieu aux É.U, tout en suivant les mêmes méthodologies. Il est à noter que dans l'ACV du CIRAIG, les hypothèses d'émissions fugitives sont prises sur des données américaines et non pas canadiennes, ce qui rend cette portion plus conservatrice dans notre ACV. Grâce à une réglementation plus dure et à des meilleurs contrôles, l'intensité d'émissions fugitives au Canada est estimée d'être bien plus basse qu'au É.U, en Afrique ou en Russie qui ont respectivement une intensité 5%, 100% et 30% supérieure.<sup>27</sup>
- Électrification : De plus, tout comme GNL Québec s'est engagée à électrifier son processus de liquéfaction, les producteurs du BSOC ont investi plus de 289 millions de dollars dans l'électrification de la production de gaz.
- Réglementation : Les plus récentes réglementations (plus strictes) au Canada amélioreront d'autant les performances environnementales passées du Canada, qui sont déjà parmi les meilleures au monde, et entraîneront une réduction supplémentaire des émissions en amont de 40 à 60 % notamment grâce aux efforts d'électrification et de contrôle des émissions fugitives. L'industrie canadienne du gaz naturel s'est engagée à réduire les émissions fugitives de 45 % d'ici 2025 par rapport aux niveaux de 2014.
- Mise en œuvre des réglementations : Peu de pays dans le monde contrôlent systématiquement l'application de leurs normes - par exemple, les États-Unis ont mis en place des règlements qui devraient régir le torchage à travers le pays - et pourtant, les organismes locaux d'application de la loi au Nouveau-Mexique et au Texas ont autorisé à eux seuls le torchage de plus de 750 millions de pieds cubes par jour dans le bassin permien, alors que les niveaux de production ont atteint un sommet au cours de la deuxième moitié du troisième trimestre de 2019<sup>28</sup> et que le torchage de gaz naturel américain a augmenté de plus de 35 % par an entre 2017 et 2019, tandis que le volume de torchage de gaz au Canada a diminué de près de 11,5 % par an au cours de la même période.<sup>29</sup>

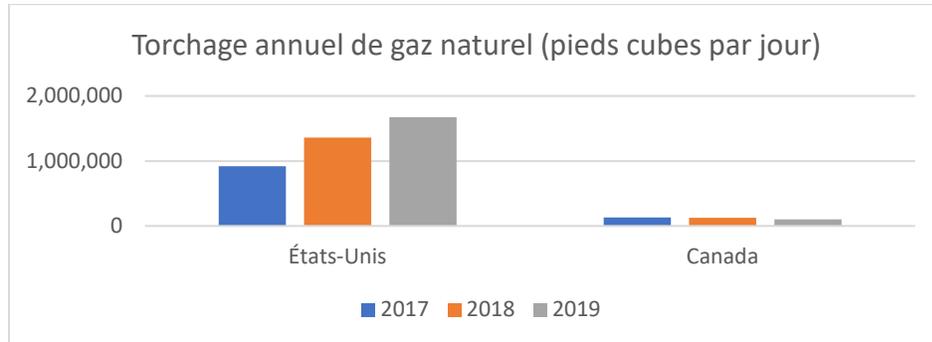
---

<sup>26</sup> Source : Methane Venting Tracker, AIÉ 2020

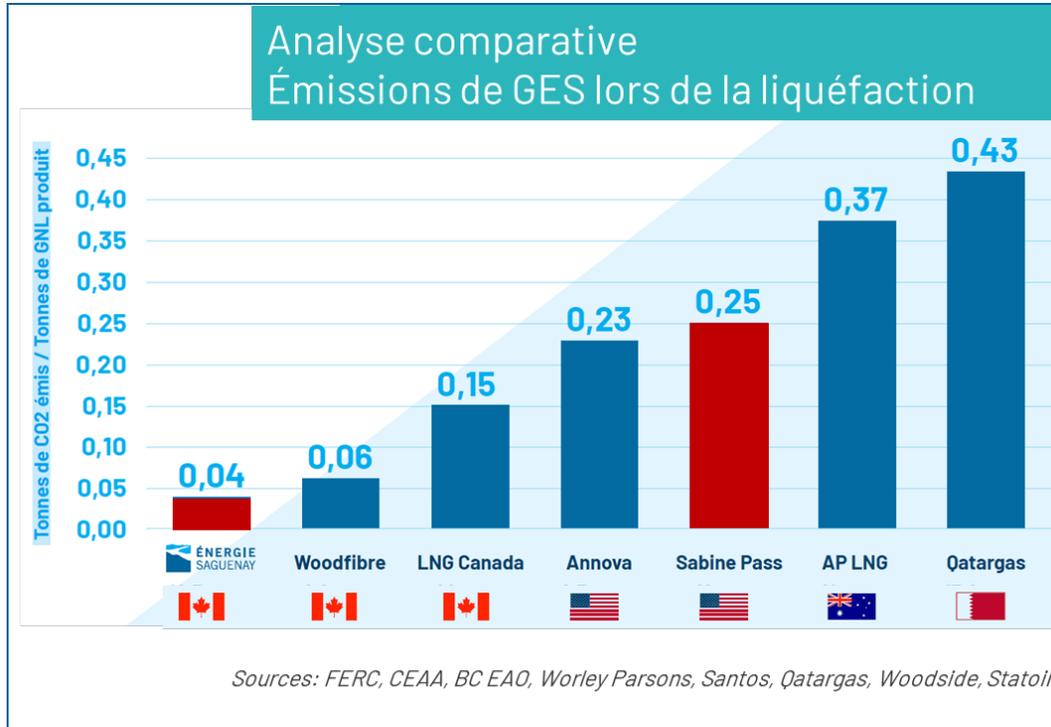
<sup>27</sup> Source : Methane Fugitive Tracker, AIÉ 2020

<sup>28</sup> Source : <https://www.jwnenergy.com/article/2019/11/6/permian-gas-flaring-reaches-yet-another-high-rysta/>

<sup>29</sup> Source : Banque Mondiale 2020 – les données complètes sont disponibles dans l'annexe 3



- Transport par gazoduc : La construction d'un nouveau système de pipeline entre le BSOC et l'entrée du nouveau gazoduc de Gazoduq à Ramore, ON, pourrait générer de larges émissions de GES rien que pendant la construction. En choisissant plutôt d'utiliser la Conduite Principale existante de TC Énergie pour transporter le gaz naturel à Gazoduq, la stratégie d'approvisionnement de GNL Québec évite de telles émissions et contribue à améliorer l'utilisation de l'infrastructure existante de gazoduc. En outre, Gazoduq utilisera l'hydroélectricité pour alimenter ses deux stations de compression basées au Québec, ce qui en fera la ligne de transport de gaz naturel de grand diamètre émettant le moins de gaz à effet de serre en Amérique du Nord, ce qui devrait permettre d'empêcher l'émission de plus de cent mille tonnes d'émissions de gaz à effet de serre chaque année pendant son fonctionnement.
- Liquéfaction : Comme décrit dans la présentation initiale du projet faite durant la première partie des audiences, l'utilisation innovante de l'hydroélectricité par GNL Québec pour alimenter ses installations de liquéfaction fera de ce projet le projet d'exportation de GNL émettant le moins de gaz à effet de serre au monde. Le tableau ci-dessous rappelle la performance environnementale du projet par rapport à d'autres projets dans le monde.



- Mis à part les efforts supplémentaires de la GNLQ pour réduire ses émissions à travers la carboneutralité, la comparaison ci-dessus démontre les points suivants :
  - Les installations de GNL dans les plus grands pays producteurs de GNL, le Qatar et l'Australie, produisent 9 à 10 fois plus d'émissions de GES pendant la liquéfaction qu'Énergie Saguenay
  - Les installations américaines de GNL produisent 5 à 6 fois plus d'émissions de GES pendant la liquéfaction qu'Énergie Saguenay
  - Le projet partiellement électrifié de LNG Canada produira - en supposant une expansion de 13 à 26 mtpa - 3 à 4 fois plus d'émissions de GES pendant la liquéfaction qu'Énergie Saguenay
  - Woodfibre - un projet à petite échelle en Colombie-Britannique qui propose d'utiliser l'hydroélectricité - produira 50 % plus d'émissions de GES pendant la liquéfaction qu'Énergie Saguenay
- Malgré une marge de performance environnementale aussi importante lors de la liquéfaction en comparaison à la compétition, GNL Québec est allé encore plus loin dans son engagement à construire le premier

projet au monde de liquéfaction de GNL à grande échelle carboneutre, comme le montre plus en détail l'annexe 4.

- La navigation : L'approche de GNL Québec en matière de transport maritime va également au-delà des normes industrielles pour atteindre de nouveaux niveaux de performance environnementale, comme décrit en détails pendant la première partie des audiences :
  - Émissions atmosphériques : Les méthaniers traditionnels brûlent du fioul lourd tout au long de leur transit - les navires affrétés par GNL Québec ne transporteront pas de mazout lourd et seront alimentés par du GNL à même la cargaison, ce qui réduira les émissions de CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> et NO<sub>x</sub>.
  - Émissions subaquatiques : Les navires méthaniers traditionnels ne prennent pas en compte la réduction potentielle d'émissions sonores subaquatiques. En collaboration avec les principaux chantiers navals et fabricants du monde entier, comme expliqué lors de la première partie des audiences, GNL Québec travaille déjà à améliorer, optimiser et modifier le design existant des méthaniers afin de réduire de façon significative les émissions de bruit subaquatique en respect de la faune marine, comme expliqué en annexe 5.
  - Distance : L'emplacement d'Énergie Saguenay au Québec lui confère un avantage géographique unique par rapport à ses concurrents dans le golfe du Mexique aux États-Unis. En effet, les navires transportant le GNL produit au Saguenay emprunteront des itinéraires vers les principaux marchés d'Europe, du Moyen-Orient, d'Asie du Sud et du Sud-Est qui sont plus courts de 1 800 nm que la distance parcourue par les navires transportant du GNL à partir du golfe du Mexique. Ces distances plus courtes équivalent certainement à des coûts de transport maritime plus faibles pour GNL Québec mais chaque mille nautique économisé se traduit également par une réduction des impacts environnementaux, sachant la compétition majeure à GNL Québec vient du Golfe du Mexique des É.U.

À travers chacune de ces dimensions, GNL Québec a connecté la chaîne de valeur GNL la moins émettrice de gaz à effet de serre au monde, en faisant un différentiel commercial majeur. Les caractéristiques environnementales inégalées de GNL Québec sont de mieux en mieux accueillies par les acheteurs de GNL ces dernières années et, en particulier, depuis le début de la pandémie COVID-19.

Depuis la COP 21, les gouvernements du monde entier, y compris les grands émetteurs historiques de GES comme l'Union européenne, la Corée du Sud, le Japon et la Chine, qui se sont tous engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050-2060 (en fonction des pays), ont redéfini les priorités des acheteurs de GNL locaux en

mettant en œuvre de nouvelles politiques ambitieuses pour permettre la transition énergétique et lutter contre les changements climatiques mondiaux. Bien que cette tendance à se concentrer sur l'acquisition du GNL ayant la plus faible empreinte carbone ait commencé après la COP 21 et ait progressivement gagné du terrain au fil du temps, l'importance de la gestion environnementale s'est considérablement accélérée depuis le début de la pandémie COVID-19. En avril 2020, le gouvernement de Singapour est devenu le premier importateur de GNL au monde à lancer un appel d'offres pour l'achat de GNL à long terme, dont le principal critère de sélection était la quantification/réduction des émissions de GES tout au long de la chaîne de valeur du GNL. La tendance s'est depuis lors accélérée, de nombreux acheteurs de GNL en Europe et en Asie considérant désormais la molécule de GNL émettant le moins de GES comme une priorité dans leur processus décisionnel. Alors que la transition énergétique mondiale s'accélère, le projet GNLQ est encore plus important pour lutter contre le changement climatique. L'annexe 2 propose une vue rapide des différents joueurs en Europe et Asie ayant mis un critère important sur l'empreinte carbone globale de leur approvisionnement.

Selon le *GIIGNL Annual Report 2020, International Group of Liquefied Natural Gas Importers*, plus de 74% du GNL acheté par l'Europe en 2019 provenait du Moyen-Orient, de l'Afrique et de la Russie. Compte tenu des engagements forts de l'UE en faveur de la transition énergétique, il est intéressant de constater que les entreprises européennes aient historiquement acheté un pourcentage aussi élevé de leur GNL dans trois régions ayant des engagements historiques minimes en matière de réduction des émissions de GES ou de lutte contre le changement climatique. En l'absence d'approvisionnement en GNL provenant d'un projet présentant les caractéristiques environnementales de GNL Québec, la demande mondiale de GNL en croissance rapide sera - au détriment de notre environnement mondial - simplement satisfaite par du GNL provenant de fournisseurs traditionnels qui ont longtemps évité de se préoccuper de l'environnement. On parle ici de « fuites de carbone » dans le sens où cette demande sera satisfaite par du GNL dont le transport et la production émettrait plus de GES que si cela venait de GNL Québec.

Au-delà de l'explication précédente expliquant le positionnement stratégique commerciale de GNL Québec, les points suivants sont expliqués pour répondre aux autres observations de la Commission :

- Durée du contrat : Il existe aujourd'hui plus de contrats commerciaux de GNL à long terme qu'il y a 15 ans, et ce nombre devrait continuer à augmenter parallèlement à la croissance rapide prévue de la demande de GNL, à savoir un doublement de la demande d'ici 2040 d'après Wood Mackenzie.
  - L'augmentation des volumes spot en pourcentage des ventes globales de GNL est effectivement une tendance notable, mais lorsqu'on l'observe par rapport à la croissance globale du commerce de GNL, il

devient évident que la croissance impressionnante des volumes spot a été dépassée par une croissance encore plus importante des volumes contractés à long terme.

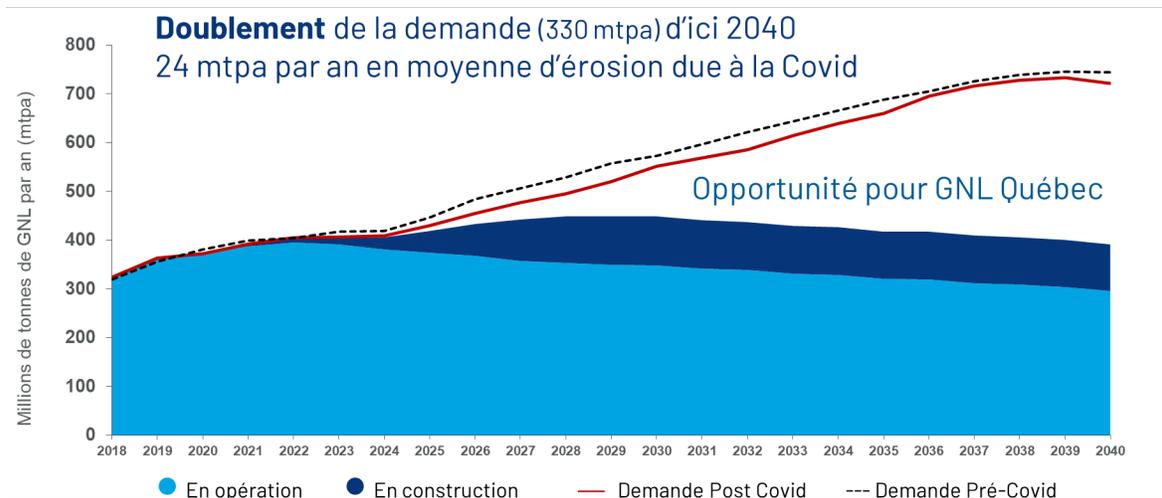
- Par exemple, selon le rapport annuel 2005 du GIIGNL, les ventes spot ou court-terme représentaient 13 % du commerce de GNL en 2004. Le commerce mondial de GNL s'est élevé à 142 millions de tonnes par an en 2004, dont environ 122 millions de tonnes par an ont fait l'objet de contrats à long terme. En comparaison, les ventes au comptant représentaient 34 % des 354,7 millions de tonnes par an de GNL en 2019 (selon le rapport annuel 2020 du GIIGNL), ce qui montre qu'en valeur absolue (et non pas relative) la part des contrats long terme a doublé entre 2004 et 2019.
- Cela signifie qu'au cours des 15 dernières années, les ventes annuelles spot ou court-terme de GNL ont augmenté de près de 100 mtpa. Au cours de la même période, les ventes sous contrat à long terme ont augmenté de plus de 113 mtpa.
- Les ventes spot ou court-terme deviennent effectivement une partie plus importante (mais toujours modérée) des ventes de GNL, mais historiquement, seules les installations en exploitation et totalement dépréciées (dont l'investissement initial dans la liquéfaction a été remboursé) sont en mesure de proposer des contrats spot ou court-terme.
  - En d'autres termes, si nous examinons les 122 millions de tonnes par an de projets dont le GNL a été vendu sur la base de contrats à long terme en 2004, il n'est pas surprenant que près de 100 millions de tonnes par an aient achevé le processus de financement initial de 20 ans et que la garantie de revenus à travers de futurs contrats long terme ne soient plus exigés par les bailleurs de fond pour soutenir le financement à long terme par des contrats à long terme. D'ici 2025, on s'attendrait à ce que les 22 mtpa restants de GNL signés dans le cadre de contrats à long terme terminent leur période de financement de 20 ans et soient en mesure de vendre leur GNL soit au comptant, soit à long terme.
  - Pendant la même période, les 113 mtpa de nouveaux volumes de GNL vendus dans le cadre de contrats à long terme ont probablement tous commencé à être exploités après 2004, dans la mesure où le financement de telles infrastructures requérait, requiert et va continuer à requérir des contrats long-terme pour un minimum de 80-85% de la capacité de production.

- Historiquement, étant donné l'importance des investissements initiaux nécessaires à la construction de projets d'exportation de GNL, les prêteurs ont exigé que les nouveaux projets de GNL contractent leurs volumes de production sur le long terme avec des acheteurs de GNL solvables<sup>30</sup> (c'est-à-dire afin de donner aux prêteurs l'assurance que leurs prêts seront remboursés par des flux de trésorerie garantis à long terme provenant de clients fiables). Cette tendance n'est pas amenée à changer et les financements dans les 12 derniers mois du projet Mozambique LNG initié par Anadarko (mais maintenant détenu par Total) ou Calcacieu Pass de Venture Global aux É.U en sont la preuve flagrante.
- Au cours des dix dernières années, tous les projets d'exportation de GNL basés aux États-Unis et visant à prendre une décision d'investissement finale ont été financés à travers des financements sans-recours (« *non-recourse financing* ») comme expliqué en annexe 6 et ces financements ont été étayés par des contrats à long terme - les clients en Europe, en Asie et ailleurs ont continué à être disposés à signer de tels contrats. Ainsi, les rapports annuels 2019 et 2020 du GIIGNL donnent des exemples de plus de 50 contrats commerciaux de GNL signés avec une durée moyenne combinée de plus de 15 ans - ce qui montre qu'étant donné la croissance rapide de la demande mondiale de GNL et ses particularités comme indiqué en annexe 7 (qui couvre à un niveau macro le marché du GNL) et l'importance de la sécurité énergétique pour la sécurité nationale (comme on le verra plus loin), les acheteurs de GNL solvables continueront à signer des contrats de GNL à long terme malgré le nombre croissant de projets en exploitation (et dépréciés) capables d'offrir des ventes spot ou court-terme.
- Gazoduc contre GNL
  - La Russie est en effet un fournisseur important de gaz naturel via gazoduc en Europe. Ces dernières années, la Russie a fourni 30-40% des besoins européens en gaz naturel, et cette quantité n'est pas attendue de réduire de façon significative au fil des ans. Cependant, quand on s'intéresse à la demande, il faut également s'intéresser aux sources d'approvisionnement, et à cet effet, il est attendu que la source domestique majeure de production en Europe (Groningen, Pays-Bas) va fermer d'ici 2022, ce qui réduira l'approvisionnement de 2,4 Gpi<sup>3</sup>/j (Énergie Saguenay = 1.5 Gpi<sup>3</sup>/j) alors que la production norvégienne et domestique vont décroître de 40% (soit un équivalent de 54 mtpa de

---

<sup>30</sup> Solvable signifie solvable sur le long terme (avec indice de solvabilité validé par les institutions usuelles tels que Moody's, S&P etc. et par les bailleurs de fonds)

GNL). La Russie va cependant garder la part du lion (malgré ses standards environnementaux plus bas), car elle peut approvisionner à l'indice de prix local (TTF ou NBP), mais va devoir vivre avec une importation plus importante de GNL pour pallier la décroissance de production domestique. En effet, le GNL va rester une autre source croissante, principalement pour des raisons de sécurité énergétique vis-à-vis des sources géopolitiquement moins stable (Russie, Afrique du Nord...) et car le gaz naturel va garder une place importante dans le mix énergétique (par exemple en remplacement du charbon ou en source d'énergie pour la production de l'hydrogène dit bleu etc.). Le graphe ci-dessous de Wood Mackenzie (S1-2020) montre l'évolution de l'approvisionnement en gaz naturel pour l'Europe au cours des prochaines décennies



- L'importance de la sécurité énergétique pour la sécurité nationale a toujours été bien comprise en Asie et en Europe - en particulier pendant l'hiver, lorsque l'absence d'approvisionnement en gaz naturel peut devenir une menace existentielle pour la survie de vastes populations dépendantes du chauffage au gaz.
- La nécessité de la sécurité énergétique de l'Europe a été soulignée à deux reprises au cours des 15 dernières années, lorsque des différends entre l'Ukraine et la Russie ont conduit la Russie à couper les flux de gaz naturel vers l'Ukraine et l'Europe. En janvier 2009, par exemple, la Russie a réduit puis interrompu le flux de gaz vers l'Ukraine pendant trois semaines. La coïncidence d'un hiver particulièrement froid a eu des répercussions négatives importantes sur l'Ukraine et trois pays de

l'Union européenne. Depuis lors, l'UE a contribué à financer la construction de terminaux d'importation de GNL désormais opérationnels en Pologne et en Lituanie, la construction en cours d'un terminal d'importation de GNL en Croatie et de multiples terminaux d'importation de GNL actuellement en cours de développement en Allemagne.

- Les 28 grandes installations d'importation de GNL en Europe ont une capacité combinée qui permet de répondre à 40 % des besoins de l'Europe - ce qui dépasse de loin la proportion de GNL absolument nécessaire - notamment pour garantir l'accès continu de l'Europe au gaz naturel et pour atténuer le risque de crises géopolitiques imprévues. À cet effet, la surcapacité d'importation ne doit en réalité pas être vue comme un facteur d'amplification des échanges spot et court-terme mais comme un moyen de diversification ou de balance en termes de négociations commerciales pour des contrats long termes avec les autres fournisseurs par gazoducs (Russie et Afrique du Nord). Il est aussi important de rappeler que ces infrastructures d'importation ont des coûts de construction fort limités par rapport aux terminaux de liquéfaction, et que de nouvelles techniques telles que des terminaux de regazéification flottants sont également utilisés pour des volumes d'approvisionnement plus limités.
- De même, les principaux pays asiatiques importateurs de GNL, tels que le Japon et la Corée, disposent d'un approvisionnement minimal en gaz naturel et s'appuient sur un réseau surdimensionné de terminaux d'importation de GNL et sur divers contrats à long terme pour assurer la sécurité énergétique à long terme de leurs populations (ainsi que sur des achats de GNL spot ou court-terme pour aider à équilibrer les fluctuations à court terme).
- La sécurité énergétique est une autre raison essentielle pour laquelle GNL Québec est considéré favorablement par les acheteurs de GNL en Asie et en Europe, comme décrit dans la note du Fonds de Recherche Stratégique du Dr. Nicolas Mazzuchi en annexe 8. Alors que la majeure partie de l'approvisionnement en GNL dans le monde provient de pays d'Afrique, du Moyen-Orient, d'Asie du Sud-Est et d'Amérique du Sud qui se classent moins bien que le Canada en termes de transparence, de gouvernance et de corruption, le Québec est considéré comme une source d'énergie favorable et fiable à long terme par les acheteurs de GNL.
- Commodification/Marchandisation du GNL
  - La sophistication croissante du marché du GNL est une évolution bienvenue et le signe que les fournisseurs doivent être en mesure de mener à bien leurs activités à l'échelle mondiale tout en maintenant des

normes élevées de transparence, de qualité, de sécurité et de performance environnementale.

- GNL Québec entend être un porte-drapeau en termes d'application des technologies de pointe telles que l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique. Le projet peut bénéficier du riche écosystème d'entreprises et de technologies basées sur l'intelligence artificielle qui existent déjà au Québec, ainsi que des fortes capacités d'autres entreprises technologiques mondiales pour faire en sorte que l'installation soit bien équipée pour répondre aux besoins d'aujourd'hui tout en s'adaptant aux exigences technologiques des prochaines décennies.
- Comme l'illustre le graphe de Wood Mackenzie plus haut dans la réponse, la demande de GNL continue de croître dans le monde entier et, selon de nombreux experts, elle pourrait doubler entre 2018 et 2040. Les récents engagements inattendus pris en 2020 par les gouvernements de la Chine et de la Corée du Sud - deux des plus grands émetteurs de GES et consommateurs de charbon au monde - pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2060 devraient se traduire par une demande nettement plus importante de GNL et d'énergies renouvelables.
- Alors que le GNL issu de projets standards sans différenciation sur le produit final (au contraire de GNL Québec) se banalise au fil du temps, l'industrie continue de s'appuyer sur des contrats à long terme pour faire avancer de nouveaux projets (comme décrit précédemment) et les projets avec une véritable différenciation des produits suscitent l'intérêt. GNL Québec étant le projet de liquéfaction et d'exportation de GNL le moins émetteur de gaz à effet de serre dans le monde (et la chaîne de valeur de GNL Québec étant la moins émettrice en gaz à effet de serre), le Projet offre une différenciation suffisante pour apporter une valeur ajoutée - tant sur le plan environnemental que commercial - aux acheteurs de GNL dans un nombre croissant de pays dont les gouvernements imposent une taxe carbone qui pénalise les projets de GNL standard avec des tarifs nettement plus élevés.
- GNL Québec peut donc répondre à la marchandisation croissante du marché du GNL grâce notamment à (1) un produit très différencié offrant une empreinte carbone bien plus faible que la concurrence, (2) une localisation offrant une stabilité géopolitique certaine sur le très long terme, (3) une localisation permettant un accès aux différents marchés à des coûts compétitifs offrant ainsi de la flexibilité à ses clients et (4) une localisation permettant une compétitivité économique long terme avec des coûts de CAPEX limités et des coûts d'OPEX

contrôlés et stables sur la durée de vie du projet.

- Paysage concurrentiel
  - Comme décrit ci-dessus, GNL Québec n'est pas en concurrence directe avec des projets d'exportation de GNL dont les actifs ont été dépréciés (c.-à-d. en opération depuis plusieurs décennies et qui pourraient aussi se trouver confronter à la fin des réserves gazières sur lesquelles le projet avait été construit). Ces projets ont contribué de manière significative à la croissance de 100 millions de tonnes par an du marché de GNL au cours des 15 dernières années, et ils semblent bien placés pour continuer à fournir du GNL jusqu'à ce que leur approvisionnement en gaz naturel soit épuisé.<sup>31</sup> Au lieu de cela, le projet GNL Québec de 11 mtpa est en concurrence avec d'autres projets d'exportation de GNL en Amérique du Nord essentiellement qui espèrent fournir une petite partie des 330 mtpa de nouveaux approvisionnements en GNL que Wood Mackenzie estime nécessaires pour répondre aux besoins mondiaux d'ici 2040.
  - Régions exclues :
    - Comme décrit en annexe 9, les projets de GNL dans les Provinces Maritimes (Nouvelle-Écosse et Nouveau Brunswick) sont confrontés à des coûts et à des défis importants liés à l'approvisionnement en gaz naturel. Les projets de GNL du nord-est des États-Unis souffrent de problèmes d'approvisionnement en gaz similaires à ceux du Canada atlantique. Ces coûts/difficultés supplémentaires suggèrent qu'il n'est pas nécessaire de procéder à une évaluation concurrentielle plus poussée de cette région au-delà des informations en annexe car nous estimons que le coût d'approvisionnement est un frein majeur à leur compétitivité.
    - L'usine de liquéfaction de gaz naturel de Cove Point, dans le Maryland est limitée par la disponibilité des terres et ne peut pas agrandir son installation d'exportation de GNL de 5,25 millions de tonnes par an – Cove Point a également vendu sur une période de 20 ans 100% de sa production à Gail (Inde) et Sumitomo/Tokyo Gas (Japon) qui ont besoin de cette approvisionnement pour leur propre sécurité énergétique domestique (même si cette production pourrait être vendue par Gail ou Sumitomo/Tokyo Gas à d'autres clients au besoin, et de façon sporadique).

---

<sup>31</sup> Un exemple notable de pays exportateur de GNL dont l'approvisionnement en gaz naturel est en déclin est l'Indonésie, où la production de gaz a atteint un pic en 2010 et a depuis diminué de 25 % (en raison de la fermeture de son principal champ gazier d'origine, Arun, et de l'épuisement du prolifique champ gazier de Bontang). L'Égypte, le Trinité-et-Tobago ou encore l'Algérie sont des pays qui se retrouvent aussi dans cette situation.

- Colombie-Britannique : Les projets basés en Colombie-Britannique sont axés sur la livraison de GNL exclusivement à l'Asie de l'Est, avec peu de possibilités de concurrencer le GNLQ sur de nombreux autres marchés. De plus, la localisation de ces projets les rend extrêmement coûteux en termes de CAPEX car ils ne peuvent pas profiter des mêmes avantages que GNL Québec au Saguenay, à savoir un port en eau profonde, un climat aussi froid qu'au Saguenay, des infrastructures existantes (aéroport, routes...), l'accès à l'hydroélectricité, une forte population locale et une main d'œuvre très qualifiée.
- Golfe du Mexique, États-Unis : Le Golfe du Mexique est le site privilégié pour les projets GNL américains en cours de développement, mais même si la première vague de projets de liquéfaction pouvait offrir une solution différente (indexation Henry Hub, coût compétitif grâce aux infrastructures existantes et à la capacité disponible sur les gazoducs entre le Golfe du Mexique et le bassin Marcellus/Utica), les conditions de la dite seconde vague de projets ne sont pas aussi attrayantes pour les acheteurs de GNL ce qui justifie la situation complexe de ces projets quant à leur vitesse de développement. La liste ci-dessous qui est couverte plus en détails en annexe 9 fournit quelques points majeurs sur les raisons qui font que GNL Québec offre un produit plus différencié sur le long terme :
  - Liquéfaction : aucun projet du Golfe du Mexique ne peut avoir recours à de l'hydroélectricité et doit donc utiliser une large portion du gaz naturel entrant pour faire fonctionner le terminal de liquéfaction (entre 8-10% du gaz entrant). Ceci a un impact direct sur la stabilité des prix qui sont donc dépendants de la volatilité du prix du gaz naturel à Henry Hub, au contraire de GNL Québec qui peut profiter d'un prix d'hydroélectricité réglementé et prévisible. De plus, ces projets sont aussi très exposés aux potentielles taxes carbone dans la mesure où ils produiraient de large quantité de GES pour opérer l'usine. Le risque y est illimité et même les républicains proposent 40 \$/tonne CO<sub>2</sub>e comme point de départ (de nombreux experts prévoyant 100 \$/tonne CO<sub>2</sub>e d'ici 2030) ce qui ajouterait 0,50 \$/mmbtu au coût des projets nord-américains concurrents
  - Production du gaz naturel : comme indiqué plus haut dans la réponse, les performances environnementales de la production de gaz naturel aux É.U est loin de celle du Canada et cela est un facteur de décision majeur pour les clients finaux.
  - Transport maritime : En plus des difficultés opérationnelles

- locales (chenaux surutilisés, problèmes de tempêtes tropicales, nécessité de dragage, manque de capacité au Canal de Panama...), ces projets se trouvent plus loin de l'Europe (40% plus loin que GNL Québec) et en moyenne 1500-2000 nm plus loin des marchés émergents en Asie du Sud / Asie du Sud-Est. Cela a un impact direct sur le coût final livré à destination, et rend donc cette alternative moins attrayante. Même le marché d'Asie de l'Est devient un problème à cause du Canal de Panama et des joueurs comme KOGAS (Corée du Sud) prennent le Canal de Suez comme passage privilégié, ce qui avantage grandement GNL Québec (se trouvant ainsi 1500-2000 nm plus proche de ces marchés que le Golfe du Mexique).
- Environnement : pour toutes les raisons citées plus haut, aucun projet du Golfe du Mexique n'est en mesure de fournir du GNL avec une empreinte environnementale aussi faible que celle de GNL Québec.

Le monde a besoin de GNL, donc si le Québec ne le fait pas, un projet moins axé sur l'environnement sera choisi avec les résultats qu'on peut imaginer.

- b. Cette nouvelle réalité risque également de mettre de la pression sur les zones de coûts plus compressibles, notamment le transport maritime, au détriment de la sécurité et de la vitesse de navigation. Veuillez commenter.

Bien que la compétitivité des coûts soit certainement importante, GNL Québec s'engage à maintenir la sécurité de ses opérations comme une valeur fondamentale et s'est engagée durant les audiences à des réductions de vitesse de navigation qui ont déjà été prises en compte dans le modèle d'affaires et les coûts de livraison du GNL aux marchés finaux. Du fait du niveau de CAPEX requis dans ce type de projets, la marge de manœuvre sur les coûts compressibles (autre que le gaz naturel qui est liquéfié) est en réalité minime. À cet effet, GNL Québec peut assurer que la compétition et les modifications au marché du GNL n'auront pas d'impact sur la sécurité des installations et du transport maritime. Ces éléments sont non-négociables, font partie des valeurs de l'entreprise, de l'équipe dirigeante et des salariés et sont déjà pris pleinement en compte dans les négociations commerciales en cours.

De plus, il est important de rappeler les deux points suivants qui limitent de façon importante la potentielle pression qu'ils pourraient y avoir sur les prix :

- (1) Les contrats signés avec les clients finaux sont des contrats dits « take-or-pay ». Les contrats sont négociés pour une période de 20 ans et les différentes zones de

coûts sont très largement définies. Il y a donc peu ou pas de marge de manœuvre pour mettre de la pression sur les coûts dans le futur car tout ceci est évalué et validé par les banques qui s'engagent pour le financement du projet et veulent s'assurer d'un revenu certains afin de repayer la dette. Ces contrats ne sont pas renégociés et cela amènerait un précédent dommageable dans l'industrie qui n'avantagerait aucun acteur. Il est important de rappeler que la grande majorité des acheteurs sont des fournisseurs locaux de gaz naturel ou électricité solvables sur le long terme (avec indice de solvabilité validé par les institutions usuelles tels que Moody's, S&P etc. et par les bailleurs de fonds), qui plus est réglementé, et qu'ils sont bien plus sensibles à la protection du prix vis-à-vis d'une augmentation ainsi qu'à une certitude d'approvisionnement et de stabilité/prévisibilité du prix qu'à la recherche du prix le plus bas en toute circonstance.

(2) Dans le cas du transport maritime, les navires sous contrat avec la GNLQ transiteront sur 60 miles nautiques (nm) dans la rivière Saguenay et sur environ 500 nm dans les eaux navigables canadiennes. Il ne s'agit là que d'une petite fraction de la distance totale de navigation vers les marchés d'outre-mer (par exemple, environ 3 000 nm vers l'Europe, environ 7 900 nm vers l'Asie du Sud, etc.) et le temps total de transport des navires devant respecter les restrictions de vitesse pour certaines parties de la distance au Québec ne devrait pas être affecté dans l'ensemble. Enfin, cette flotte de navire étant dédiée sur le long terme à GNL Québec, l'armateur n'a également aucun incitatif particulier à ne pas respecter les limitations de vitesse car le transport sera payé quoi qu'il en soit.



par

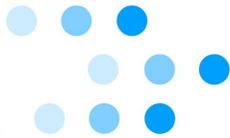


# ANNEXE 1



**ÉNERGIE  
SAGUENAY**

par

**GNL**   
QUÉBEC

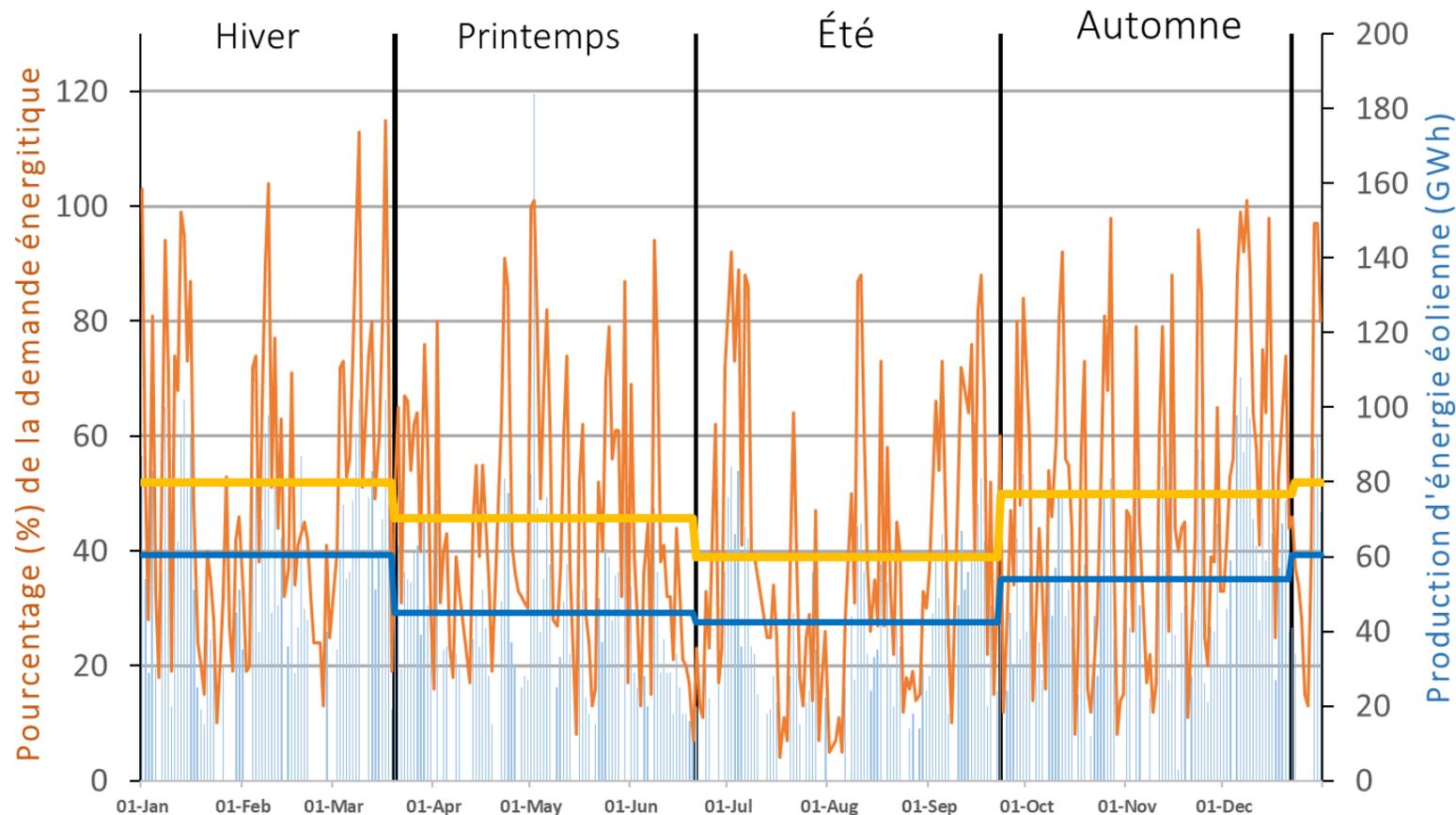
# Intermittence de l'éolien européen



# Fluctuation de la production éolienne

## Danemark - Énergie éolienne 2019

Près de 20 GWh de différence  
entre les saisons



### Pourcentage de la demande

Maximum	115 %
Minimum	4 %
Moyenne	47 %

### Production éolienne

Maximum	184 GWh
Minimum	3 GWh
Moyenne	50 GWh

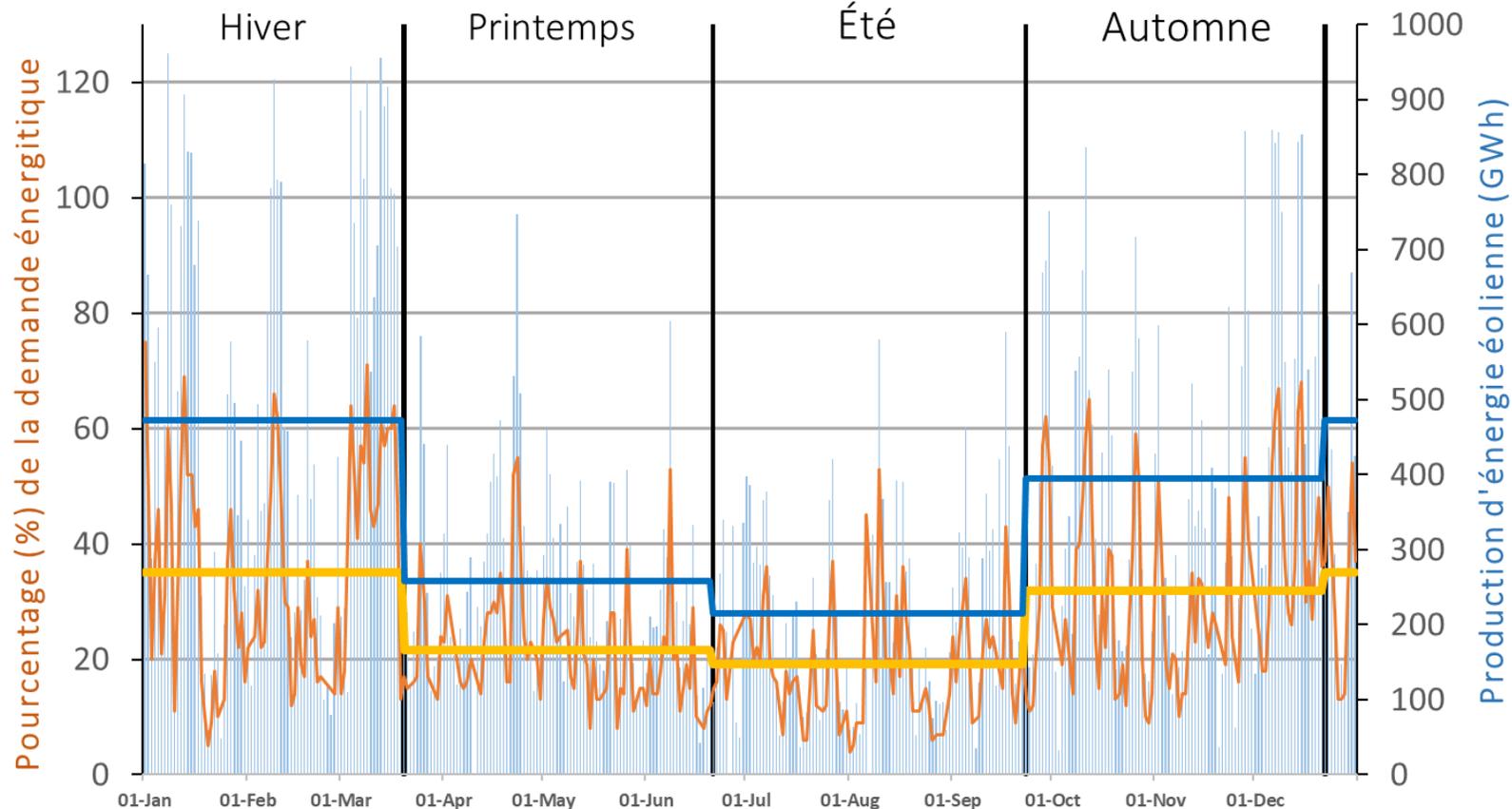
Référence données:



— Pourcentage de la demande (%)    — Moyenne saisonnière (%)    — Production (GWh)    — Moyenne saisonnière (GWh)

# Fluctuation de la production éolienne

## Allemagne - Énergie éolienne 2019



— Pourcentage de la demande (%) — Moyenne saisonnière (%) — Production (GWh) — Moyenne saisonnière (GWh)

**Près de 300 GWh de différence  
entre les saisons**

### Pourcentage de la demande

Maximum	75 %
Minimum	4 %
Moyenne	27 %

### Production éolienne

Maximum	962 GWh
Minimum	32 GWh
Moyenne	333 GWh

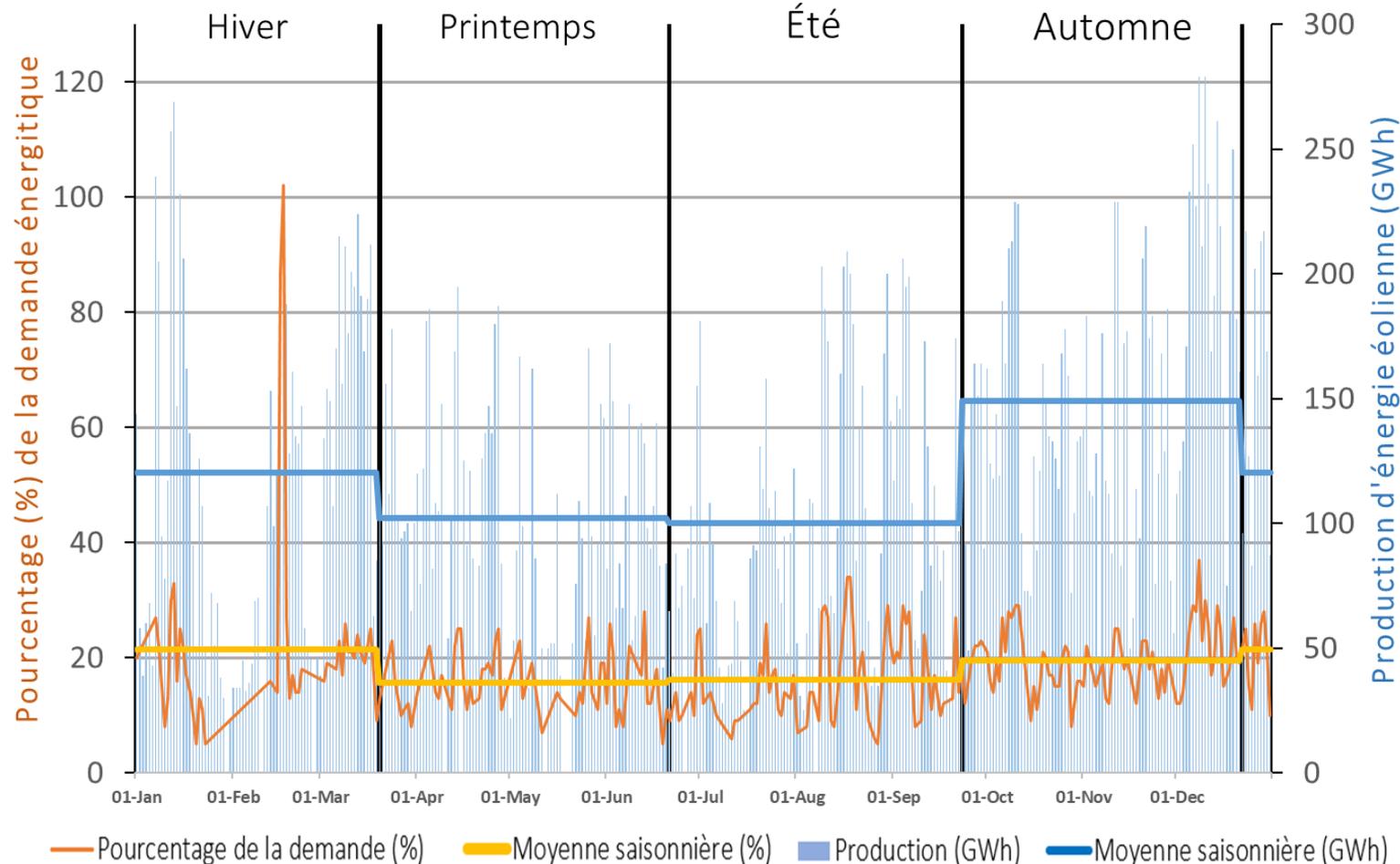
Référence données:



# Fluctuation de la production éolienne

## Royaume-Uni - Énergie éolienne 2019

**Près de 50 GWh de différence  
entre les saisons**



### Pourcentage de la demande

Maximum	102 %
Minimum	5 %
Moyenne	18 %

### Production éolienne

Maximum	279 GWh
Minimum	22 GWh
Moyenne	118 GWh

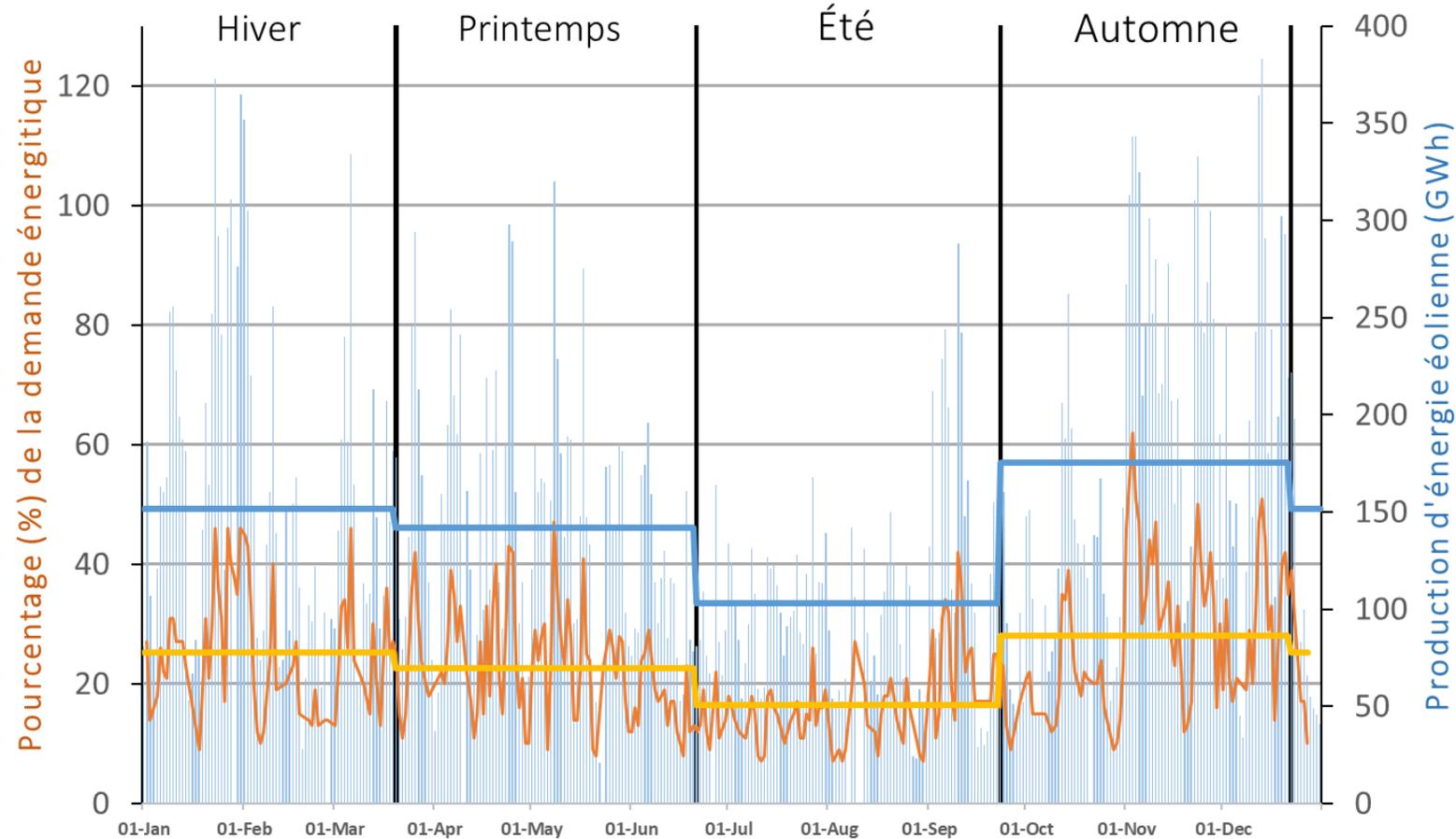
Référence données:



# Fluctuation de la production éolienne



## Espagne - Énergie éolienne 2019



Près de 90 GWh de différence  
entre les saisons

### Pourcentage de la demande

Maximum	62 %
Minimum	7 %
Moyenne	23 %

### Production éolienne

Maximum	383 GWh
Minimum	21 GWh
Moyenne	143 GWh

Référence données:

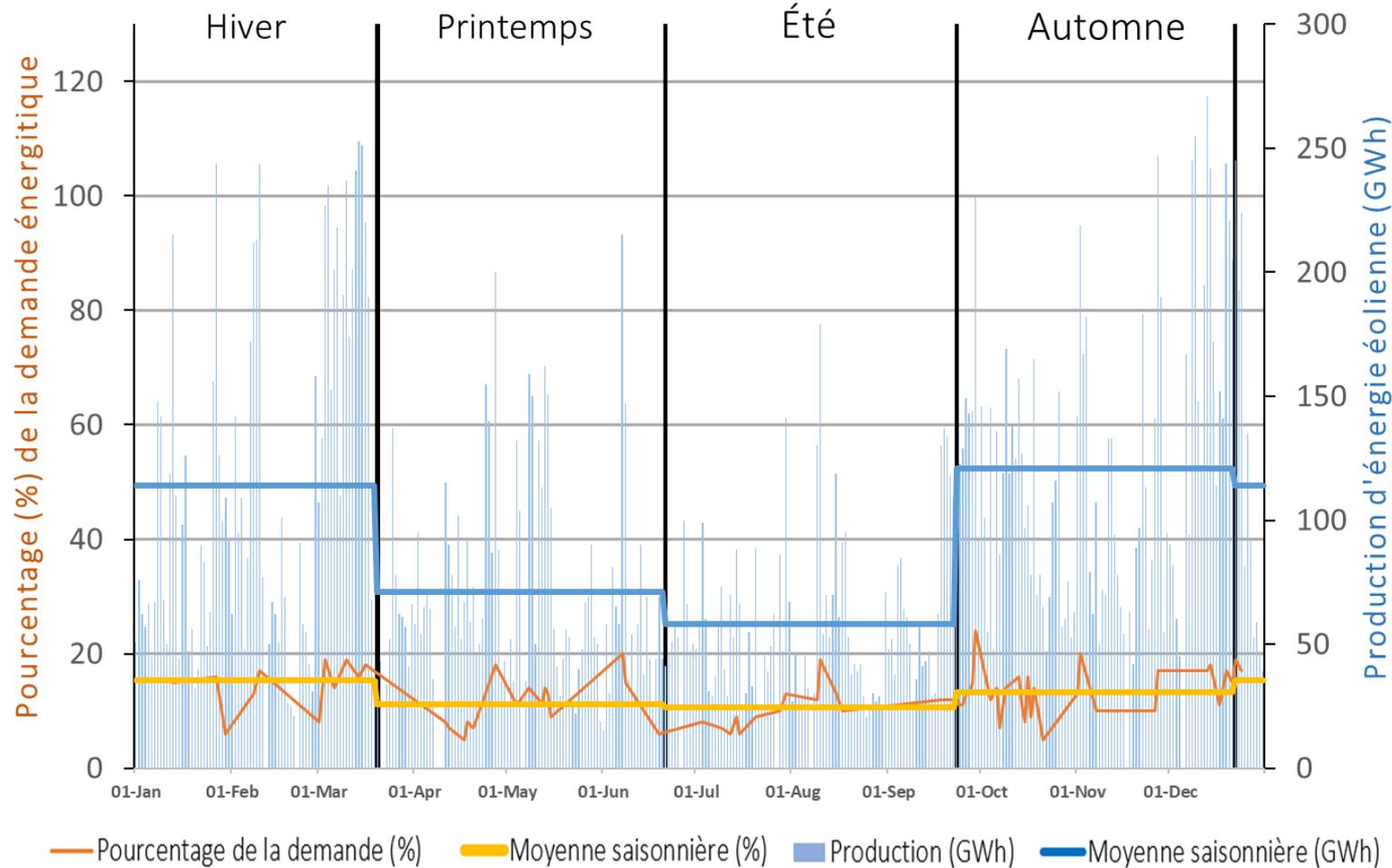


— Pourcentage de la demande (%) — Moyenne saisonnière (%) — Production (GWh) — Moyenne saisonnière (GWh)

# Fluctuation de la production éolienne

## France - Énergie éolienne 2019

Près de 75 GWh de différence entre les saisons



### Pourcentage de la demande

Maximum	24 %
Minimum	5 %
Moyenne	13 %

### Production éolienne

Maximum	271 GWh
Minimum	15 GWh
Moyenne	91 GWh

Référence données:



# ANNEXE 2



**ÉNERGIE  
SAGUENAY**

par

**GNL**   
QUÉBEC

Gaz naturel  
comme  
énergie de  
transition

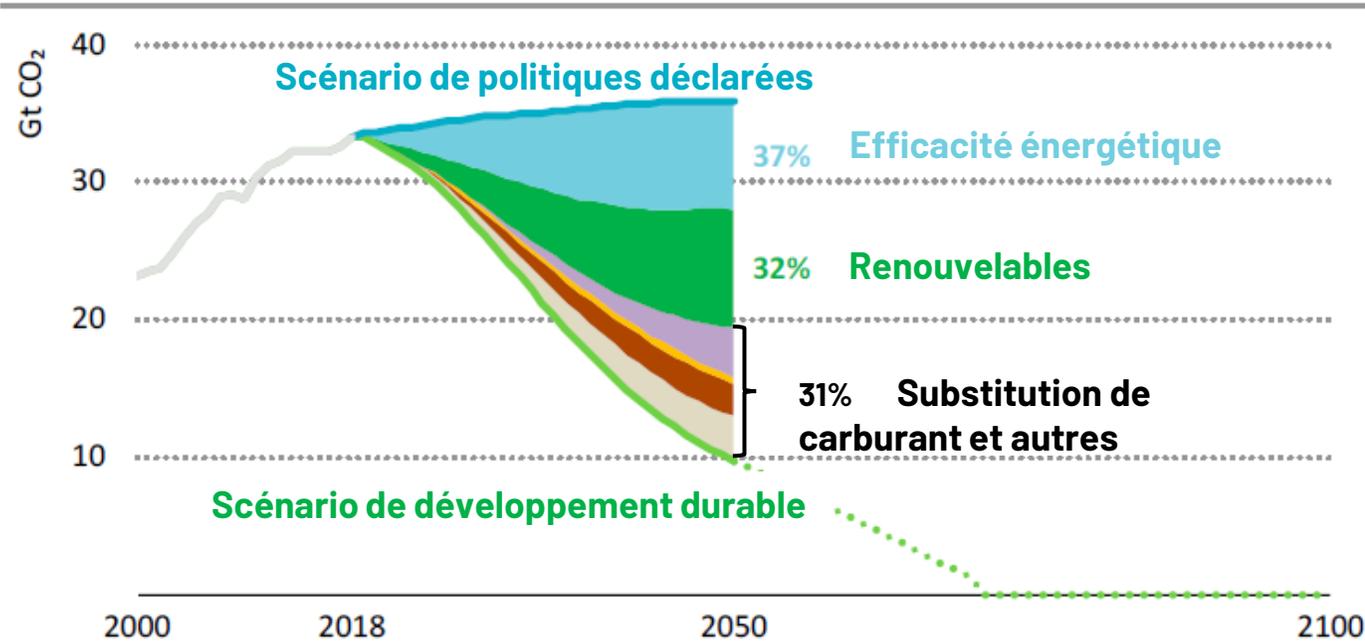


# Le rôle du gaz naturel dans une transition vers un système énergétique à bas carbone

- 1 Supporter le remplacement du charbon et la pénétration des énergies renouvelables notamment dans les économies en développement pour la production d'électricité, le transport et la génération de chaleur (industrie, bâtiment)
- 2 Devenir une source proche de zéro émissions de carbone conjointement avec le *CCUS* dans le secteur industriel et la production d'hydrogène bleu

# L'AIE confirme que l'atteinte des objectifs de réduction des GES passent par plusieurs solutions

## Solutions pour atteindre les objectifs des Accords de Paris



Source: AIE, WEO 2019

## Constats

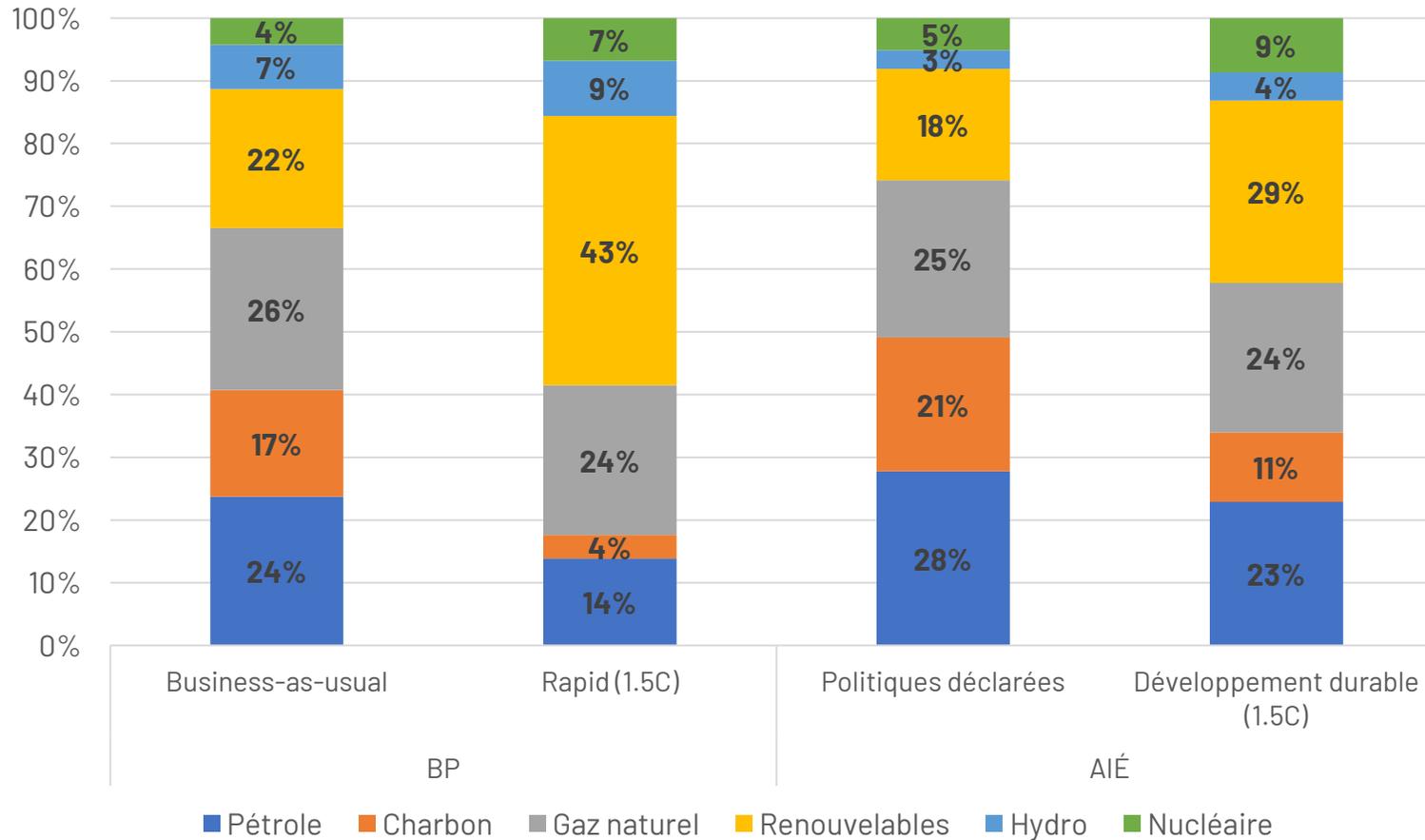
- ▶ Comme indiqué par le GIEC, l'AIE confirme qu'il n'y a **pas une seule solution à la transition**
- ▶ Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique sont les acteurs majeurs (69 % de la solution)
- ▶ Cependant, la substitution de carburant **compte pour 17 % de la solution**, dans lequel Énergie Saguenay représente uniquement 0,4 % de la cible (28 Mt vs 7 000 Mt)

# Ainsi, le gaz naturel propose une solution de transition et complémentarité durable

- ▶ Répondre rapidement aux enjeux climatiques en **remplaçant les centrales électriques au charbon** (-40% / -50% d'émissions de GES sur le cycle de vie)
- ▶ Remplacer le charbon dans les **processus industriels / génération de chaleur**
- ▶ Proposer une **solution pilotable et de complémentarité** aux renouvelables
- ▶ Nécessaire pour la **production des matériaux** indispensable pour les renouvelables (béton, acier, cuivre, aluminium, silicium, lithium...)
- ▶ Offrir une **solution énergétique et infra long-terme** utilisable avec le biogaz (dans les centrales électriques) ou l'hydrogène (dans le transport, industrie, stockage)

# Le gaz naturel est le seul combustible fossile à garder une part majeure dans le mix d'énergie primaire

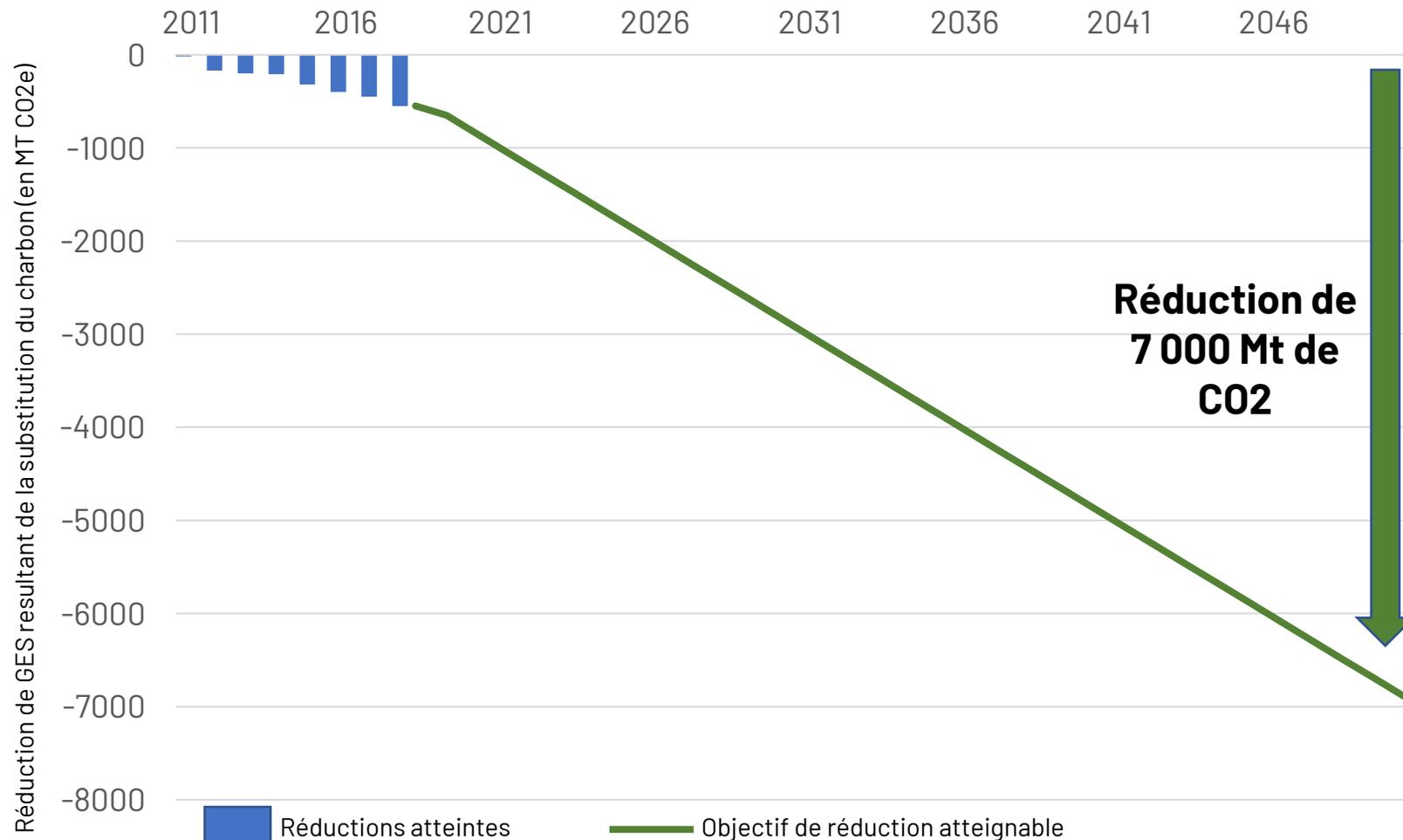
Part des différentes sources d'énergie en 2050 (%)



## Constats

- Que ce soit pour BP ou AIÉ avec leurs scénarios normaux ou transitionnels rapide, le gaz naturel garde près de 25% de la part d'énergie primaire
- Le charbon est le plus réduit, justifiant le concept de substitution

# L'utilisation du gaz naturel a réduit de près de 600 Mt les émissions de GES, avec un potentiel de 7 000 Mt d'ici 2050



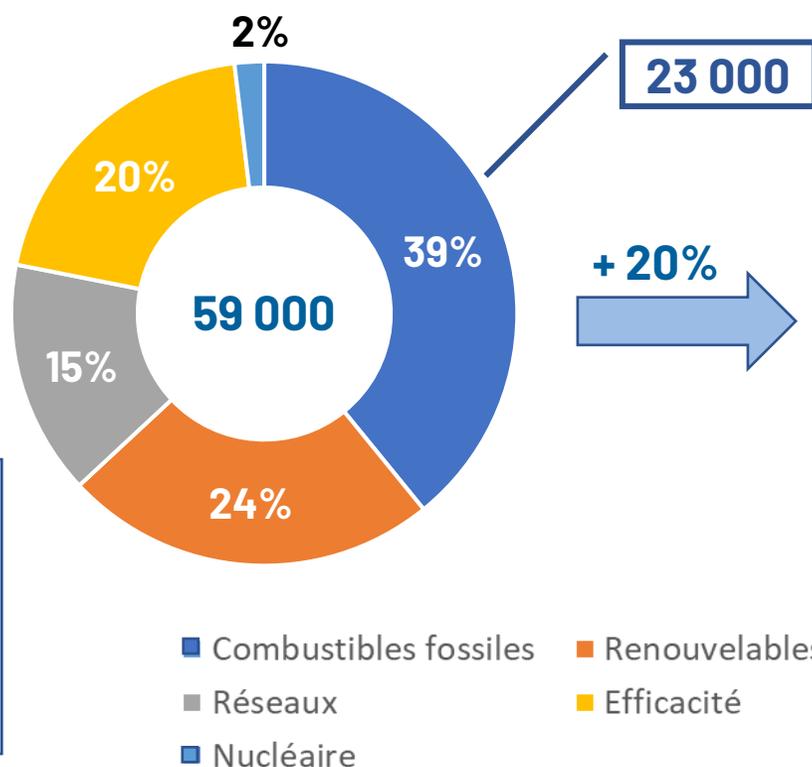
## Constats

- Potentiel additionnel de réduction de GES par substitution de charbon par du gaz naturel = 1,3 Gt par an
- Aucune nouvelle incitative ou capture de carbone nécessaire

Source: AIE, Role of Gas 2019 (graphique construit part GNLQ)

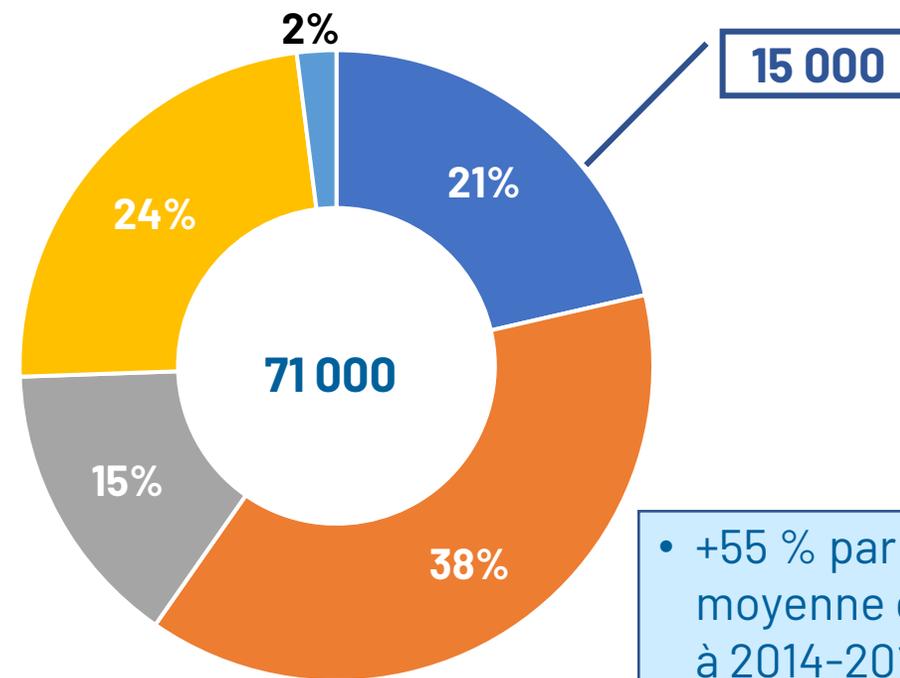
# Des investissements majeurs sont nécessaires pour chacune de ces solutions, quel que soit le scénario

Investissements nécessaires  
2019-2040 en milliards USD pour le  
scénario de base



- +30 % par an en moyenne comparé à 2014-2018
- EnR: x1,75 (2 300 milliards par an)

Investissements nécessaires  
2019-2040 en milliards USD pour  
le scénario 1,5 degré



- +55 % par an en moyenne comparé à 2014-2018
- EnR: x6 (4 000 milliards par an)

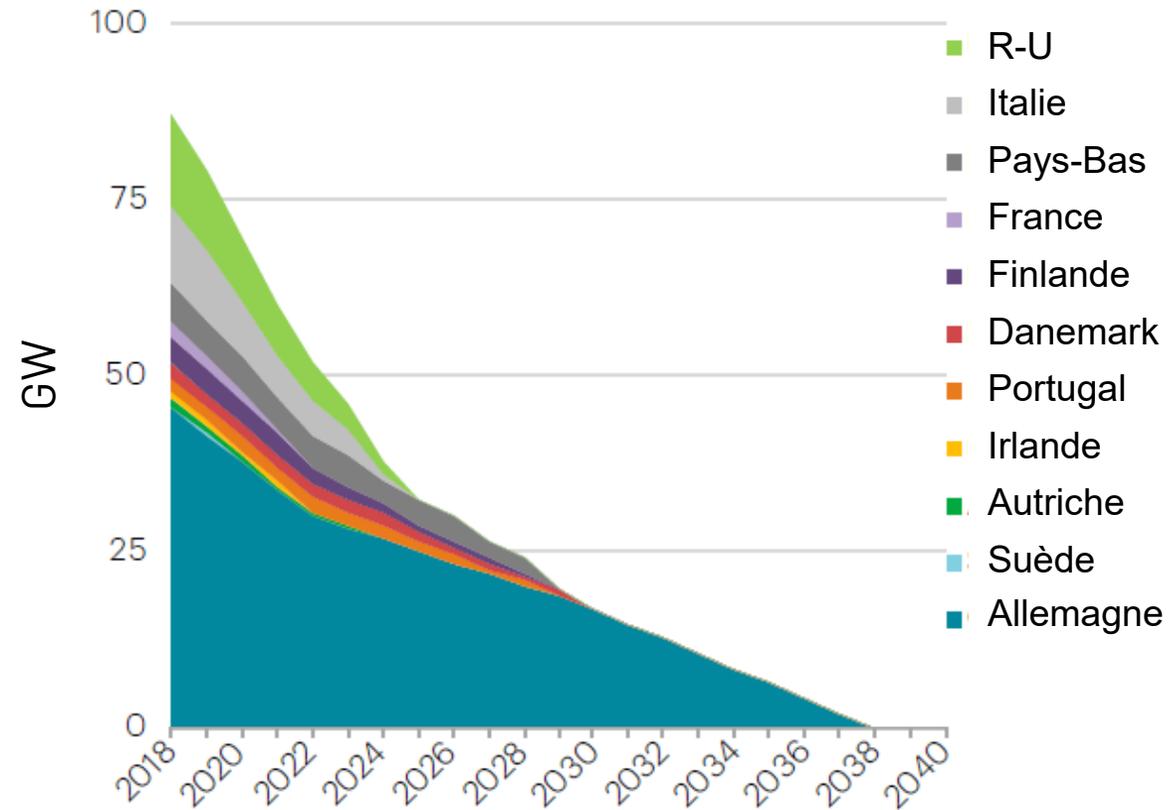
Source: AIE, WEO 2019

# Une sortie planifiée du charbon en Europe

## Des politiques incitatives

- L'Allemagne s'est engagée à cesser l'utilisation du charbon avant 2038
- Le Danemark s'est engagé à fermer ses 5 dernières centrales au charbon d'ici 2035
- La Pologne s'est engagée à réduire de 80% à 30% la part du charbon dans sa génération d'électricité (2040), incluant des fermetures de mines (€13.5B de subventions européennes)

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



Source: AIE, WEO 2019

# Des décisions et des engagements favorisant la croissance du marché du GNL (exemples)

## Des politiques incitatives

- L'Inde a triplé la taxe carbone sur le charbon pour favoriser le gaz naturel et les énergies renouvelables (doublement de la part du gaz naturel dans le mix avant 2030)
- La Corée du Sud a abandonné sa taxe d'import sur le GNL, et annulé un plan de développement de 9 centrales au charbon. Elle a fermé 14 centrales cet hiver et 21 en mars pour limiter les émissions (25%). Elle s'est engagée à fermer 30 centrales d'ici 2034 (remplacées à 80% par GNL)

## Des engagements corporatifs

- RWE (Allemagne) s'est engagé à arrêter ses activités dans le charbon d'ici 2035
- EDF (France) s'est engagé à arrêter ses activités dans le charbon d'ici 2040
- Engie (France) s'est engagé à arrêter ses activités dans le charbon d'ici 2035
- Endesa (Espagne) s'est engagé à arrêter ses activités dans le charbon d'ici 2030 (seulement backup)
- Total s'engage à ne plus vendre de mazout lourd pour la génération d'électricité (carboneutre d'ici 2050)
- BP & Shell carboneutres d'ici 2050

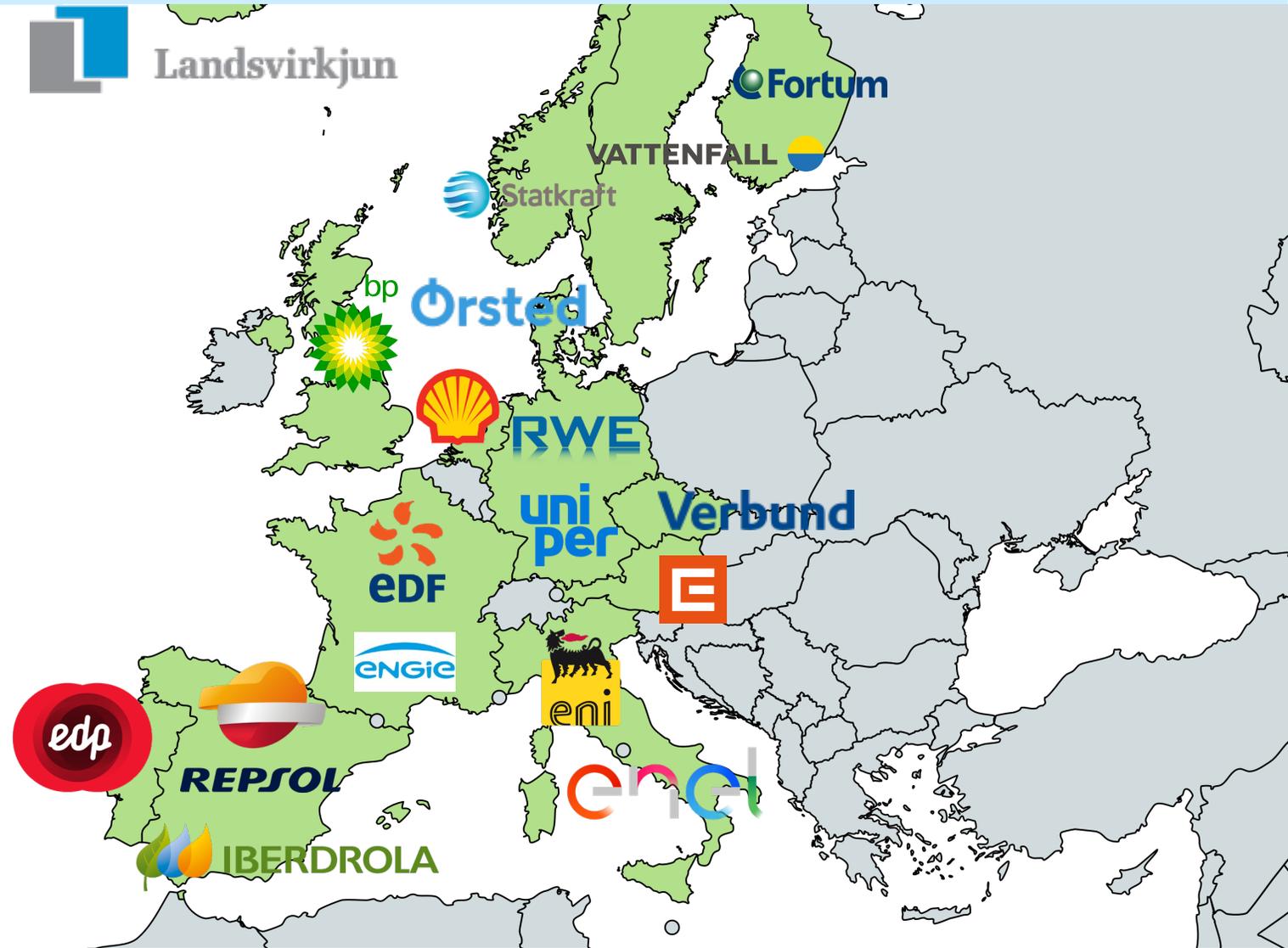
## Une redirection des investissements

- RBS (G-B) s'est engagé à ne plus financer de compagnies liées au charbon (mine et génération)
- Les autres banques ayant arrêter le financement du charbon (Natixis, Commerzbank, Société Générale, Crédit Agricole, Rabobank, BNP...)
- La BEI va arrêter le financement des énergies fossiles au-dessus de 250g CO<sub>2</sub> / kWh après 2022, ce qui est facilement atteignable pour le gaz naturel combiné avec du CCUS
- UK Export Finance ne financera plus de charbon

Europe: à la suite du plan de l'UE pour la neutralité carbone d'ici 2050, de nombreuses entreprises énergétiques européennes s'engagent pour un avenir plus sobre en carbone - avec le gaz naturel comme carburant de transition clé pour les pays réduisant leur dépendance au charbon

T1 2020: Appel d'offres à long terme visant l'approvisionnement en GNL à faibles émissions de GES

- Acheteur de GNL à la recherche d'un approvisionnement en GNL à long terme avec quantification des émissions de GES
- Des mesures transparentes et vérifiables devraient inclure les émissions provenant de la production, du transport par pipeline, de la liquéfaction et du transport.
- L'acheteur souhaite à terme rendre ses achats de GNL neutres en carbone



Asie: Alors que l'industrie du GNL se mondialise de plus en plus, les acheteurs asiatiques de GNL se développent en Europe et certains ont commencé à se concentrer sur l'importance des sources d'énergie à faible émission de GES

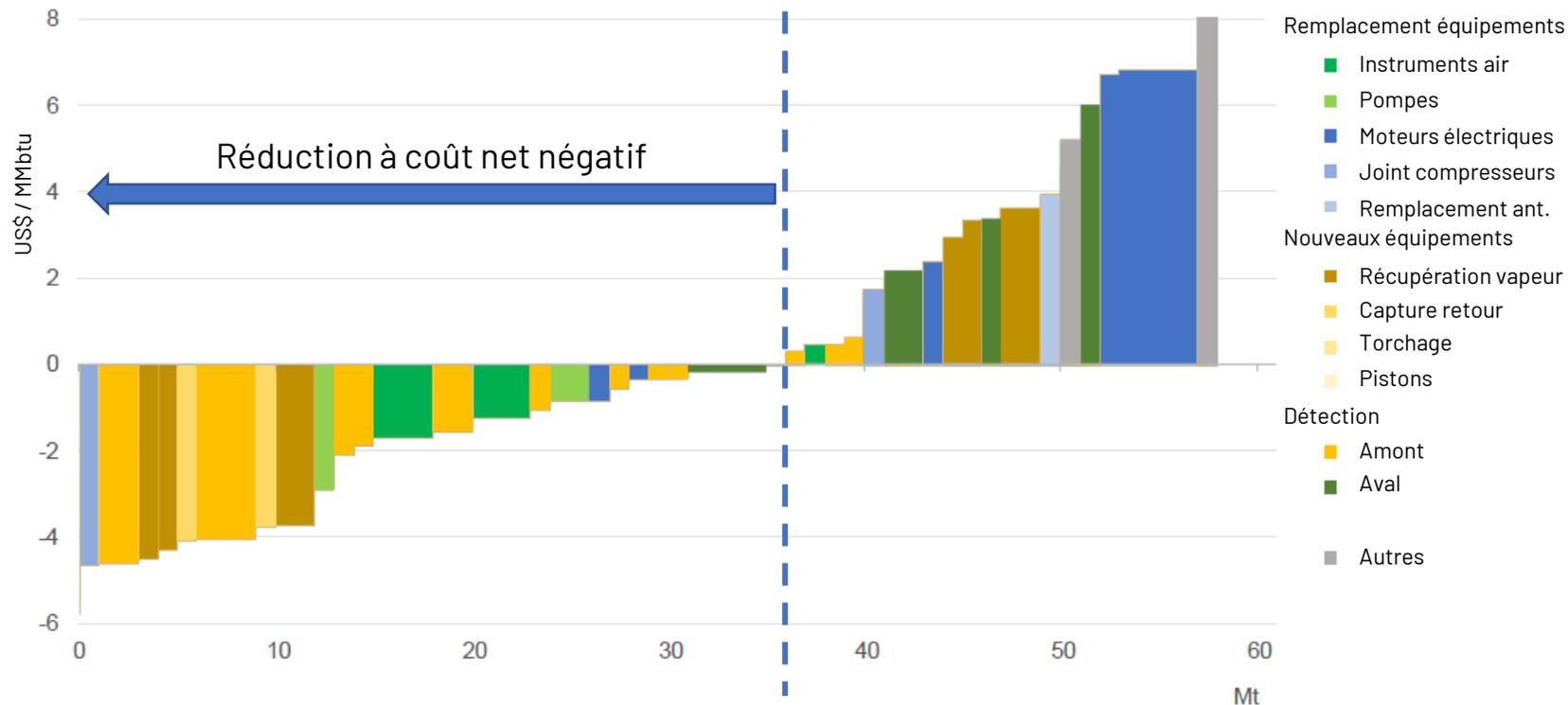


## T2 2020: la Corée du Sud vise la neutralité carbone

- Après une forte victoire électorale en avril 2020, le président Moon a fait de la Corée du Sud le premier pays d'Asie de l'Est à s'engager à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050
- La Corée du Sud est le 7e plus grand émetteur de GES au monde - et le charbon représente aujourd'hui 40% du mix énergétique du pays
- Le GNL sera un complément important aux énergies renouvelables en contribuant à l'élimination progressive de 60 centrales électriques au charbon

# Les émissions fugitives de méthane sont connues de l'industrie

Courbe de coût marginal d'élimination des émissions fugitives par mesure de mitigation (2018)



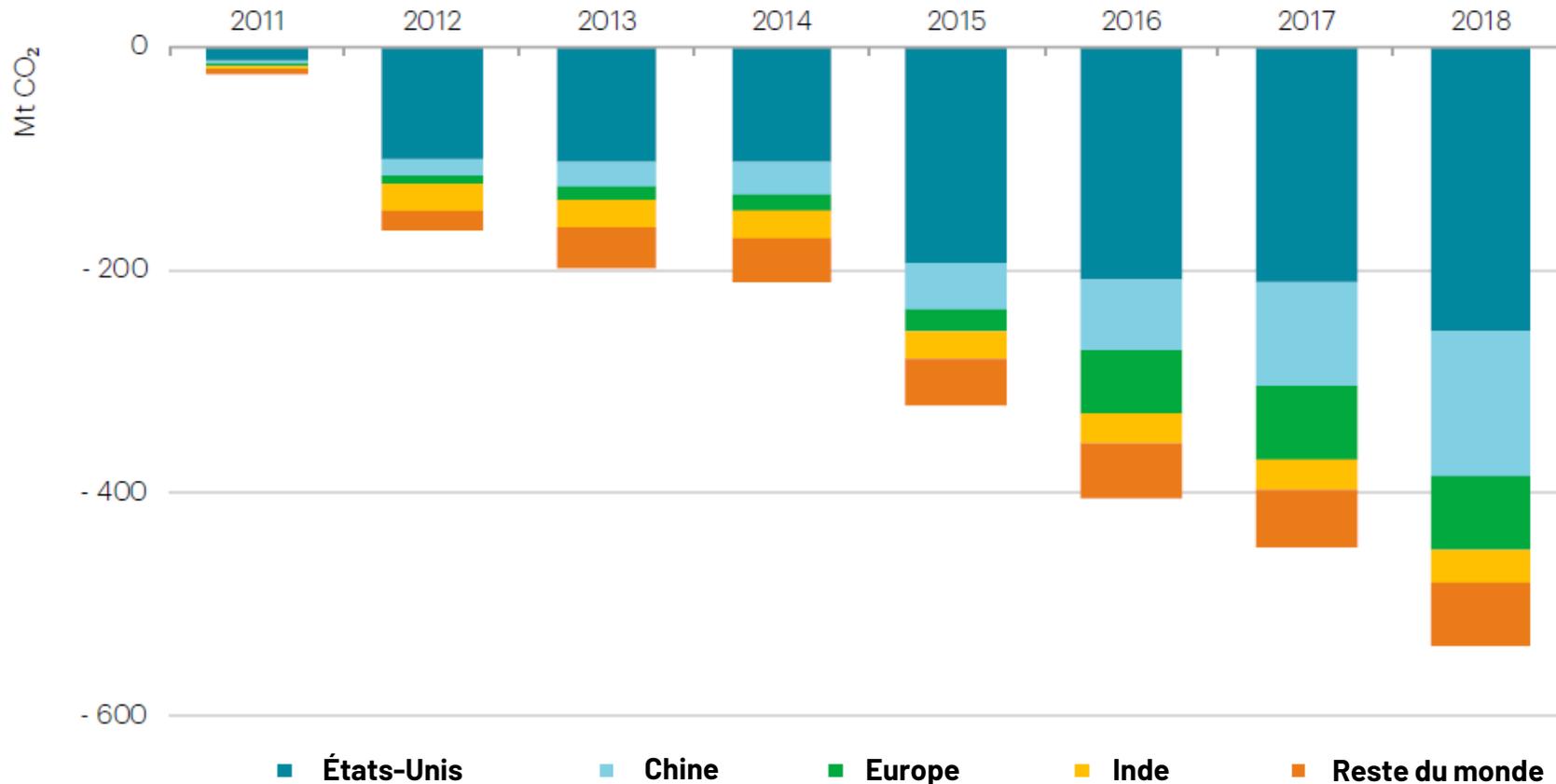
Source: AIE, WEO 2019

## Constat

- L'industrie du gaz et pétrole émettrait proche de 45 Mt de méthane tous les ans (1,6 Gt CO<sub>2</sub>eq / an)
- L'AIÉ estime le taux d'émissions fugitives à 1,7% en moyenne
- L'AIÉ estime que ce taux peut être réduit à 0,4% à un coût négatif (soit une réduction potentielle de 1,2 Gt CO<sub>2</sub>eq / an)

# L'application du gaz naturel dans la transition énergétique mondiale porte déjà ses fruits

## Réduction de CO<sub>2</sub> par région en effectuant la substitution de charbon au gaz naturel

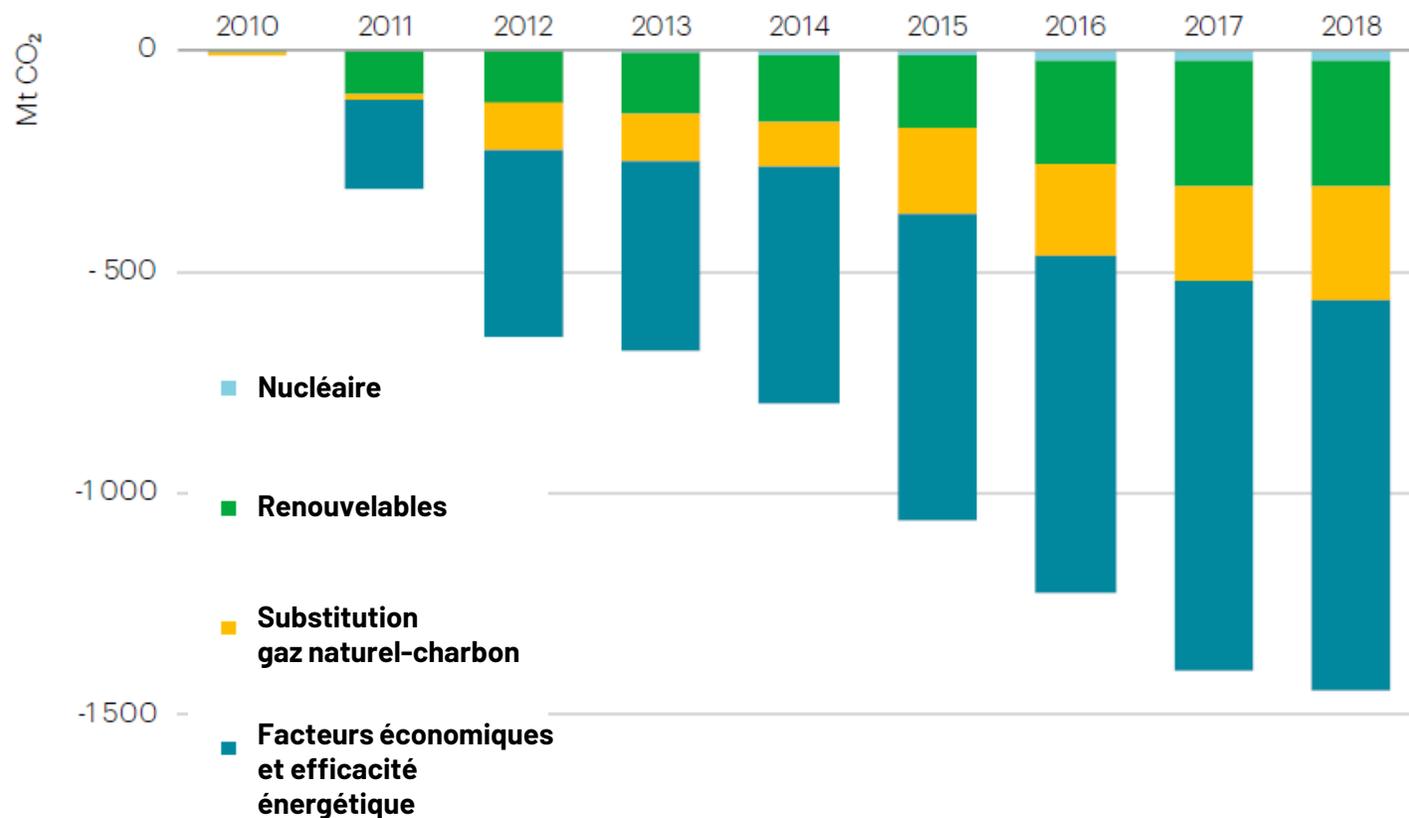


### Constat :

- Potentiel additionnel de réduction de GES par substitution de charbon par du gaz naturel = 1,3 Gt par an
- Aucune nouvelle incitative ou capture de carbone nécessaire

# Exemple : USA – le recours au gaz naturel a été responsable de 20 % des réductions de GES

Réduction des GES aux USA (2010-2018) par catégories en Mt CO<sub>2</sub>



Évolution mix énergétique aux É.U. (2010-2018)

	2010	2018
Pétrole	36 %	36 %
Charbon	22 %	13 %
Gaz Naturel	25 %	31 %
Nucléaire	9 %	8 %
Renouvelable	8 %	12 %

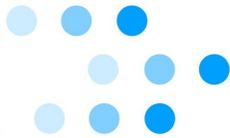
Source: AIE 2019

# ANNEXE 3

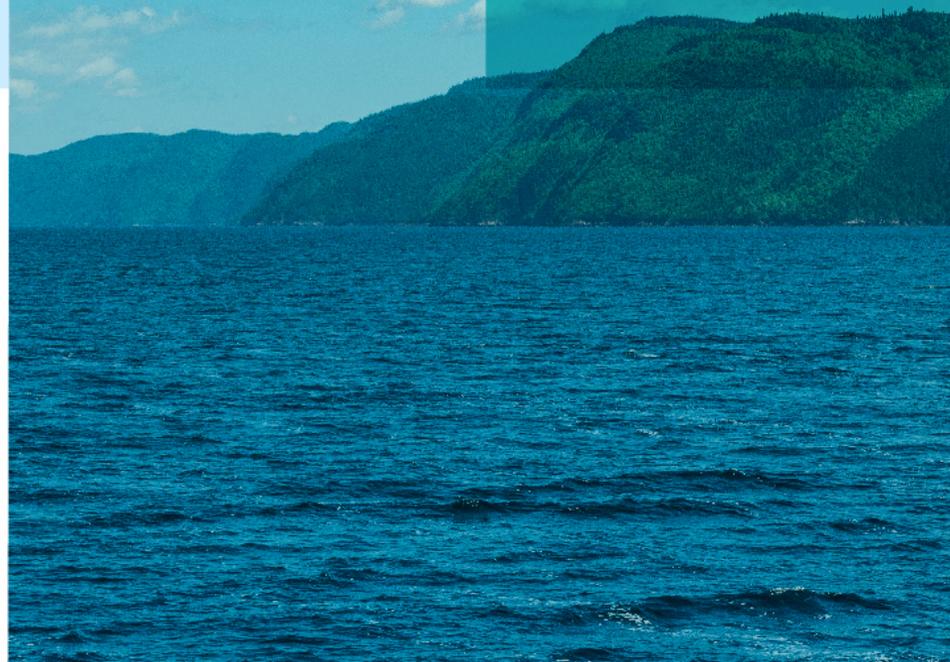


**ÉNERGIE**  
**SAGUENAY**

par

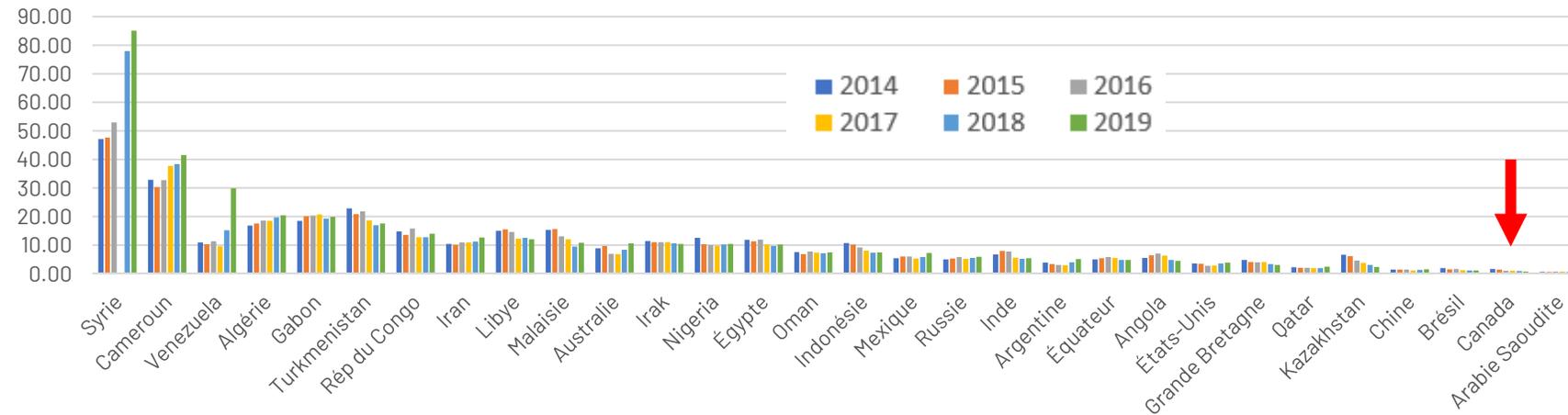
**GNL**   
QUÉBEC

# Performance environnementale du Canada



# Le Canada : un leader dans la lutte aux émissions liées à la production de gaz naturel

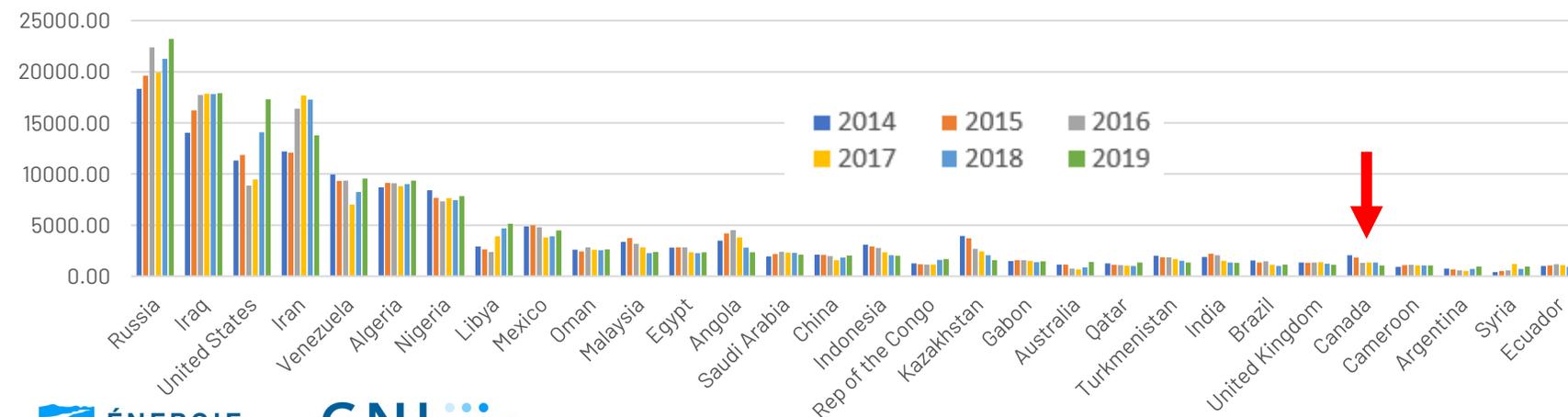
Intensité du torchage par pays et par année en % de la production de gaz naturel



## Canada vs. le reste du monde

- 4ème plus grand producteur mondial de gaz naturel
- 26ème en terme de torchage
- 29ème en terme d'intensité du torchage
- Réduction de 42% depuis 2015
- Intensité de torchage 6x moindre qu'aux É.U, 9x moindre qu'en Russie et 16x moindre qu'en Australie

Quantité de gaz naturel torché par pays et par années en milliards de m<sup>3</sup> (2014-2019)



# Le Canada : un leader dans la lutte aux émissions **fugitives** à la production de gaz naturel

	Méthane Fugitive Tracker (*)		Méthane Venting Tracker (*)	
	Émissions Fugitives (kT CO <sub>2e</sub> )	Intensité (kT/bcm)	Venting (kT CO <sub>2e</sub> )	Intensité (kT/bcm)
Russie	2 158	2,97	3 750	5,17
É.U	2 082	2,41	3 633	4,21
Algérie	417	4,35	716	7,47
Nigeria	110	2,50	224	5,09
Canada	397	2,30	689	3,99

## Canada vs. le reste du monde

- **Émissions fugitives**
  - Russie +30%
  - É.U +5%
  - Algérie x2
- **Venting**
  - Russie +30%
  - É.U +5%
  - Algérie +85%

# Amélioration de la réglementation et investissements au Canada

## Potentiel de réductions des émissions en amont de 40-60% grâce aux nouvelles réglementations

- ▶ Engagement pour l'électrification des activités de production et traitement du gaz naturel (289M C\$ déjà engagés avec les résultats d'un pilote montrant une réduction de l'ordre de 85% en C.B)
- ▶ Engagement pour réduire les émissions fugitives de l'industrie de 45% d'ici 2025 par rapport au niveau de 2014

## Investissements notables (gouvernements et compagnies) en cours

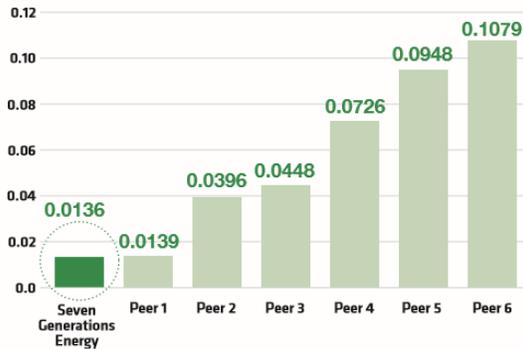
- ▶ Natural Gas Challenge en Alberta (50M\$) spécifiquement pour adresser les émissions fugitives
- ▶ Natural Gas Innovation Fund (3M\$)
- ▶ Ressources Naturelles Canada a octroyé 2,1M\$ à PTAC et LMT pour le développement de valves électriques
- ▶ Révision du cadre réglementaire concernant la fracturation hydraulique en C.-B. en 2015

# Le Canada : des joueurs impliqués dans la réduction des gaz à effet de serre



SEVEN GENERATIONS  
ENERGY

2017 CDP CARBON INTENSITIES  
Tonnes of CO<sub>2</sub>e per BOE\*



- Ajout d'un coût aux émissions de GES dans leurs décisions d'investissement
- Mise en place de mesures de suivi des GES pour résorber les émissions fugitives au plus vite
- Mise en place d'un programme de réduction du torchage (réduction des émissions de GES de 13% 2016-2018)
- Installation de récupération de chaleur et remplacement des équipements sur site (air vs CH<sub>4</sub>)



TOURMALINE

- Mise en place de cibles claires (30% moins d'émissions de CO<sub>2</sub>, 75% moins d'émissions de NO<sub>x</sub>, 99% moins d'émissions de SO<sub>x</sub>)
- Création d'un Energy Efficiency Taskforce
- Programme de remplacement des valves pour limiter les émissions fugitives



2017-2018: réduction des émissions de GES de 17% et de la consommation d'eau douce de 25%



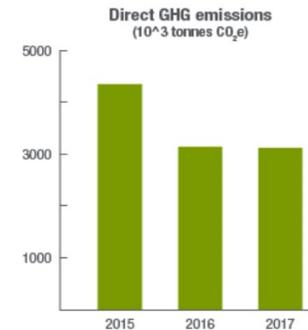
Canadian Natural

#90M\$ dépensés pour réduire les émissions de gaz dans les opérations de pétrole brut lourd, ce qui a permis d'économiser 16,8 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>e

- Mise en place du Fugitive Emission Management and Control dans plus de 200 de leurs localisations
- Remplacement du diesel par le gaz naturel ou les énergies renouvelables dans leurs opérations amont
- Mise en place de programmes de récupération de chaleur



Remplace actuellement l'équipement de ventilation sur les sites par des panneaux solaires et des piles à combustible, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de 95%



- Réduction de leurs émissions directes de 30% en 2015 et 2017
- Mise en place de LDAR et Optical Gas Imaging pour détecter et suivre les fuites de méthane

# ANNEXE 4



Programme  
d'atteinte de la  
carboneutralité:

Complexe de  
liquéfaction Énergie  
Saguenay

# Sommaire

<b>Contexte et objectif.....</b>	<b>3</b>
Description du projet .....	3
Justification .....	3
Analyse de cycle de vie .....	4
Objectif carboneutralité .....	4
<b>Rapport de la Chaire en éco-conseil.....</b>	<b>5</b>
<b>Programme d'atteinte de la carboneutralité.....</b>	<b>6</b>
Réduction à la source des émissions .....	7
Capture et valorisation du CO <sub>2</sub> .....	7
Production de gaz naturel renouvelable (GNR) à partir de la biomasse forestière .....	7
Achat de crédits compensatoires.....	8
Participation à des projets d'afforestation .....	8
Capture et valorisation de la chaleur résiduelle du procédé .....	8
<b>Conclusion.....</b>	<b>9</b>
<b>Annexe 1-A: Tableau récapitulatif.....</b>	<b>10</b>
<b>Annexe 1-B: Critères majeurs d'évaluation des solutions .....</b>	<b>11</b>
<b>Annexe 2: Plan d'Actions et Chartes de Projet .....</b>	<b>12</b>

## Contexte et objectif

### Description du projet

GNL Québec (GNLQ) développe actuellement le projet Énergie Saguenay (Projet) à Grande-Anse (ville de Saguenay – arrondissement de La Baie). Il s'agit de la construction et l'opération sur une durée de 25 à 50 ans d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel, dont le gaz naturel liquéfié (GNL) serait principalement destiné à l'exportation. Le complexe aurait une capacité de production de 10,5 millions de tonnes par année (Mtpa) de GNL et comprendrait deux unités de liquéfaction et trois réservoirs d'entreposage de GNL. Des infrastructures maritimes pour le chargement des navires-citernes, qui transporteront le GNL, sont également prévues.

Le complexe ayant accès à l'hydroélectricité, les processus existants de liquéfaction seront modifiés en utilisant des moteurs électriques. Cette singularité, unique au monde pour un complexe de cette envergure, comporte trois avantages notables :

- la production du GNL avec le taux d'émission de GES le plus faible au monde (84 % de réduction de GES par rapport à des complexes similaires dans le Golfe du Mexique aux É.U.);
- la certitude d'une exposition limitée aux possibles taxes carbone (que ce soit au Canada ou sur les marchés d'exportation) grâce à l'émission limitée de GES en comparaison à la compétition mondiale;
- une stabilité des coûts de production grâce à la stabilité du coût de l'électricité au Québec, contrairement aux complexes utilisant l'autoconsommation d'environ 10 % du gaz naturel entrant.

### Justification

L'intérêt économique d'un complexe de liquéfaction et d'exportation de GNL découle de changements majeurs dans le marché du gaz naturel en Amérique du Nord au cours de la dernière décennie. La production de gaz naturel à un coût très compétitif a augmenté considérablement aux États-Unis au cours des dernières années, occasionnant une surproduction de gaz naturel en Amérique du Nord. Cette surproduction projetée à court, moyen et long terme provoque une perte de marchés continentaux pour les producteurs canadiens.

En parallèle, la demande mondiale de gaz naturel est en forte croissance, entre autres, pour les raisons suivantes :

- Volonté internationale de remplacer les combustibles fossiles plus polluants (charbon, mazout, diesel) qui, comme l'ont démontré diverses études indépendantes, produisent beaucoup plus d'émissions (gaz à effet de serre et particules fines) que le gaz naturel;
- Développement et croissance économique des pays émergents, nécessitant de plus en plus d'énergie pour les secteurs industriels, commerciaux et domestiques (électricité, chaleur);
- Réduction de l'utilisation de l'énergie nucléaire dans certains pays;
- Croissance de la population attendue notamment des pays émergents
- Diversification et recherche de stabilité d'approvisionnement en énergie dû aux instabilités politiques dans certaines zones géographiques (Moyen-Orient, Russie).

Selon les estimations les plus récentes, la demande globale de GNL devrait plus que doubler au cours des 30 prochaines années, passant du volume actuel de 352 Mtpa à 850 Mtpa en 2050<sup>1</sup>. Dans ce contexte, le Projet vise à tirer profit de cette situation et à permettre l'exportation de GNL canadien à partir d'une usine de liquéfaction dont les émissions de GES sont significativement réduites vers les marchés mondiaux de l'Europe, de l'Asie, du Moyen-Orient et de l'Amérique du Sud.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les économies en développement menées par la Chine, l'Inde et d'autres pays asiatiques vont, d'ici 2040, représenter 80 % de l'augmentation de la demande en gaz naturel, ce dernier répondant aux politiques et priorités régionales en termes de réduction d'émission de contaminants à l'atmosphère générant du smog et des GES.

---

<sup>1</sup> Wood Mackenzie, 2020

Toujours selon l'AIÉ, l'avantage du gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles traditionnels est renforcé en analysant les émissions des principaux polluants atmosphériques : particules fines (PM<sub>2,5</sub>), oxydes de soufre (principalement du dioxyde de soufre – SO<sub>2</sub>) et des oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>). Ces trois polluants affectent directement ou indirectement la qualité de l'air.

## Analyse de cycle de vie

Dans le cadre de son processus d'analyse des impacts et de façon à déterminer s'il y a des avantages environnementaux réels liés au cycle de vie du projet, GNLQ a mandaté la Chaire internationale sur le cycle de vie (Chaire ICV), unité de recherche principale du Centre international de référence sur le cycle de vie des produits procédés et services de Polytechnique Montréal (CIRAIG) et de l'École des sciences de la gestion de l'UQAM (ESG-UQAM) pour en réaliser l'analyse du cycle de vie (ACV), à partir du point d'extraction jusqu'à son utilisation dans les divers marchés visés.

L'ACV est une méthode régie par l'organisation internationale de normalisation (ISO) qui permet d'évaluer la performance environnementale d'une activité sur l'ensemble de son cycle de vie, à travers la norme 14044-40. C'est une approche holistique qui tient compte de l'extraction et du traitement des matières premières, des processus de fabrication, du transport et de la distribution, de l'utilisation et de la gestion du produit en fin de vie, en prenant en compte les impacts directs liés au projet, mais aussi les impacts indirects. L'équipe de recherche de la Chaire ICV a donc comparé le complexe de liquéfaction du Saguenay, opérant à l'électricité québécoise, à un complexe de liquéfaction conventionnel opérant au gaz naturel (autoconsommation) située dans le golfe du Mexique. Cette ACV est également auditée par un comité de réviseurs critiques.

Parmi les conclusions du rapport, présenté dans le cadre de l'étude d'impact, notons que :

- dû à l'utilisation de l'hydroélectricité, l'opération du complexe de liquéfaction entraînerait des émissions directes de 421 kt éq. CO<sub>2</sub>/an, soit 0,04 tonne de CO<sub>2</sub> éq./tonne de LNG produite;
- ces émissions directes correspondent à une réduction de près de 84 % comparativement à celles d'un complexe conventionnel qui serait situé dans le golfe du Mexique;
- selon le scénario commercial, la mise en service du complexe de liquéfaction Énergie Saguenay permettrait une diminution des émissions mondiales de près de 28 Mt CO<sub>2</sub> éq/an selon les niveaux de production, les marchés et utilisations identifiés.

## Objectif carboneutralité

L'objectif premier de GNLQ est de développer et construire le complexe de liquéfaction le plus innovant et durable au monde et ainsi devenir une référence internationale dans ce secteur, et ce pour tous les aspects du Projet. Une des mesures importante annoncées en lien avec cet objectif consiste en l'engagement de GNLQ à opérer un complexe de liquéfaction carboneutre, une première mondiale dans le domaine pour un projet de cette ampleur. Concrètement, cela signifie que chacune des 421 kt éq. CO<sub>2</sub> serait compensée de manière transparente, vérifiable et durable.

L'avantage de pouvoir utiliser l'hydroélectricité comme source d'énergie pour le procédé de liquéfaction constitue la première étape, permettant une réduction à la source de 84 % des émissions par rapport à un complexe équivalent alimenté au gaz naturel comme démontré par l'analyse du CIRAIG, soit un peu plus de 2 millions de tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub>. Il s'agit là d'un levier majeur rendant l'engagement réaliste.

Il est important de mentionner que cela n'influence en rien l'obligation de GNLQ, en tant que grand émetteur, de participer au système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE), communément appelé « marché du carbone ».

## Rapport de la Chaire en éco-conseil

Afin de mettre en place un plan d'action, la première étape du programme de carboneutralité a été de donner un mandat à la Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC), hautement crédible dans le domaine, afin d'identifier des pistes de solutions permettant d'atteindre la carboneutralité. Ce travail de recherche a été réalisé entre décembre 2018 et septembre 2019 et visait à répondre à la question de recherche suivante :

*Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité?*

Le rapport présente une analyse des contextes scientifique et économique permettant à GNLQ de développer une stratégie d'implantation de solutions pour atteindre la carboneutralité. Il met en perspective différents aspects à considérer d'un point de vue technique, législatif et réglementaire. Il permet entre autres de :

- Quantifier les gains potentiels d'émissions de GES par catégorie de solution;
- Définir les actions à prendre pour réduire les émissions;
- Présenter des outils disponibles pour permettre une analyse fiable des coûts et bénéfices des différentes solutions;
- Prioriser les solutions les plus attrayantes.

Par conséquent, la Chaire en éco-conseil recommande que GNLQ :

Maintienne son objectif de carboneutralité pour son projet de terminal de liquéfaction Énergie Saguenay;

- Porte une attention particulière aux technologies potentielles permettant d'éviter les émissions fugitives de ses opérations;
- Étudie les possibilités de purification et de mise en marché du CO<sub>2</sub> qui sera produit par le terminal Énergie Saguenay;
- Étudie la possibilité de capter et de valoriser la chaleur résiduelle de son procédé;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels concernés dans un projet de parc d'innovation en écologie industrielle permettant de valoriser ses rejets de CO<sub>2</sub> et de chaleur;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels dans la mise en place de la filière de production de GNR à partir des résidus forestiers;
- Appelle les parties prenantes intéressées à participer à une analyse multicritère permettant de fixer des priorités pour l'achat de crédits compensatoires;
- Engage avec le Gouvernement du Québec et d'autres acteurs du marché du carbone des démarches pour ajuster les règles du SPEDE pour favoriser le développement de projets de compensation sur le territoire québécois.

Plus spécifiquement, le rapport de la Chaire conclut *qu'au-delà des considérations économiques, la hiérarchie de priorités dans le choix des mesures d'atténuation et de compensation devrait se lire comme suit :*

1. *La réduction des sources d'émissions par la conception du projet de gazoduc et de l'usine de liquéfaction;*
2. *La réduction des sources d'émissions dans l'opération du gazoduc et de l'usine de liquéfaction;*
3. *L'ajout d'une quantité maximale de GNR dans le gazoduc;*
4. *La vente ou la cession à des tiers du CO<sub>2</sub> résiduel;*
5. *La vente ou la cession à des tiers de la chaleur récupérée pour substituer d'autres sources de carburants fossiles;*
6. *L'achat de crédits compensatoires sérialisés provenant de projets réalisés sur le territoire québécois;*
7. *L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs au Canada;*
8. *L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs dans le monde.*

## Programme d'atteinte de la carboneutralité

À la suite du rapport émis par la Chaire en éco-conseil, GNLQ a initié un programme pour opérationnaliser l'implantation des pistes de solutions les plus prometteuses dans l'atteinte de l'objectif de carboneutralité des opérations du complexe de liquéfaction. Il est évident que certaines des solutions vont requérir une période d'étude et d'incubation plus longue, et ainsi, le portefeuille de solutions est amené à évoluer avec le temps. Les recommandations de la Chaire en éco-conseil ont été traduites en six projets tangibles pour lesquels des recherches et actions supplémentaires sont menées afin de mesurer le potentiel :

- Réduction à la source des émissions GES;
- Capture et valorisation du CO<sub>2</sub>;
- Développement de la production de gaz naturel renouvelable (GNR) à partir de biomasse forestière;
- Achat de crédits carbone compensatoires;
- Participation à des projets d'afforestation;
- Capture et valorisation de la chaleur résiduelle;

Ces projets ont été attribués à des leaders seniors de l'organisation et leurs progrès sont suivis de façon régulière par la haute direction.

La viabilité des solutions développées par ces projets est évaluée en continu, principalement sur la base coût vs bénéfice en utilisant les six critères suivants :

- Potentiel de réduction et/ou compensation GES;
- Coût par tonne équivalent CO<sub>2</sub>;
- Solution soutenable dans le temps et ce à long terme ;
- Développement durable pour la société;
- Complexité de mise en œuvre;
- Maturité des technologies disponibles.

Il s'agit donc d'un processus évolutif selon les phases développement du Projet, de l'avancée de la science et de mise en place de partenariats. Il est fort probable que l'atteinte de la carboneutralité proviendra d'une combinaison de différentes solutions et que cette combinaison pourrait elle-même évoluer dans le temps. L'implantation de ces solutions sera directement intégrée au projet de construction de l'usine, et sera pris en compte au fur et à mesure des étapes de développement technique. De plus, GNLQ proposera aussi la mise en place d'un processus d'audit annuel une fois la mise en opération pour valider l'atteinte de son objectif de carboneutralité sur une base annuelle. L'identification de ce processus d'audit commencera au plus tard 36 mois avant le début planifié des opérations, et sera porté par l'équipe SSE et Développement durable de GNLQ.

Les sections suivantes dressent les grandes lignes des principaux projets en cours. Un tableau récapitulatif est présenté en annexe 1 et des chartes détaillées pour chacun des projets sont disponibles à l'annexe 2 incluant un plan d'actions par projet.

## Réduction à la source des émissions

Ce projet vise à explorer diverses technologies et options de conception permettant de réduire les émissions de GES du complexe de liquéfaction. Bechtel, firme chargée de l'ingénierie détaillée d'avant-projet (FEED), a été mandatée pour fournir un soutien technique au développement d'idées ayant un impact positif sur l'empreinte carbone nette de l'installation de GNL. Bechtel soumettra un rapport décrivant ses recommandations et la voie à suivre suggérée pour les solutions que nous pourrions vouloir évaluer et mettre en œuvre pendant le FEED et nécessiterait une enquête plus approfondie, évaluant des indicateurs de performance clés tels que les impacts sur la conception et le cycle de vie du complexe, sur la production, la fiabilité et la maintenance, les coûts de développement, construction et opération ainsi que le calendrier d'exécution.

Les pistes les plus prometteuses présentement à l'étude sont :

- L'électrification des seuls équipements fonctionnant au gaz naturel ou au diesel (Unité de chauffage, génératrices d'urgence, etc.);
- Optimisation de la conception / réduction du nombre de valves, brides et raccords;
- Préparation d'un programme de détection et réparation des fuites utilisant l'intelligence artificielle et le *Machine Learning* pour améliorer les programmes existants.

## Capture et valorisation du CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> qui serait émis par l'usine de liquéfaction provient de deux sources, soit de l'enlèvement des impuretés du gaz naturel avant la liquéfaction (approx. 197 kt éq. CO<sub>2</sub>) et du brûlage des vapeurs du GNL afin d'alimenter les unités de chauffage (approx. 225 kt éq. CO<sub>2</sub>). Le CO<sub>2</sub> provenant des impuretés sera d'une pureté très importante ce qui le rend d'autant plus intéressant pour des processus de valorisation. Dans une optique d'écologie industrielle, le CO<sub>2</sub> pourrait être considéré comme une ressource à valoriser plutôt qu'un déchet à éliminer. Il serait alors possible d'en disposer auprès de tiers dans une symbiose industrielle qui l'utiliserait en tant que matière première au lieu qu'il soit émis directement à l'atmosphère.

Le projet consiste donc à identifier et développer les meilleures options pour la capture et la valorisation du CO<sub>2</sub> émis au complexe de liquéfaction (connue sous l'abréviation « CCU » - *Carbon Capture and Utilization*). Trois grandes routes d'utilisation du CO<sub>2</sub> seront explorées soit :

- l'utilisation directe du gaz (par exemple, marché du gaz comprimé ou de la glace sèche);
- l'utilisation en biotechnologie ou par photosynthèse (par exemple, ajout de CO<sub>2</sub> dans des serres pour accroître la production ou les bio-carburants);
- l'utilisation du gaz comme matière première dans un procédé chimique (par exemple, la production de béton ou granulats, de méthanol, d'acide formique ou même de méthane).

La première étape liée à la captation du CO<sub>2</sub> est évidemment d'évaluer la faisabilité technique de capturer ce CO<sub>2</sub> aux unités de traitement du gaz naturel.

## Production de gaz naturel renouvelable (GNR) à partir de la biomasse forestière

Des études technico-économiques récentes au Québec font état du grand potentiel de la forêt boréale - particulièrement les résidus de coupe - en tant que source de gaz naturel renouvelable (GNR). Bien que la technologie pour transformer la biomasse forestière en GNR semble disponible, du moins à l'échelle pilote, le coût de ce gaz comparativement à la source fossile n'est pas encore compétitif dans les conditions de marché actuelles. Par contre, l'utilisation à petite échelle de GNR pour aider à atteindre la carboneutralité du complexe de liquéfaction, soit par la production directe ou l'achat de crédit compensatoire liés à cette production, serait une option intéressante. En plus de faciliter l'atteinte de la carboneutralité, elle permettrait de catalyser le développement d'un nouveau secteur économique au Québec et de permettre des options d'approvisionnement futur en « gaz vert » pour le complexe de liquéfaction.

## Achat de crédits compensatoires

Les tonnes de CO<sub>2</sub> qui ne pourraient être évitées ou captées pourraient être compensées à l'aide d'achat de crédits compensatoires. Ces crédits peuvent être achetés directement sur le marché volontaire. GNLQ pourrait cependant aussi s'impliquer directement dans des projets de compensation afin d'en racheter les crédits compensatoires qui y sont issus. De nombreux protocoles sont déjà existants au Québec et/ou ailleurs dans le Monde, et GNLQ en fera une revue exhaustive à travers ces critères de sélection afin de pré-sélectionner les solutions les plus adaptées au besoin du Projet.

Les meilleures options d'achats de crédit compensatoire pouvant contribuer à l'atteinte de la carboneutralité du complexe de liquéfaction seront analysées selon une grille multicritère. Parmi ces critères, notons par exemple :

- Coût d'achat;
- Provenance du crédit;
- Type de projet associé;
- Type de certification.

## Participation à des projets d'afforestation

La séquestration du CO<sub>2</sub> par les arbres est l'un des moyens les plus reconnus de compensation des émissions de GES. Toutefois, les plantations doivent être réalisées selon une méthodologie normée et constituer une afforestation. Il faut aussi considérer qu'il faut plusieurs années (>20 ans) à une nouvelle plantation pour atteindre son plein potentiel de séquestration, et de ce fait, la plantation d'arbres pourrait être une solution envisagée pour atteindre la carboneutralité dans la prochaine décennie, et non pas dès la mise en opération de l'usine.

Une analyse des options de séquestration de CO<sub>2</sub> par l'afforestation pour la compensation d'une partie des émissions du complexe de liquéfaction, soit par de nouvelles plantations réalisées avec ou sans partenaires, soit par l'achat sur des marchés des crédits sérialisés provenant de plantations réalisées au Québec ou ailleurs sera réalisée. Étant donné le délai du potentiel de séquestration par de nouvelles plantations, les crédits de carbone pour l'afforestation seraient probablement achetés sur les marchés volontaires dans un premier temps et peut être générés par des plantations existantes ou à venir appartenant à GNL ou à ses partenaires à partir de 2040.

## Capture et valorisation de la chaleur résiduelle du procédé

Le procédé de liquéfaction produit une quantité importante de chaleur, normalement diffusée dans l'atmosphère. Une méthodologie de captage, stockage et transfert de la chaleur résiduelle afin de la rendre disponible à de tierces parties permettrait aux utilisateurs de remplacer, du moins partiellement, des sources de chaleur issues de la combustion de gaz naturel ou de mazout. En plus de réduire les coûts de chauffage, la réutilisation de chaleur permettrait de rendre disponibles des crédits de compensation.

Il est à noter que la capture et valorisation de la chaleur résiduelle s'avère techniquement compliquée dans la mesure du caractère diffus de la chaleur résiduelle au niveau des échangeurs de chaleur. La première étape de faisabilité technique sera cruciale dans la réalisation de cette option.

## Conclusion

GNLQ souhaite faire de son projet Énergie Saguenay le complexe de liquéfaction le plus innovant et durable au monde. Ainsi, l'engagement d'opérer un complexe carboneutre a été pris. Il s'agit d'une première dans l'industrie pour un projet de cette ampleur.

La réalisation de cet engagement est rendue possible notamment grâce à l'utilisation de l'hydroélectricité permettant d'emblée de réduire les émissions de 84 % en comparaison d'un complexe similaire opéré dans le golfe du Mexique.

Suite au dépôt du rapport de la Chaire en éco-conseil de l'UQAC, mandaté par GNLQ afin d'étudier différentes pistes de solutions menant à l'atteinte de cet objectif, un plan d'action a été élaboré, mené par des ressources seniors de l'entreprise et évalué par la haute direction.

GNLQ croit fermement que cet ambitieux objectif est atteignable grâce aux six projets à l'étude soit :

- Réduction à la source des émissions GES;
- Capture et valorisation du CO<sub>2</sub>;
- Production de GNR à partir de la biomasse forestière;
- Achat de crédits carbone compensatoires;
- Participation à des projets d'afforestation;
- Capture et valorisation de la chaleur résiduelle;

## Annexe 1-A: Tableau récapitulatif

Thème / Projet	Potentiel maximum de compensation	Coût cible (\$/t CO <sub>2</sub> )	Soutenable Long terme	Développement Durable	Complexité mise en oeuvre	Maturité technologies	Actions prioritaires
Réduction à la source des émissions de GES	40-50 %	10-25 (unités de chauffage)	H	H	M	En cours de validation	Optimisation de la conception / réduction équipements Programme de détection de fuite et réparation Conversion des unités de chauffage à l'électricité
Capture et valorisation du CO <sub>2</sub>	30-40 %	0-45	H	H	En fonction des solutions évaluées	En fonction des solutions évaluées	Caractérisation détaillée des émissions de l'usine Conception de l'usine (assurer la faisabilité) Études technico-économiques de la CCU Identifier des tiers potentiels pour utiliser le CO <sub>2</sub>
Développement de la production de GNR à partir de la biomasse forestière	20-30 %	En cours d'estimation	M	M	M	En cours de validation (pilote uniquement)	Identifier les options technologiques pour la production de GNR Confirmer le potentiel de l'utilisation de la biomasse forestière pour le GNR au Québec Développer le plan d'action pour la production de GNR à grande échelle
Achat de crédits compensatoires	100 %	20-40	B	M	B	M	Déterminer l'évolution du prix du carbone Explorer les programmes de crédits compensatoires pour maximiser les retombées
Participation à des projets d'afforestation*	10-30% (évolutif)	20-30	M	H	H	M	Évaluer le potentiel des programmes privés de plantation d'arbres, local et mondial
Capture et valorisation de la chaleur résiduelle à travers crédits compensatoires	5-15%	20-30	H	H	En fonction des solutions évaluées	En fonction des solutions évaluées	Évaluer la faisabilité de récupérer et de transférer la chaleur résiduelle à des tiers

\* À partir de 2040 seulement si nouvelles plantations

Le tableau ci-haut sera amené à évoluer et les solutions/actions seront mises à jour en fonction des résultats des recherches sur chaque axe de travail

## Annexe 1-B: Critères majeurs d'évaluation des solutions

**Potentiel de réduction et/ou compensation GES** - les différentes solutions seront passées à travers l'analyse du potentiel de réduction ou compensation des GES afin d'atteindre l'objectif de carboneutralité. Toutes les solutions ne sont pas égales et pourraient requérir des investissements plus importants pour une réduction moindre. De plus, les marchés externes ou bien encore les opportunités d'économies circulaires devront être analysées.

**Coût par tonne équivalent CO<sub>2</sub>** - ultimement, Énergie Saguenay ira chercher la solution qui lui permet d'obtenir la compensation ou réduction au plus faible coût afin de rester compétitive, tout en favorisant les initiatives locales

**Solution soutenable dans le temps et ce à long terme** - ce critère permettra de mesurer si une solution peut être pérenne sur un long horizon de temps. Le Projet n'ira pas investir dans des solutions temporaires et favorisera les solutions long terme

**Développement durable pour la société** - les solutions devront être en encore avec la politique générale de développement durable de l'entreprise

**Complexité de mise en œuvre** - toutes les solutions, et particulièrement dans les options de valorisation de CO<sub>2</sub>, ne sont pas aussi simples à être mise en œuvre. Elles peuvent nécessiter des partenariats privés ou public-privés complexes, des obligations réglementaires voire des développements techniques qui prennent du temps

**Maturité des technologies disponibles** - les solutions d'atteinte de la carboneutralité ne sont pas toutes au même niveau de maturité technologique, que ce soit au niveau de la création de crédit carbone, de production de GNR ou de valorisation du CO<sub>2</sub>. L'analyse devra prendre en compte ce critère car il aura aussi un impact sur la durabilité et le coût de la solution envisagée

**Annexe 2: Plan d'Actions et Chartes de Projet**  
**(Se référer au document 2020 - Chartes et Plan d'actions)**

Énergie Saguenay  
c'est développer  
notre région  
tout en agissant  
pour la planète

**Communiquez avec nous**



418 412-4993  
[contact@energiesaguenay.com](mailto:contact@energiesaguenay.com)  
[energiesaguenay.com](http://energiesaguenay.com)

# ANNEXE 5

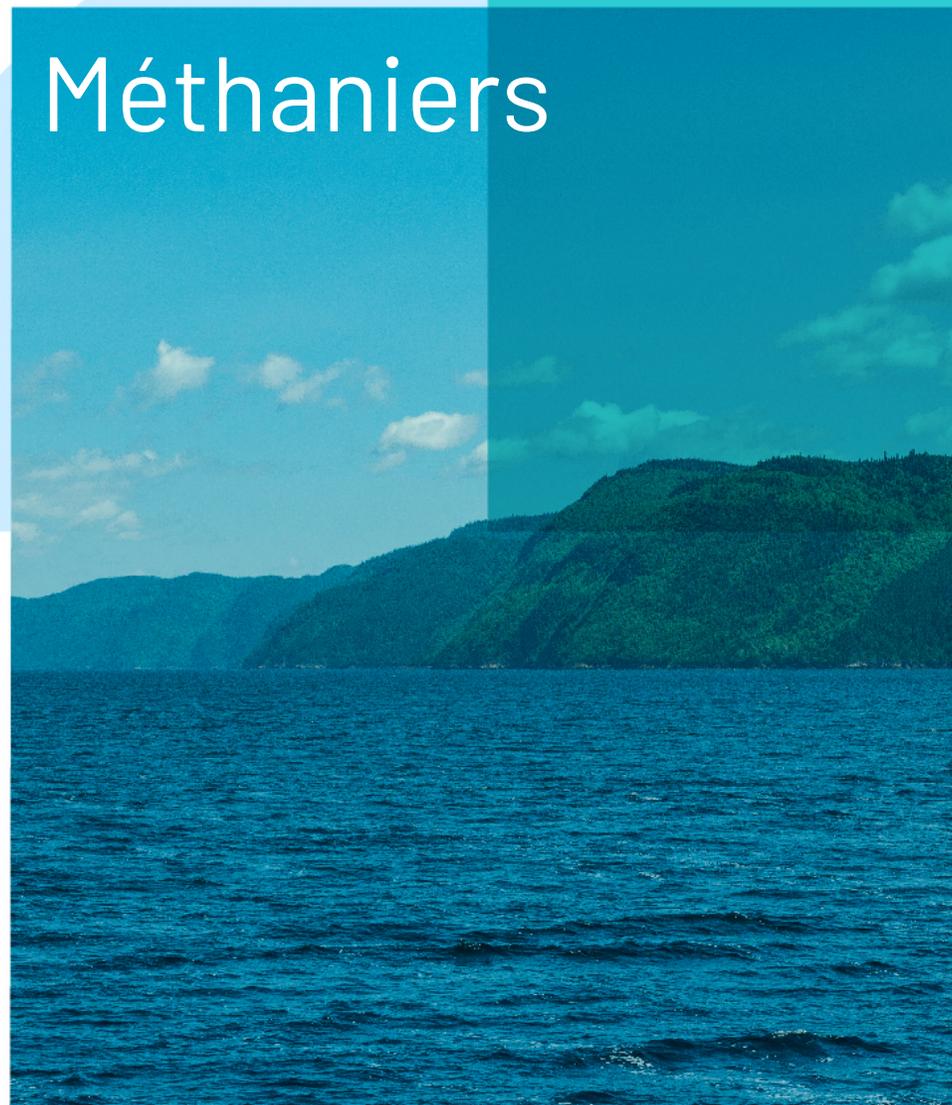


**ÉNERGIE  
SAGUENAY**

par

**GNL**   
QUÉBEC

Méthaniers



# Statistiques sur les navires-citernes de GNL

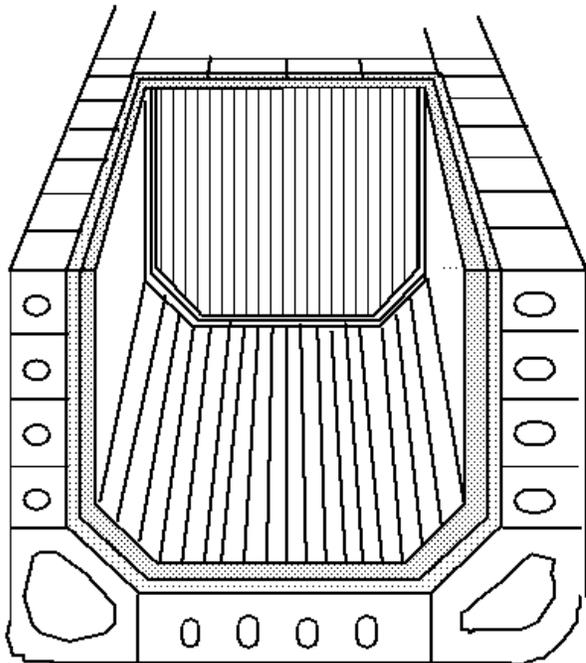
- **Transport de GNL depuis plus de 50 ans**
- **Environ 580 navires dans le monde**
- **Près de 60% des navires ont moins de 10 ans**
- **Plus de 80 000 transports de GNL**
- **Un méthanier de 180 000 m<sup>3</sup> coûte près de 200 M\$ USD**
- **154 navires en commande actuellement**
  - **45 livrés en 2019 (57 en 2018)**

Classification des navires	
Nom et % de la flotte mondiale	Dimension en m <sup>3</sup>
Petit (7%)	< 100 000 m <sup>3</sup>
Standard (79%)	100 000 à 200 000 m <sup>3</sup>
Q-Flex (5%)	200 000 à 217 000 m <sup>3</sup>
Q-Max (2%)	> 250 000 m <sup>3</sup>

# Navires à membrane utilisés par GNL Québec



Intérieur des membranes



# Navire-citerne standard utilisé par GNL Québec

- **Capacité: 178 817 m<sup>3</sup> (confinement de cargaison de type membrane)**
- **Dimensions: Longueur: 297 m - Largeur: 48,7 m**
- **Hauteur: environ 50 m**
- **Tirant d'eau: 12,4 m (chargé) et 9,7 m (ballasté)**
- **Équipage: 29 personnes (dont 11 officiers)**
- **Propulsion: 2 moteurs / hélices qui sont alimentés au gaz d'évaporation**
- **Ballast: 70 000 m<sup>3</sup> - 2 unités de traitement par électro-chloration**



# Equipements et mesures d'atténuation du bruit

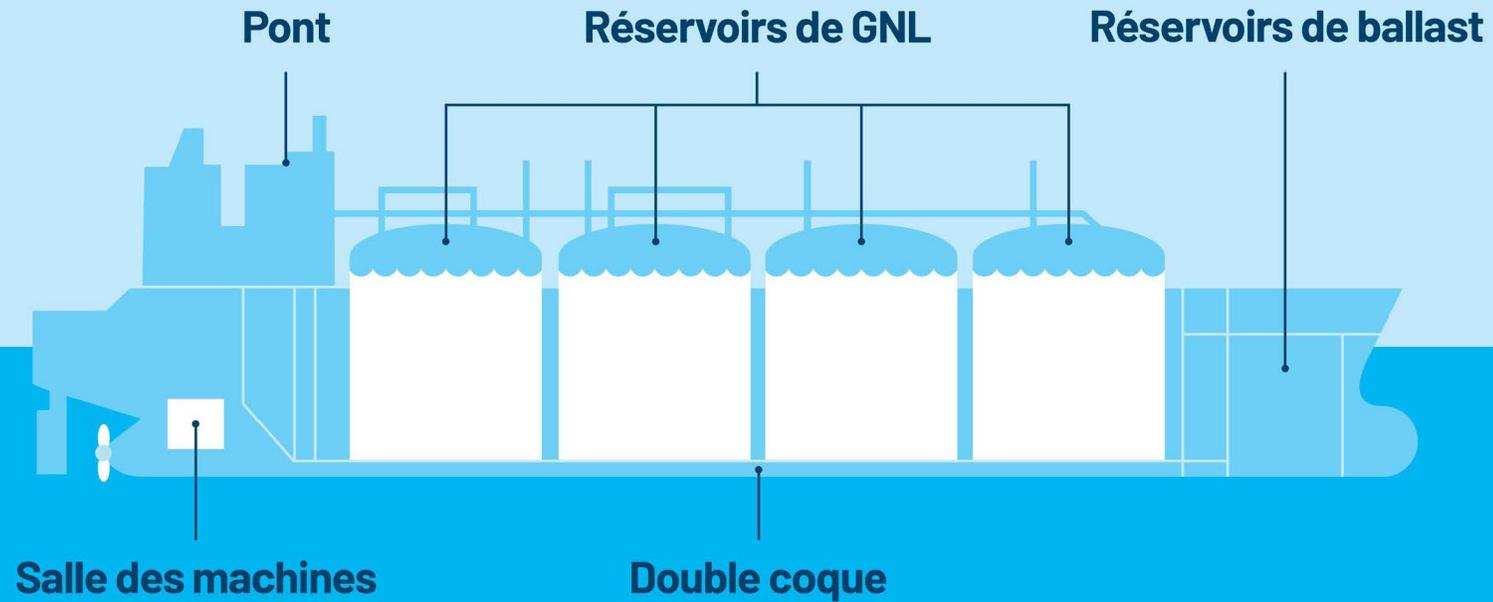
## Confirmé:

- Propulsion double hélice en contre-rotation
- Maintenance / Nettoyage de la coque et des hélices
- Optimisation de la coque (Mécanique des fluides / hydrodynamisme)
- Lubrification de la coque par bulles d'air
- Certification « silencieuse » par société de classification

## En cours / sous évaluation:

- Motorisation électrique hybride (DFDE)
- Montage résilient de la machinerie
- Insonorisation de la machinerie
- Hélices à pas variable

# Coupe transversale d'un navire



# ANNEXE 6

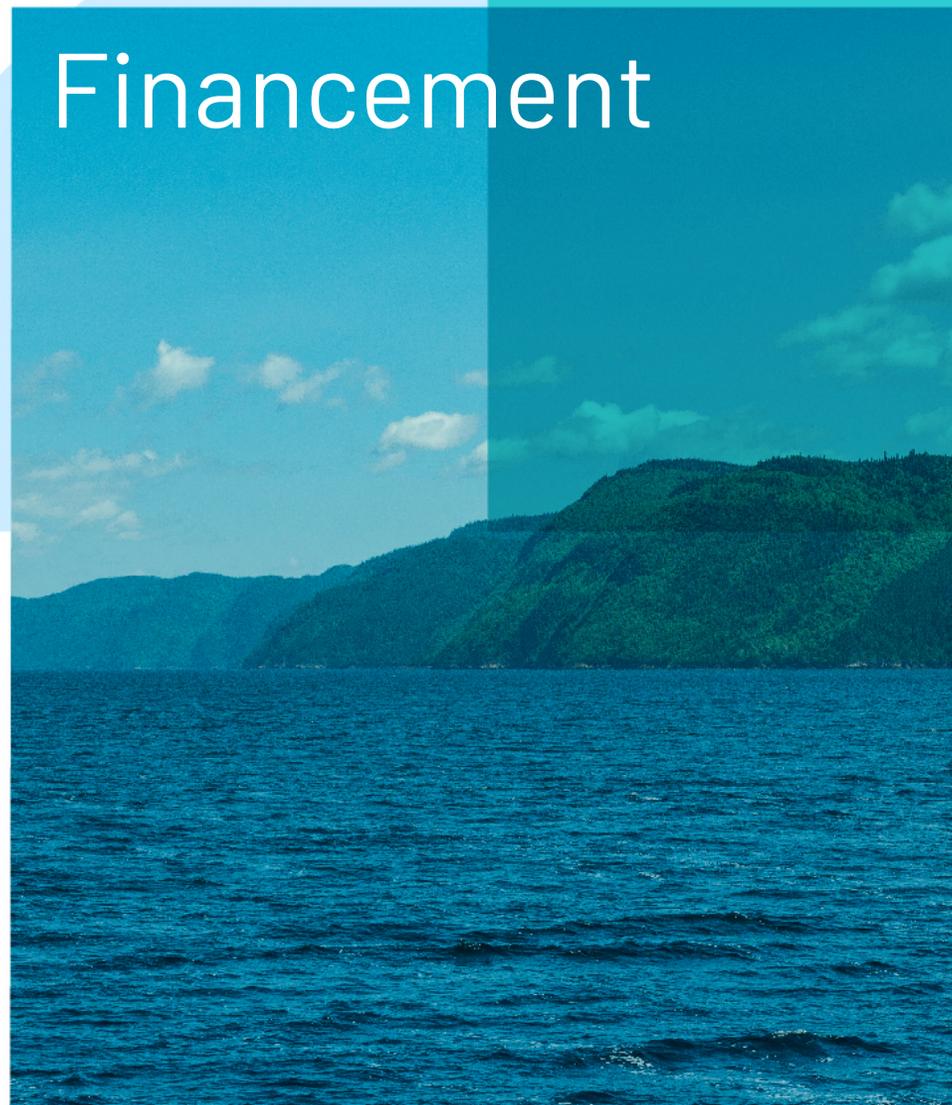


**ÉNERGIE  
SAGUENAY**

par

**GNL**   
QUÉBEC

Financement



# Le financement de la construction est basé sur le principe du financement « sans-recours », mode de financement éprouvé

- Le financement sans recours permet au prêteur de ne se **rembourser que sur les profits générés par le projet** que le prêt finance.
- **Aucun autre actif de l'emprunteur** ne peut être utilisé pour récupérer le prêt en cas de défaut.
- Le financement sans recours nécessite une **garantie substantielle** et est généralement utilisé dans les projets de développement foncier.
- Il requiert une **réduction maximale du risque de construction et exploitation** avec des **revenus garantis et des contrats commerciaux lourds**
- Il implique un **haut ratio d'endettement**

# Il existe un grand nombre d'options disponibles pour fournir de la dette au projet lors du financement final

Sources de capital	Intérêts et considérations
<b>Banques d'investissement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marché liquide et flexible - conditions générales adaptées; capacité maximale pour mini-perm; ténors longs (bien qu'à capacité limitée)</li> <li>• Dans les conditions actuelles, un montant important de financement requis pourrait être levé sur ce marché</li> </ul>
<b>Agence d'exportations (« ECA »)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les ECA fournissent une solution de financement fiable et à long terme</li> <li>• L'approvisionnement étranger en équipement devrait permettre l'accès au soutien des ECA (UKEF / Sace / Atradius)</li> <li>• Soutien fourni sous la forme de garanties / assurances globales de ces ECA</li> </ul>
<b>Obligations (vertes et/ou « investment grade »)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peut fournir un long ténor</li> <li>• Source de financement compétitive</li> <li>• Les accords commerciaux et la structure du projet devront garantir que le projet conserve un profil de qualité investissement tout au long de la construction</li> <li>• Exigences de notation</li> </ul>
<b>Emprunts long terme (Term Loan B)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ténors limités à 7 ans</li> <li>• Pénalité de prépaiement requise (6-12 mois soft call)</li> </ul>
<b>Emprunts court terme (High Yield)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un fort appétit pour les projets GNL pré-complétion</li> <li>• Ténors limités généralement à des tranches de 8 et 10 ans</li> <li>• Remboursement à échéance</li> <li>• Pénalités de remboursement anticipé pouvant s'étendre sur la durée de l'accord</li> <li>• Accord entre créanciers requis</li> </ul>

# L'appétit du monde financier pour les projets de gaz naturel en Amérique du Nord est toujours très important

## Données historiques clés des financements dans le domaine du gaz naturel en Amérique du Nord

- ▶ 32 transactions dans le secteur du gaz naturel depuis 2015
  - 20 dans le secteur du gaz naturel liquéfié
  - 12 dans le secteur du stockage et des gazoduc (financement non corporatif)
- ▶ Taille moyenne de la transaction: US\$ 2,9B
- ▶ Longueur moyenne du financement avant nécessité de refinancement: 74 mois

# Historique de financement d'usines de liquéfaction

	Projet 1	Projet 2	Projet 3	Projet 4	Projet 5	Projet 6	Projet 7
Pays	É.U	É.U	É.U	É.U	É.U	É.U	É.U
Capacité	22.5 mtpa	13.5 mtpa	5 mtpa	5 mtpa	5 mtpa	13.5 mtpa	10 mtpa
Greenfield?	No	Yes	No	No	No	No	No
Notation portefeuille client	A3/A-	BBB+/BBB	BBB	A2/A	A2/A	BBB+	BBB
Type de contrat	SPAs	SPAs	Tolling	Tolling	Tolling	SPAs	SPAs
Marge	L+175	L+225	L+175	L+200	L+200	N/A	N/A
Longueur financement	5,5 ans	7 ans	7 ans	7 ans	22 ans	7 ans	6,1 ans
Ratio D/E	75/25	75/25	80/20	75/25	75/25	75/25	75/25

# ANNEXE 7



**ÉNERGIE  
SAGUENAY**

par

**GNL**   
QUÉBEC

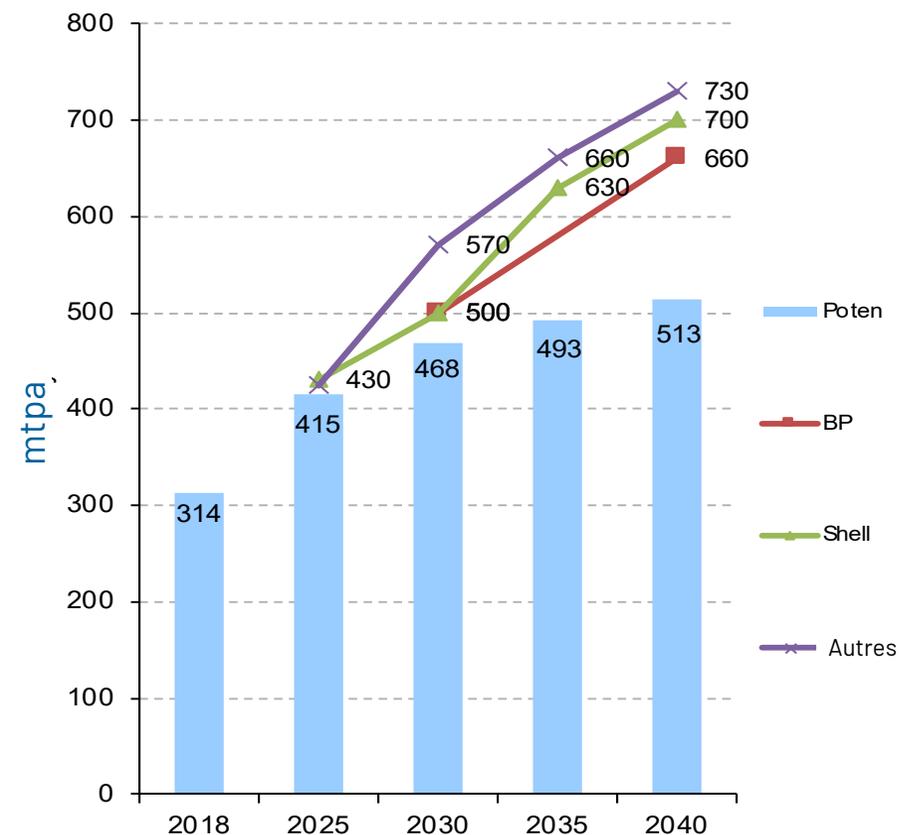
# Marché du GNL



# Croissance estimée du marché du GNL d'ici 2040

## Prévision de la demande mondiale d'ici 2040

(Source: Poten & Partner + autres)



Croissance du marché

- Demande: **+95% en Asie, +40% en Europe** ;
- La croissance vient principalement des **pays en développement** ;
- Agent de diversification et de sécurité énergétique ;
- Solution de remplacement pour les sources de gaz domestique en décroissance.

Facteurs de croissance

- Forte **décroissance des sources domestiques** ;
- Croissance des pays importateurs (FSRU) ;
- **Support aux énergies renouvelables** (incl. hydrogène) ;
- Utilisation dans le transport lourd et maritime ;
- Flexibilité pour accroître la sécurité énergétique.

Nouvelles règles de marché

- Flexibilité dans les destinations d'exportation ;
- Moins d'exposition à une indexation sur le pétrole (45%) ;
- Augmentation limitée du marché « spot » (30%) ;
- Réduction des volumes moyens par contrat ;
- Expiration de 50% des contrats mondiaux entre 2020-2030.

# Projets de GNL nécessaires pour répondre à la demande d'ici 2040

1

**2019-2022 (2024)**

L'offre dépasse la demande de GNL

2

**2022-2024 (2025)**

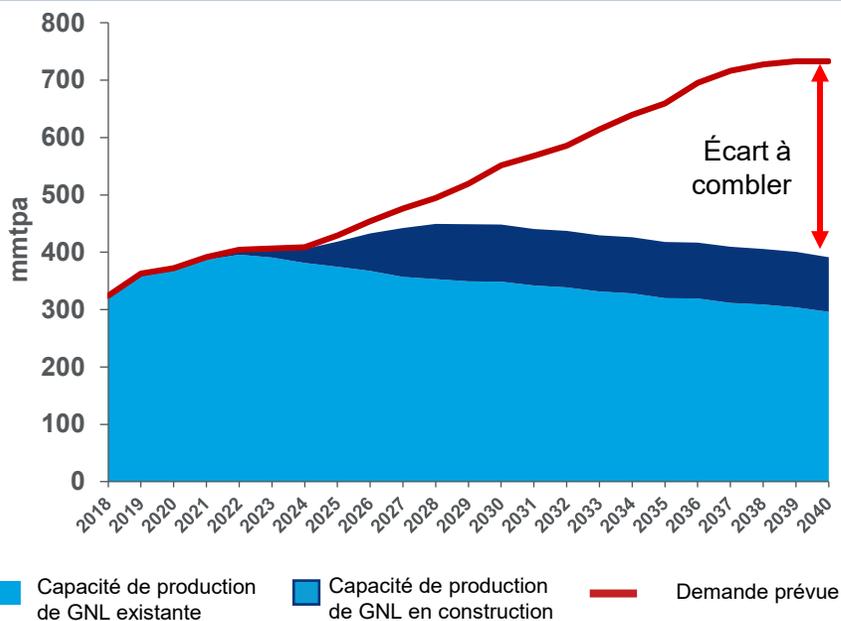
Fin de l'offre excédentaire

3

**Après 2025 (2026)**

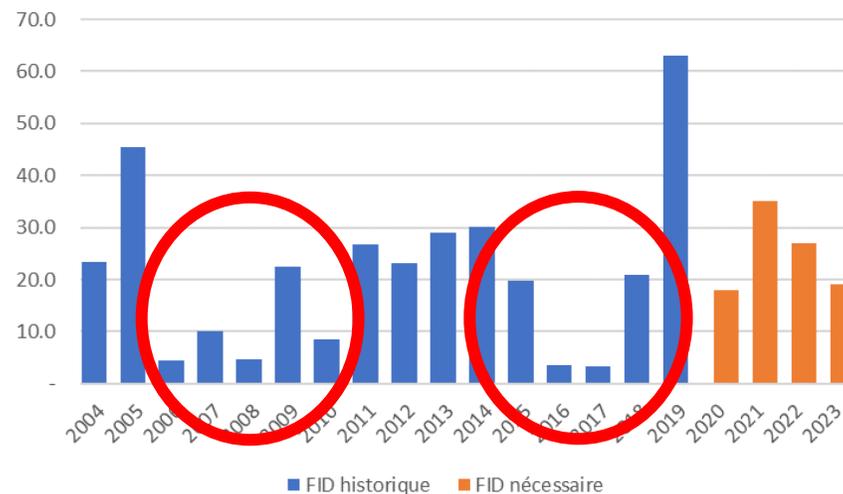
Pénurie d'approvisionnement

## Écart offre / demande

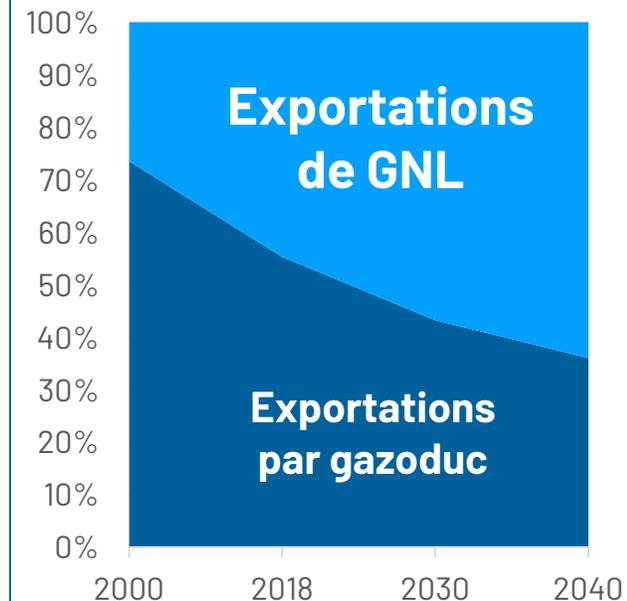


## Investissement dans des usines de liquéfaction

En millions de tonnes par an



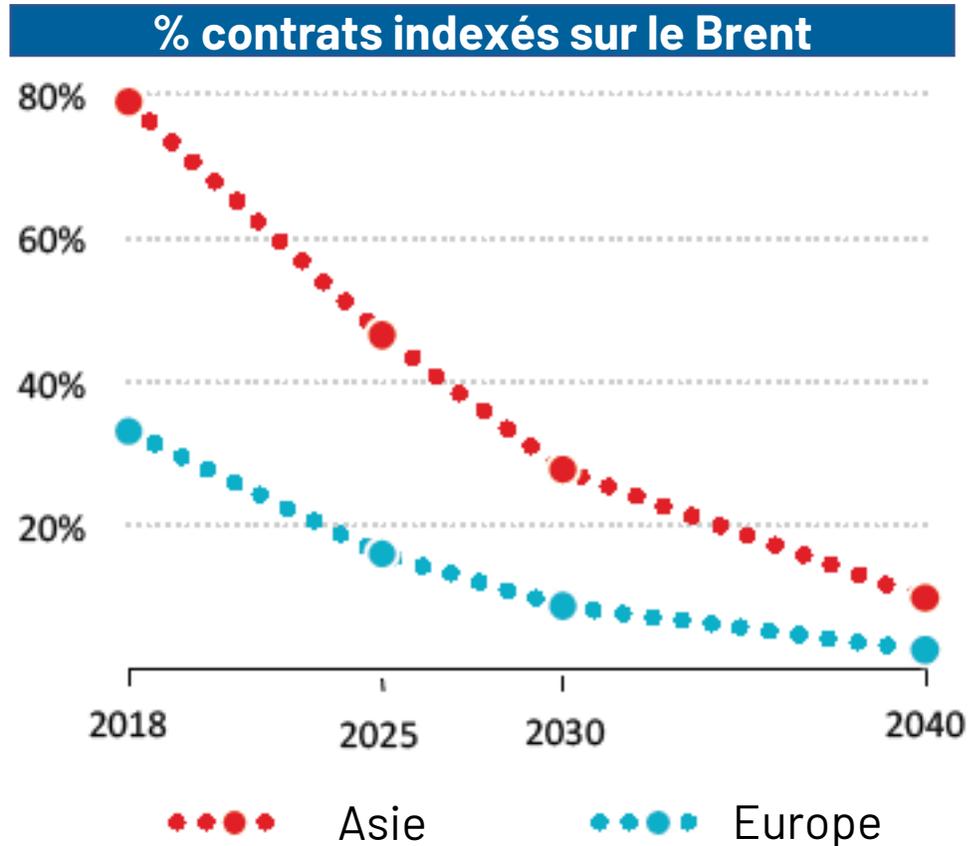
## Évolution du mode d'approvisionnement



Absence de prises de décisions finales, entraînant un manque d'approvisionnement 5-6 ans plus tard

En vert la mise à jour post-COVID)

# Les prix du GNL étaient historiquement indexés sur les prix du pétrole, mais cette tendance a changé



Après que les prix du GNL liés au pétrole aient dépassé 20 \$ / MMBtu en 2011, les acheteurs de GNL ont fait un effort concerté pour commencer à rechercher des alternatives aux prix du GNL liés au pétrole.

## Exemple

55 millions de tonnes de contrats à long terme de GNL américain étaient en vigueur en 2019

Aucun de ces contrats américains n'était indexé sur le prix du pétrole

# Le marché du GNL de plus en plus flexible

## De nouvelles tendances commerciales...

- ▶ **Croissance des échanges «spot»** de 10-15% en 2010, à 25-30% en 2040, le reste étant du long-terme point-à-point
- ▶ **Consolidation** des joueurs majeurs entraînant plus d'arbitrage (Ex : Shell-BG / Total-Engie-Anadarko)  
*Total a près de 60 mtpa dans son portefeuille quand Shell-BG détient plus de 80 mtpa et 20% de la flotte de méthaniers.*
- ▶ **Collaboration** entre les joueurs asiatiques et européens pour tirer avantage des marchés (Ex : Centrica-Tokyo Gas / EDF-Osaka Gas / Iberdrola-Pavillion...)

## ... vers une flexibilité accrue du marché

- ▶ Flexibilité et «swaps» par acteurs majeurs (2017-2019)

Acteur	Cargaisons	Marché domestique	Asie
Naturgy	235	11%	40%
Engie	118	7%	30%

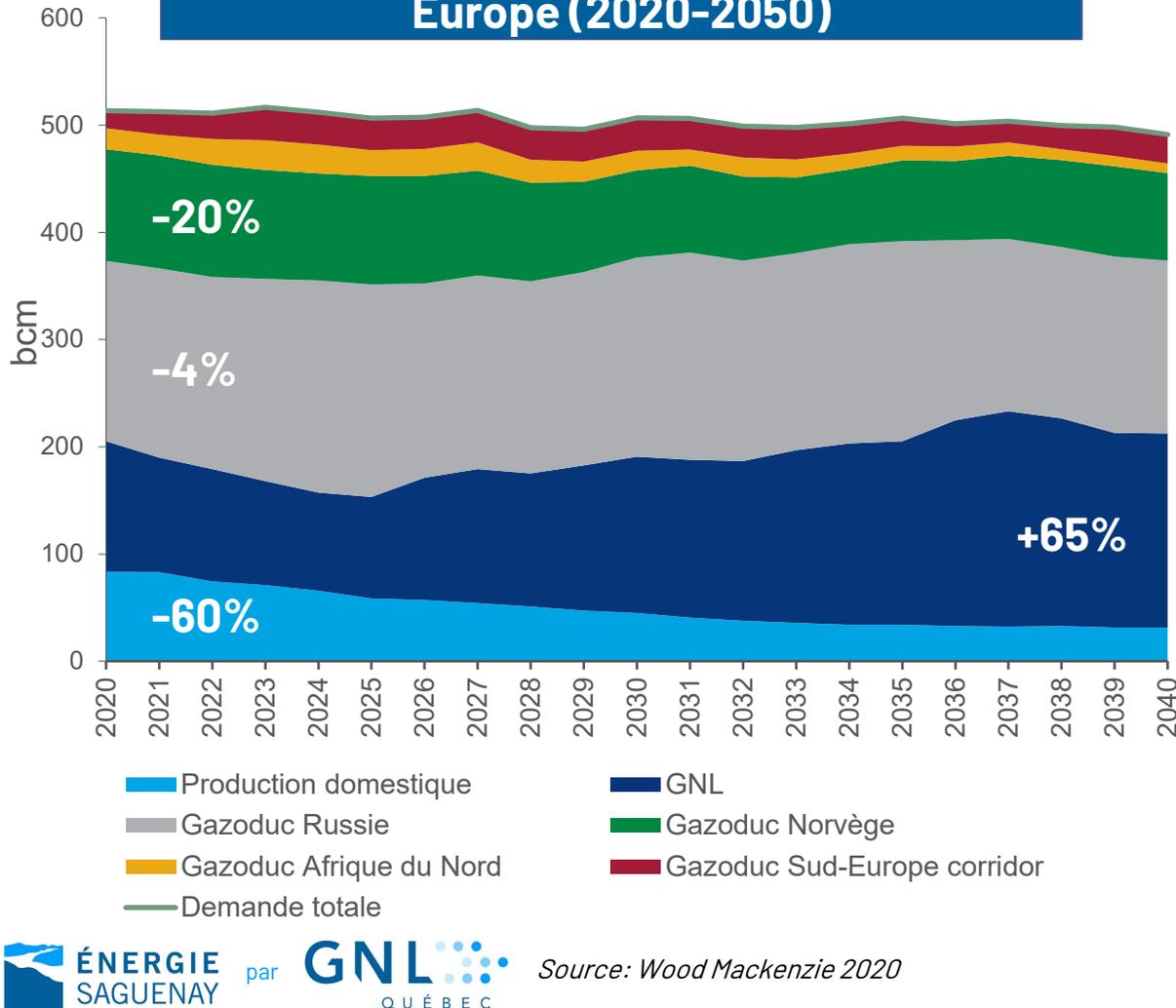
- ▶ Flexibilité dans les contrats (2017-2019)

Source	% contrats avec Asie	% Asie destination
USA	25%	50%

Source: Poten & Partners, LNG Shipping

# Baisse de production et hausse des importations de GNL en Europe

## Approvisionnement en gaz naturel en Europe (2020-2050)



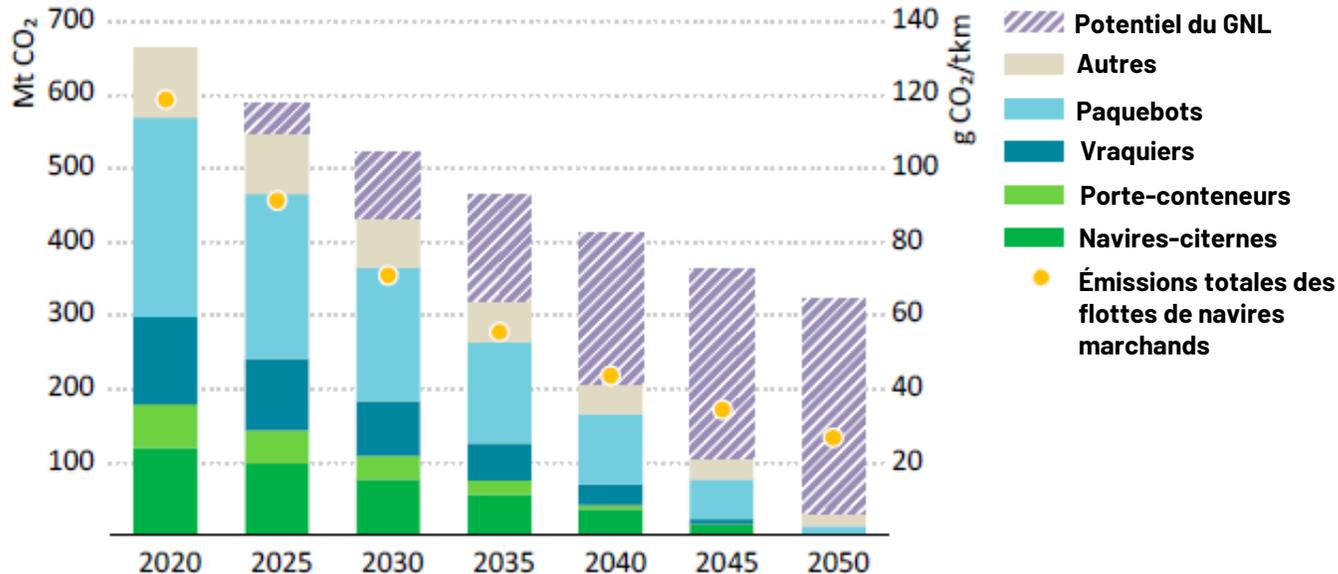
▶ La source domestique majeure de production en Europe (Groningen, Pays-Bas) va fermer d'ici 2022, ce qui **réduit l'approvisionnement de 2,4 Gpi<sup>3</sup>/j** (*Énergie Saguenay = 1.5 Gpi<sup>3</sup>/j*)  
La production norvégienne et domestique vont décroître de 40% (soit environ **54 mtpa**)

▶ La **Russie** va garder la part du lion (malgré ses standards environnementaux plus bas), car elle peut approvisionner à l'indice local.

▶ Le **GNL** est une autre source croissante, principalement pour des raisons de **sécurité énergétique**. Le gaz naturel garde une place importante (remplacement charbon, hydrogène bleu)

# Une réglementation en faveur du transport maritime du GNL

## Opportunités de réduction de GES dans le transport maritime



Source: AIE, WEO 2019

▶ L'IMO Sulphur Cap incite les armateurs à s'orienter vers le **GNL comme carburant**.

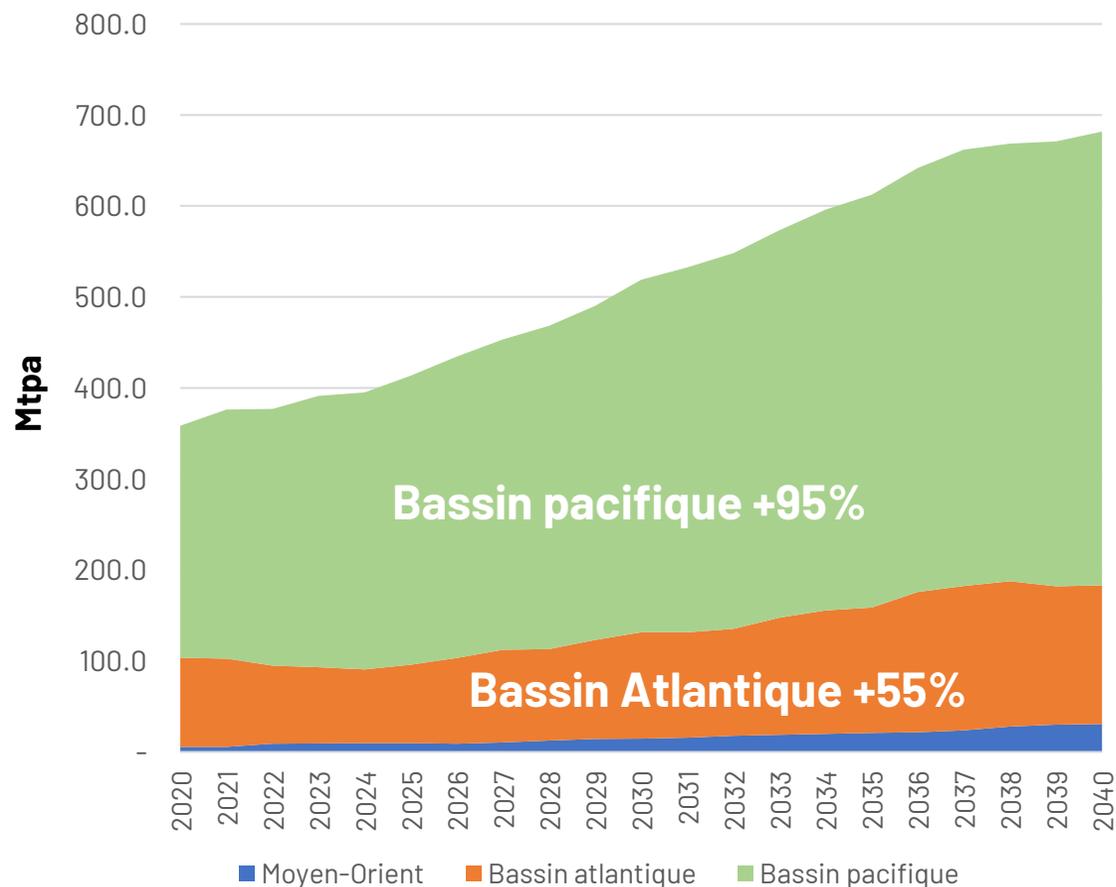
▶ L'empreinte carbone des bateaux sera réduite par **un facteur de 5** (de 120g à 25g de CO<sub>2</sub> / tkm).

▶ Demande supplémentaire d'environ **110 mtpa de GNL** (10 x la production d'Énergie Saguenay) pour le transport maritime.

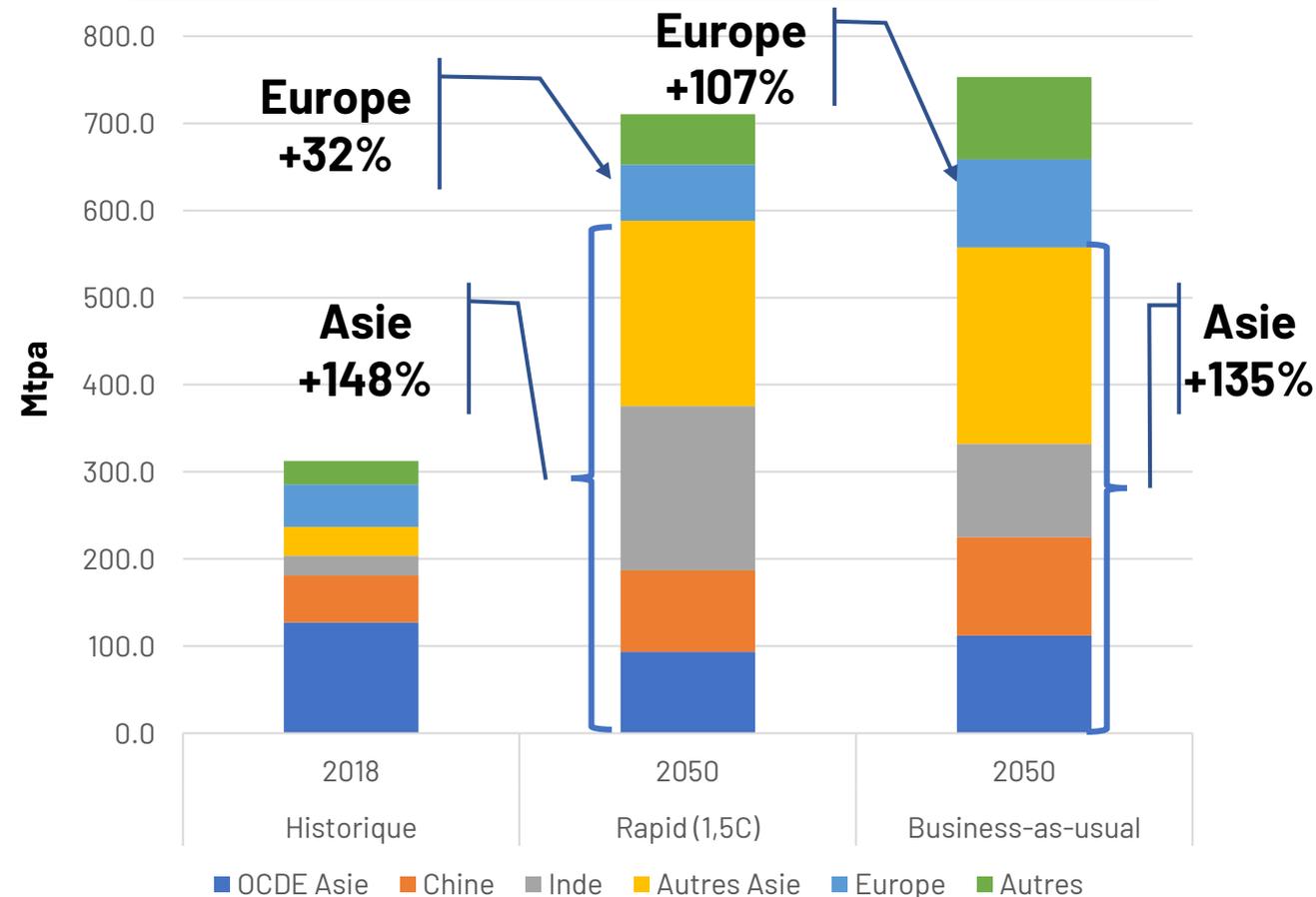
▶ L'AIE estime la demande à **1200 mtpa** si on prend en compte le transport lourd routier (vs. 14 mtpa en 2018).

# Le marché du GNL va croître majoritairement en Asie (bassin pacifique)

**Prévision croissance de la demande (2020-2040) – Wood Mackenzie**

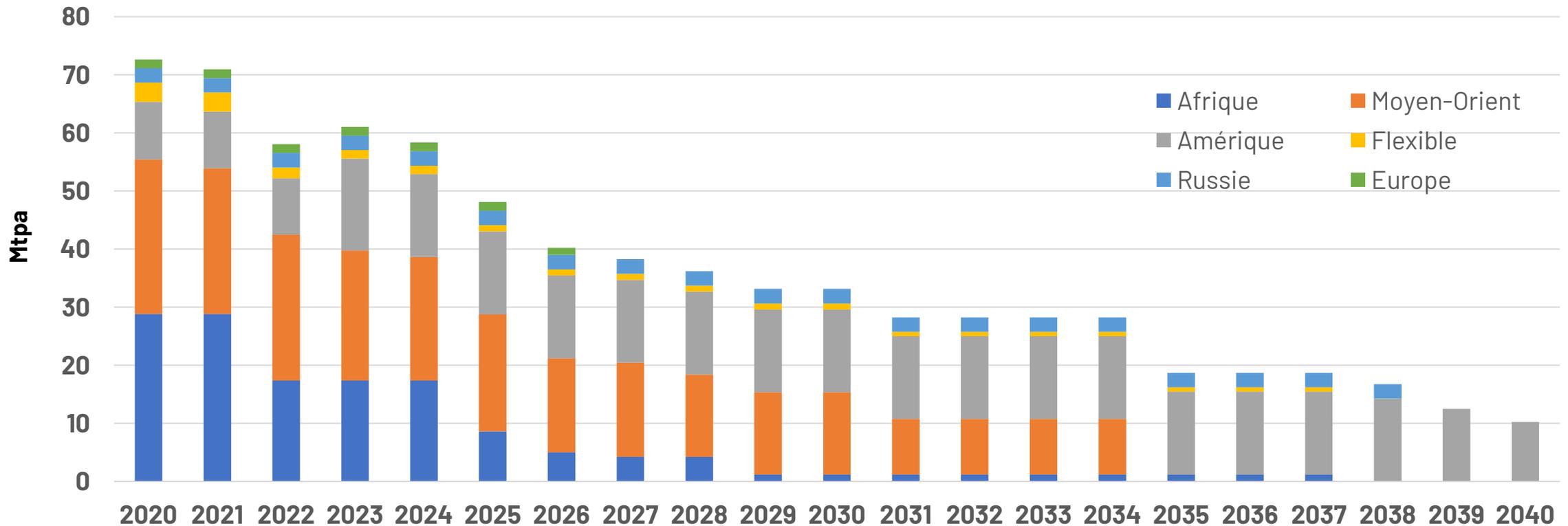


**Prévision croissance de la demande (2020-2050) – BP**



# Un grand nombre de contrats arrivent à expiration en Europe dans la décennie, ouverts à renégociation

## Contrats d'importation de GNL en vigueur pour l'Europe (2020-2040)



# ANNEXE 8

# NOTE DE CONSULTANCE

Note n° 11/FRS/GNL Québec  
du 13 janvier 2020

## Le futur de l'équation gazière européenne : sécurité énergétique et réduction des émissions de gaz à effet de serre

NICOLAS MAZZUCCHI

**FONDATION**  
*pour la* RECHERCHE  
STRATÉGIQUE

## SOMMAIRE

FAITS SAILLANTS.....	1
SOMMAIRE .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. LA DEMANDE GAZIERE EUROPEENNE : PRESENT ET FUTUR .....	3
<b>1.1. Structure de la demande européenne.....</b>	<b>3</b>
<b>1.2. 2020-2040 : la demande face à la diminution de la production .....</b>	<b>5</b>
2. LES APPROVISIONNEMENTS DE L'UE : UN ENJEU TRANSCONTINENTAL .....	8
<b>2.1. Approvisionnements actuels et dilemme russe .....</b>	<b>8</b>
<b>2.2. Les projets infrastructurels pour l'Europe .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3. L'enjeu sécuritaire.....</b>	<b>13</b>
3. LE GNL CANADIEN POUR LE RENFORCEMENT DE LA SECURITE ENERGETIQUE.....	15
<b>3.1. Le Canada comme acteur de stabilité énergétique.....</b>	<b>15</b>
<b>3.2. L'apport du Canada dans la perspective de la diversification des sources...16</b>	<b>16</b>
CONCLUSION.....	19

# Le futur de l'équation gazière européenne : sécurité énergétique et réduction des émissions de gaz à effet de serre

---

## Faits saillants

- Les transitions énergétiques et environnementales en Europe – dans et hors de l'Union européenne – tendent à conforter la place du gaz comme socle de production électrique dans de nombreux pays. La transition charbon-gaz en cours en Europe centrale et orientale, y compris avec des mesures d'accompagnement sociales dans les régions charbonnières, est l'un des points saillants majeurs de ces transitions.
- La baisse tendancielle des productions gazières européennes renforce l'acuité de la question de la sécurité des approvisionnements pour laquelle l'importance des terminaux GNL – globalement sous-utilisés – est majeure. La flexibilité des approvisionnements par gaz liquéfié permettant une diversification des fournisseurs.
- Le risque d'une trop grande dépendance à la Russie oblige les consommateurs européens à envisager d'autres solutions d'approvisionnement avec un nécessaire équilibre entre prix, stabilité politique et orientations diplomatiques.
- Les fournisseurs nord-américains s'avèrent dans ce contexte des acteurs-clés pour le futur gazier de l'Europe, avec une appréhension spécifique pour le Canada. Son profil géoéconomique le rapprochant de la Norvège, il présente des critères adéquats de stabilité et de communauté de vision avec l'Europe. En outre le Canada ne présente pas, par les capacités projetées d'exportation, le risque de vouloir occuper une place trop importante dans le mix gazier européen.

## Sommaire

Le gaz naturel représente l'une des principales sources d'énergie de l'Europe, remplaçant progressivement le charbon depuis plusieurs décennies. Alors que de nombreux pays européens ont bénéficié de la présence de ressources sur le continent pour développer l'utilisation du gaz tout en limitant les risques en termes de sécurité des approvisionnements, les projections de demande et de production gazières pour les prochaines décennies laissent entrevoir une évolution de la situation.

La combinaison du remplacement du charbon par le gaz et du développement de l'utilisation du gaz dans de nombreux secteurs – en lien ou non avec l'électrification – fait apparaître une quasi-stabilité de la demande à l'horizon 2035-2040. Toutefois, celle-ci se combine avec une baisse rapide de la production des pays européens (Royaume-Uni, Pays-Bas et même Norvège) qui tend à faire croître le taux de dépendance aux importations.

Dans ce contexte, la Russie renforce ses positions en termes infrastructurels par de nouveaux projets de gazoducs et de terminaux d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) vers l'Europe. Alors que la Russie est déjà le premier fournisseur de gaz de l'Europe, cette situation augmenterait fortement la dépendance des pays du continent, sans que les initiatives en termes de gazoducs alternatifs – vers le Caucase ou la Méditerranée orientale – ne modifient profondément la situation, vu les capacités considérées. Néanmoins une opportunité se dessine avec le renforcement depuis une décennie des capacités en termes de terminaux de regazéification, d'abord dans le complexe Atlantique-Méditerranée occidentale puis, progressivement, en Baltique et en Méditerranée orientale. Ces terminaux, qui sont pour la plupart largement sous-utilisés, sont l'une des clés les plus importantes de la sécurité des approvisionnements gaziers de l'Europe pour les années à venir.

Si les infrastructures existent et se développent en Europe, il est également important de considérer la question des fournisseurs, même si la flexibilité du GNL rend la question légèrement moins prégnante que dans le cas du gaz par gazoduc. Il s'agit ici, pour l'Europe, de trouver des fournisseurs qui réunissent les critères suivants : capacité en volume suffisante, stabilité politique et économique, absence de volonté d'influence géopolitique marquée ainsi que, dans la mesure du possible, partageant la vision ou les engagements européens en ce qui concerne la lutte contre les changements climatiques, en particulier sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Eu égard à ces critères, le Canada présente un profil idéal dans l'optique de la diversification des fournisseurs gaziers. Par son orientation géopolitique centrée sur l'espace Atlantique et ses déterminants économiques, il se rapproche fortement de la Norvège, ce qui en ferait un partenaire de choix à même d'offrir des garanties importantes, en particulier dans la potentialité de contrats moyen ou long terme.

## Introduction

La vision du gaz en Europe est partagée depuis près d'une décennie entre deux orientations relativement concurrentes : d'une part l'approche libérale, qui préside au destin de l'Union européenne depuis sa création avec une accélération dans l'énergie au tournant des années 1990-2000<sup>1</sup> ; d'autre part une approche, plus récente, centrée sur la sécurité des approvisionnements. L'approche libérale et concurrentielle promue par la Commission, qui est fondatrice de la stratégie globale de l'Union européenne, se heurte depuis la fin de la décennie 2000 à la stratégie d'acteurs extérieurs, en particulier la Russie, obligeant à repenser – à la fois au niveau communautaire et à celui des États-membres – la vision du futur des approvisionnements gaziers en Europe.

## 1. La demande gazière européenne : présent et futur

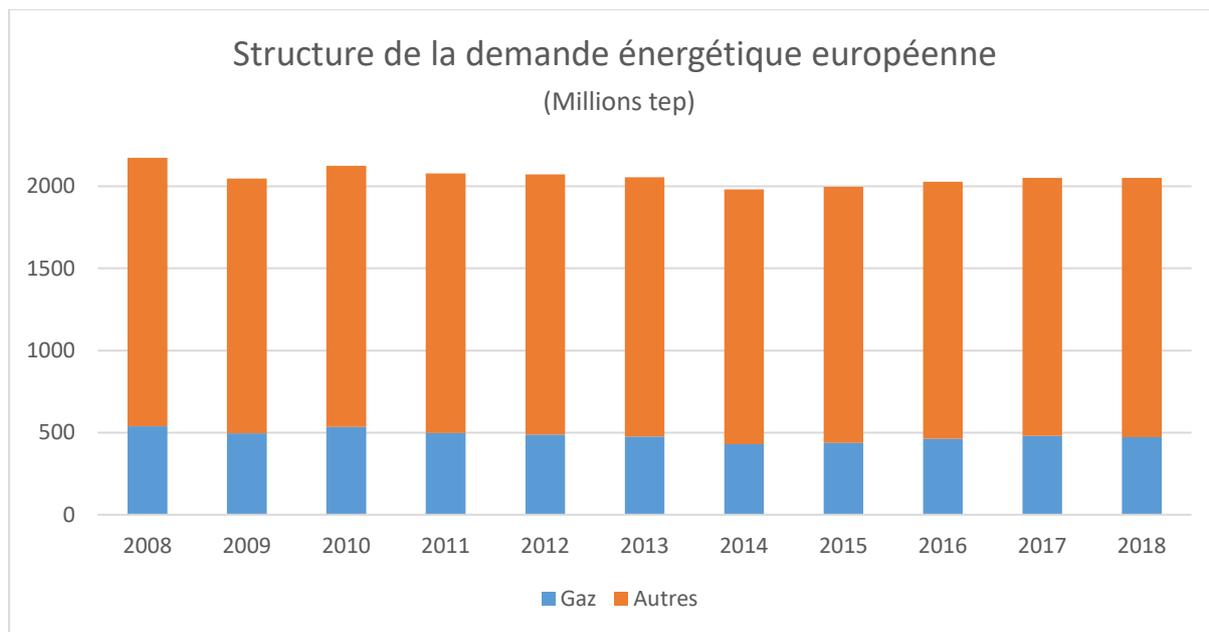
### 1.1. *Structure de la demande européenne*

La structure de la demande européenne et de l'équilibre gazier européen laisse apparaître un modèle particulier, hérité du passé et marqué par la Guerre froide, avec une séparation Est-Ouest qui ne s'est que partiellement estompée. En effet dans une Europe qui a commencé à développer l'usage du gaz de manière importante à la fin de la décennie 1970, avec une accélération nette dans la décennie 1990, il s'agissait avant tout de remplacer les produits pétroliers autant que possible pour diminuer les effets d'un potentiel choc équivalent à ceux de 1973 et 1979. En ce sens, la consommation de gaz s'est avant tout orientée vers trois secteurs : l'industrie, le bâtiment (usage résidentiel de chauffage, cuisson, etc.) et la production électrique. Cette dernière est d'ailleurs longtemps demeurée marquée – sauf cas particuliers comme les Pays-Bas – par un usage privilégié du charbon, relativement abondant en Europe, pour des raisons de sécurité des approvisionnements. Avec le remplacement progressif, depuis la fin des années 1990, du charbon par d'autres sources d'énergie moins émettrices de gaz à effet de serre, selon des dynamiques nationales très différentes, le gaz naturel s'est peu à peu imposé comme une solution intéressante en termes à la fois de sécurité énergétique et de lutte contre les changements climatiques – notamment sur la question des émissions de particules fines et de composés soufrés et azotés -, sans toutefois être une solution pure et parfaite dans les deux cas. Le gaz est ainsi toujours majoritairement importé depuis des sources extra-européennes et son empreinte environnementale n'est pas neutre, expliquant que sa part dans la consommation énergétique européenne soit importante mais qu'elle ne représente néanmoins pas la majorité.

---

<sup>1</sup> La directive 2003/55, effective au début de l'année 2008, qui libéralise les marchés intérieurs du gaz a profondément transformé le paysage concurrentiel européen et, avec lui, l'appréhension du gaz au niveau européen.

**Figure n° 1 : DEMANDE ENERGETIQUE EUROPEENNE**



Source : BP Statistical 2019 ; calculs de l'auteur.

En l'état, et depuis une décennie environ, la demande gazière européenne apparaît globalement stable, après une baisse dans les années 2000 consécutive au développement des énergies renouvelables. Le gaz, qui avait connu un fort engouement en Europe dans le secteur électrique à la suite du premier choc pétrolier, a ainsi vu sa part dans le secteur de la production électrique diminuer, en particulier dans certains pays disposant de potentiel en vent ou ensoleillement important, comme c'est le cas du Danemark par exemple. Cette situation européenne macroscopique ne doit néanmoins pas masquer les différences nationales, qui sont une conséquence à la fois des choix politiques, des potentiels géophysiques ou économiques et des relations privilégiées avec tel ou tel pays exportateur. En l'état, l'Europe ne présente pas un profil-type de consommation gazière mais recouvre une myriade de situations, ce qui explique partiellement la difficulté de définir une politique communautaire forte.

**Figure n° 2 : PART DU GAZ DANS LA CONSOMMATION ENERGETIQUE DE PLUSIEURS PAYS EUROPEENS**

Pays	Part du gaz dans la consommation finale d'énergie (%)	Part du gaz dans la demande énergétique sectorielle (%)		
		Prod. Électrique	Industrie	Bâtiments
Allemagne	20	13	35	35
Danemark	13	16	30	13
Estonie	7	7	20	8
Hongrie	29	24	32	48
France	12	4	37	30
Italie	32	41	33	50
Suède	2	1	3	1

Source : World Energy Outlook 2018.

Malgré ces situations disparates, il est néanmoins assez logique de considérer que le gaz est appelé à jouer un rôle majeur en Europe dans le contexte des transitions engagées, que ce soit pour la sortie du charbon dans la production électrique, l'électrification du continent ou le transport.

## **1.2. 2020-2040 : la demande face à la diminution de la production**

Le profil de la demande européenne sur la dernière décennie laisse apparaître une structure relativement stable, signe d'un marché mature. Identiquement, les projections des différentes institutions, à commencer par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), laissent entrevoir une continuité relative de cette stabilité de la demande, du moins jusqu'aux années 2035-2040. Face à cette situation de quasi-stagnation de la demande, l'Europe doit néanmoins composer avec une modification importante de son équilibre gazier, à savoir la diminution des ressources et de la production régionale. L'épuisement des ressources gazières en Europe est patent depuis une vingtaine d'années, les réserves prouvées ayant été divisées par deux entre 1998 (4 200 Mm<sup>3</sup>) et 2018 (2 000 Mm<sup>3</sup>).

En termes de production, à la notable exception de la Norvège, qui a connu une hausse importante de sa production, les autres producteurs européens (Royaume-Uni et Pays-Bas principalement) ont d'ores et déjà subi une diminution (baisse de 40 % de la production néerlandaise sur la période 1990-2017 et de 15 % au Royaume-Uni sur la même période). Les projections de production laissent entrevoir une baisse continue de cette production régionale européenne, renforçant le recours à des fournisseurs hors-UE.

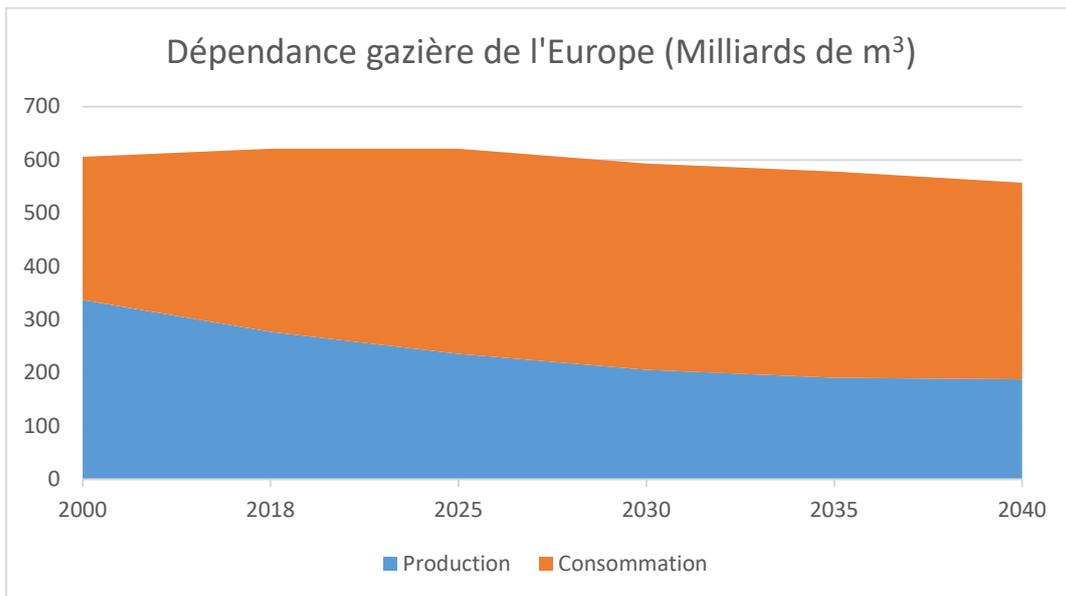
La hausse de la dépendance gazière européenne s'annonce en effet constante dans les prochaines années à cause de cette diminution progressive de la production continentale. Même si la hausse de la consommation gazière européenne demeure modérée – en partie grâce à une meilleure efficacité énergétique obtenue entre autres par la numérisation et le *smart gas*<sup>2</sup> – la production devrait connaître une forte baisse laissant la Norvège comme seul grand producteur du continent<sup>3</sup>. Cette situation renforce donc la dépendance gazière européenne, avec une hausse prévisible, là aussi, de la production des fournisseurs hors-UE ainsi que l'arrivée potentielle de nouveaux acteurs – en particulier africains, comme le Mozambique – sur le marché européen.

---

<sup>2</sup> La plupart des efforts d'efficacité énergétique sur le gaz porteront sur la transformation des réseaux de transport et distribution où la numérisation de la gestion des flux et des consommations permettra de limiter ou d'annuler les pertes et surconsommations.

<sup>3</sup> Au titre des projections de l'Agence internationale de l'énergie, tous les pays producteurs européens, y compris la Norvège, devraient voir une diminution significative de leur production d'ici à 2040, de l'ordre de 1 % par an.

**Figure n° 3 : DEPENDANCE GAZIERE EUROPEENNE SELON LE STATED POLICIES SCENARIO DE L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE**



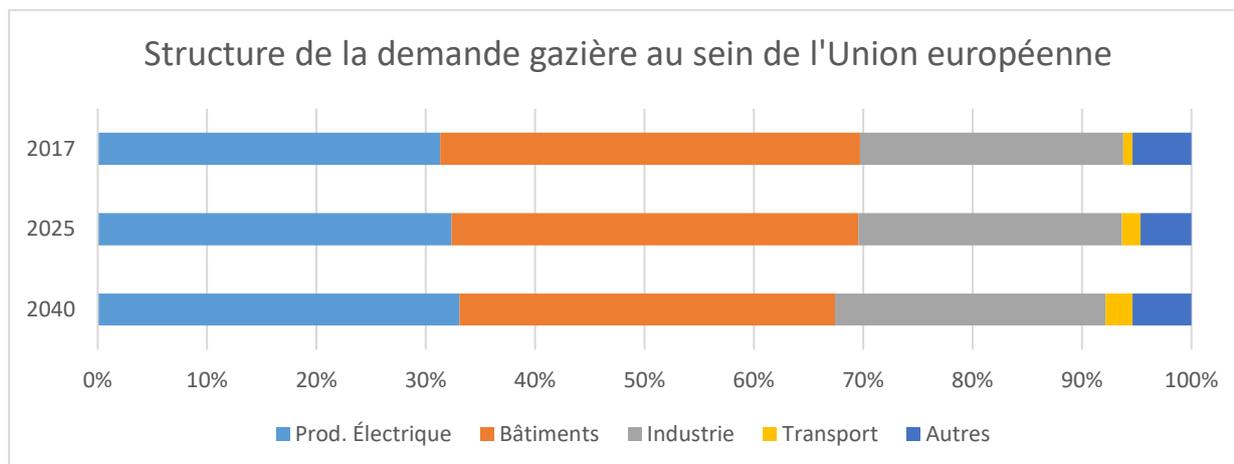
Source : *World Energy Outlook 2019* ; calculs de l'auteur.

Outre cette évolution de l'équilibre production-consommation en Europe, il est également nécessaire, dans une optique prospective à moyen terme, de prendre en compte l'évolution de la consommation consécutive aux transitions énergétiques européennes. En effet, la structure de la demande européenne, si elle évolue modérément, laisse néanmoins entrevoir une augmentation de la part dédiée à la production électrique – en lien avec la sortie du charbon – ainsi que de celle du secteur des transports, notamment maritime<sup>4</sup> ; l'Union européenne s'étant d'ores et déjà engagé sur le financement de ferries à propulsion GNL en lien avec la directive 2014/94 sur les carburants alternatifs où le GNL occupe une place importante<sup>5</sup>

<sup>4</sup> L'utilisation du GNL pour la propulsion des navires est l'une des pistes les plus intéressantes en regard des obligations de l'Annexe VI de la convention MARPOL.

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/commission/news/juncker-plan-france-signature-first-green-financing-maritime-sector-2017-dec-12\\_en](https://ec.europa.eu/commission/news/juncker-plan-france-signature-first-green-financing-maritime-sector-2017-dec-12_en) ; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN#d1e1179-1-1>

**Figure n° 4 : PROJECTIONS DE LA STRUCTURE DE LA DEMANDE GAZIERE EUROPEENNE SELON LE *NEW POLICIES SCENARIO***



Source : World Energy Outlook 2018.

La législation de l'Union européenne depuis la fin des années 2000, avec le 3<sup>ème</sup> paquet énergie-climat de 2008, sa révision en 2014 et l'annonce fin 2019 des nouveaux objectifs climatiques européens, manifeste une augmentation constante des ambitions de l'UE en matière climatique. La communication de la nouvelle Commission européenne baptisée *European Green Deal*, publiée en décembre 2019, affiche l'objectif extrêmement volontaire de la neutralité carbone à l'horizon 2050, bien au-delà des précédents objectifs<sup>6</sup>.

Cet accroissement rapide des objectifs climatiques doit néanmoins composer avec une réalité industrielle européenne : le charbon représente toujours la première source de production d'électricité devant le gaz avec un volume de plus de 655 TWh en 2018. Certes, les énergies renouvelables, en forte croissance depuis deux décennies en Europe, devraient permettre de remplacer une partie du charbon, mais eu égard à l'importance du volume considéré, en particulier dans certains pays d'Europe centrale et orientale comme l'Allemagne (67 millions tep de charbon consommés en 2018), la Pologne (51 millions tep) ou la République Tchèque (16 millions tep), la sortie ne pourra être – si elle est décidée – que progressive.

Dans ce contexte, la trajectoire de ces pays peut difficilement être un passage net du charbon aux renouvelables, à la fois pour des questions techniques liées à l'intermittence de ces énergies, mais aussi vis-à-vis des enjeux économiques que cela représente. L'Allemagne, par exemple, dispose d'une capacité électrique au charbon de plus de 40 GW – environ 18 % des capacités mais comptant pour 35 % de la production électrique en 2018 – qu'il s'agit de fermer d'ici à 2038, date de sortie du charbon annoncée pour l'Allemagne<sup>7</sup>. En Pologne, le charbon représentait, en 2018, 79 % de la production d'électricité. Au niveau de l'Union européenne, le charbon était toujours, en 2018, la première source de production électrique – à quasi-parité avec le gaz – avec 20 % du total.

<sup>6</sup> En ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, le 3<sup>ème</sup> paquet de 2008 prévoyait une baisse de 20% en 2020 (sur base 1990) et la révision de 2014 une baisse de 40% en 2030 (toujours sur base 1990). Le EU Green Deal correspondrait en l'état à une baisse de plus de 50% en 2030 sur base 1990.

<sup>7</sup> <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39652>

Une sortie nette du charbon au profit de sources totalement décarbonées n'est donc pas possible vu les volumes concernés. Cette réalité économique et industrielle de l'importance du charbon comme source d'électricité contraste fortement avec la volonté de l'UE d'avancer toujours plus vite sur la neutralité carbone européenne<sup>8</sup>. Des deux possibilités qui s'offrent aux pays européens pour le remplacement de grandes capacités de production non intermittentes, le nucléaire semble une option plus limitée géographiquement aussi bien pour des questions de coût des infrastructures que d'acceptabilité politique et sociale<sup>9</sup>. Le gaz naturel représente donc une solution adaptée aux besoins des pays d'Europe centrale et orientale désireux d'effectuer une sortie rapide du charbon sans toutefois mettre en péril leur stabilité économique.

Ce processus de remplacement du charbon par le gaz dans plusieurs pays, en particulier à l'Est de l'Europe, est toutefois sous-tendu par des enjeux géopolitiques. Alors que la plupart de ces pays se reposaient sur des sources nationales pour le charbon, le passage au gaz signifie un recours accru à des fournisseurs extérieurs, donc une dépendance énergétique plus forte. Cette situation est d'autant plus complexe pour ces pays que leur fournisseur de gaz historique est la Russie, toujours soupçonnée d'utiliser ses exportations de matières premières comme un potentiel levier international.

## 2. Les approvisionnements de l'UE : un enjeu transcontinental

### 2.1. Approvisionnements actuels et dilemme russe

La question de la dépendance gazière de l'Europe qui se pose – en particulier vis-à-vis de la Russie – avec une forte acuité depuis le milieu des années 2000, ne cesse de prendre de l'ampleur, au rythme des annonces de projets de gazoducs. Les conséquences des tensions russo-ukrainiennes ont contribué à une accélération de ces projets limitant autant que faire se peut le transit par le territoire de pays hors-UE pour rejoindre les marchés de consommation finale.

Le premier d'entre eux a été le gazoduc trans-baltique Nord Stream, dont le consortium a été établi en 2009, à la fin de la dernière « guerre gazière » entre la Russie et l'Ukraine. Établi comme un partenariat entre Gazprom et les entreprises européennes clientes (Gasunie, Engie, Uniper, Wintershall), il a notablement renforcé la position de la Russie dans certains pays comme la France. D'une capacité de 55 milliards de m<sup>3</sup>, il s'agissait de la principale artère sous-marine mondiale au moment de sa mise en service en 2011. Quelques années après son ouverture, Gazprom a proposé de doubler Nord Stream par un gazoduc de taille équivalente,

---

<sup>8</sup> Les dispositions prises par l'UE ne concernent pas que les pays de l'Union puisque les pays signataires du traité de la Communauté énergétique du Sud-Est européen (à savoir l'Albanie, la Bosnie-Herzégovine, le Monténégro, la Moldavie, la Serbie, l'Ukraine, la Géorgie, le Kosovo et la Macédoine du Nord) sont liés par certaines des dispositions de l'UE dans le domaine de l'énergie en lien avec le 3<sup>ème</sup> paquet énergie-climat, dont l'application est progressive et différenciée. Dans le futur, une extension des règles environnementales européennes de l'énergie ne serait pas surprenante, comme indiqué dans le document *General Policy Guidelines on the 2030 Targets for the Contracting Parties of the Energy Community* (<https://www.energy-community.org/legal/acquis.html>).

<sup>9</sup> Il est néanmoins important de noter une certaine vigueur du secteur électronucléaire en Europe depuis quelques années avec l'annonce du contrat d'Hinkley Point-C au Royaume-Uni, la poursuite des travaux sur Mohovce-3 et 4 en Slovaquie et les plans pour de nouveaux réacteurs en Roumanie, Hongrie, Finlande et République Tchèque.

Nord Stream 2 – dont le consortium reprend la philosophie avec quelques partenaires différents. Il devrait faire de la voie baltique une artère gazière quasi équivalente, en capacité, au tracé terrestre de la Russie vers l'Union européenne en 2020-2021.

Au-delà de Nord Stream 1 et 2, Turkstream, entré en fonction au début du mois de janvier 2020, représente la dernière branche du trident gazier russe vers l'Europe. Raccordant le Caucase russe à la Thrace turque, il traverse la mer Noire pour se connecter au débouché du gazoduc TransBalkan et potentiellement fournir du gaz au travers de celui-ci vers les clients balkaniques de la Russie. Turkstream, qui dispose d'une capacité annuelle de 31,5 Mm<sup>3</sup>, s'avère une artère importante pour le Sud-Est européen et la Turquie.

En additionnant l'ensemble des capacités gazières de la Russie vers l'Europe – en prenant en compte également le GNL issu de Yamal –, on aboutit à un total de 344 milliards de m<sup>3</sup> annuels. Le renforcement de ces capacités depuis le milieu des années 2000 est patent avec, dans l'hypothèse de la construction de Nord Stream 2, un quasi-doublement de celles-ci entre 2009 et 2021 (ajout de 164 milliards de m<sup>3</sup>). En l'état des importations gazières de l'Europe, la Russie aurait la capacité à elle seule de couvrir la plupart des besoins du continent. En outre, en bénéficiant de l'effet *take or pay* associé aux contrats de consortium des gazoducs et des prix plus faibles que pour le gaz liquéfié, la Russie s'est assurée une capacité de saturation des marchés européens pour plusieurs décennies. De fait, Gazprom exporte chaque année plus de gaz vers les marchés européens, avec un total de près de 200 milliards de m<sup>3</sup> en 2018.

La Russie compte ainsi pour plus de 36 % des approvisionnements gaziers de l'Union européenne, loin devant les autres fournisseurs extra-UE que sont la Norvège (25 %), l'Algérie (10 %), le Qatar (5 %) ou le Nigeria (3 %). La position russe est ainsi forte en termes macro, mais cette réalité couvre des situations locales différenciées, avec une présence bien plus importante dans les anciens pays du Bloc de l'Est et en Allemagne que dans les pays les plus à l'Ouest. Toujours est-il que la combinaison des nouvelles infrastructures russes et de l'instabilité d'un certain nombre d'autres fournisseurs, en particulier pour des raisons géopolitiques, tend à renforcer la position de Moscou sur le moyen terme.

## **2.2. Les projets infrastructurels pour l'Europe**

L'Union européenne, consciente à la fois de l'importance de la Russie dans le mix gazier continental mais aussi d'une certaine faiblesse dans les interconnexions européennes, a mis en place depuis le milieu des années 2000 une politique destinée à développer de nouvelles infrastructures aussi bien dans le domaine des gazoducs que dans celui du GNL.

La volonté de l'UE de développer de nouvelles artères gazières pour contourner la Russie par le Sud a donné naissance aux projets du Corridor Sud-européen. La réalisation effective devrait aboutir en 2021 à la mise en service d'un gazoduc TAP (*Trans-Adriatic Pipeline*) entre la Grèce et l'Italie, prenant la suite du gazoduc TANAP (*Trans-Anatolian Pipeline*) entre l'Azerbaïdjan et la Turquie. TAP ne disposera, lors de sa mise en service, que d'une capacité faible – de l'ordre de 8-10 milliards de m<sup>3</sup> annuels, loin d'être suffisants pour permettre une véritable

diversification des sources<sup>10</sup>. Ce projet, qui, avec les interconnecteurs Turquie-Grèce-Italie et Grèce-Bulgarie, devrait être la seule véritable avancée européenne dans le domaine des gazoducs, contraste avec les projets initiaux, en particulier le gazoduc Nabucco qui avait pour ambition de relier l'Europe du Sud au Caucase-Moyen-Orient pour un volume de 31 milliards de m<sup>3</sup>. Pour des raisons économiques aussi bien que de complexité des négociations internationales avec l'ensemble des parties prenantes, l'Union européenne s'est peu à peu réorientée, dans le domaine gazier, vers la promotion d'infrastructures moins coûteuses (terminaux GNL, interconnecteurs, sites de stockage), créant un développement rapide de celles-ci sur l'ensemble du continent.

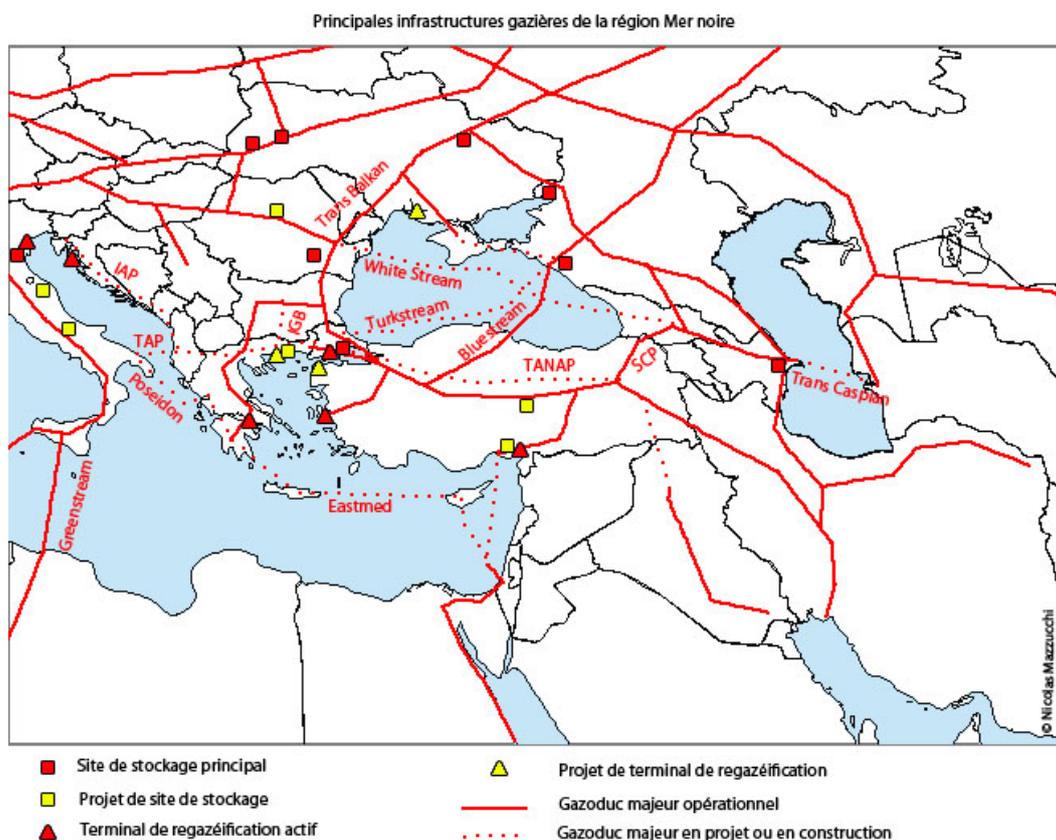
---

<sup>10</sup> Cette faible capacité s'explique également par le volume de la production azerbaïdjanaise (18,8 Mm<sup>3</sup> contre 670 Mm<sup>3</sup> pour la Russie en 2018), obligeant à penser une hypothétique prolongation au travers de la Caspienne vers les sources d'Asie centrale ex-soviétique.

### La région mer Noire-Méditerranée comme révélateur des compétitions

La région mer Noire-Méditerranée orientale a été ces dernières années l'un des principaux territoires de développement des infrastructures gazières vers l'Europe, avec des compétitions fortes entre les acteurs sur fond d'instabilité géopolitique. Les différents avatars du Corridor Sud-européen, comme White Stream, ont été fortement remis en question, si bien qu'il ne reste que TANAP-TAP et les interconnecteurs associés. Toutefois, la Turquie joue ici un jeu double puisqu'elle est partie prenante dans TANAP, mais dans le même temps collabore avec la Russie pour le gazoduc Turkstream. De fait, la compétition géoéconomique actuelle pour la désignation d'un hub gazier en Europe du Sud est forte entre la Turquie et la Grèce, la Russie jouant plus ou moins le rôle d'arbitre entre les deux. Cette situation d'incertitude géopolitique – à laquelle s'ajoutent les enjeux de Syrie, de Chypre ou d'Irak – transforme cette région en une zone clé mais très instable. En conséquence, l'Union européenne ne peut se reposer exclusivement sur cette zone pour la diversification de ses approvisionnements tant le risque politique apparaît fort.

Figure n° 5 : CARTE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES DE MER NOIRE-MEDITERRANEE



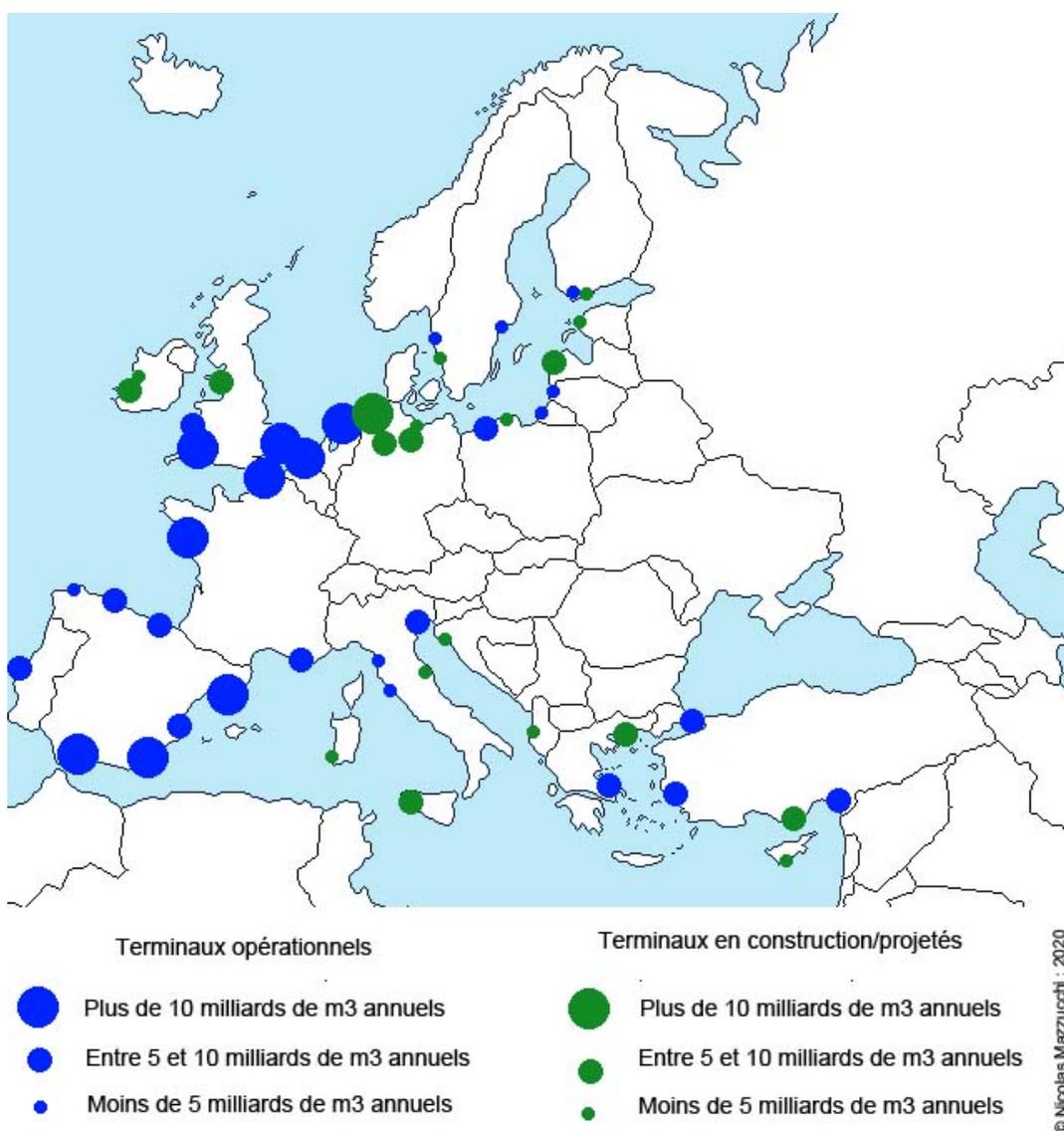
Le résultat de cette politique de diversification des routes et points d'entrée du gaz, conduite à la fois par l'Union européenne et les pays du continent, est mitigé. En ce qui concerne les terminaux de regazéification, la volonté d'un certain nombre de pays, refusant de dépendre des voisins, de disposer de leur infrastructure nationale aboutit à des aberrations économiques avec une sous-utilisation chronique des terminaux<sup>11</sup>. Les projets de la Baltique, en particulier, sont révélateurs de cette prééminence de la volonté nationale, avec une multiplication des terminaux dans les Pays Baltes, en Pologne et en Finlande. Si pour l'instant seuls

<sup>11</sup> Council of European Energy Regulators, *How to Foster LNG Markets in Europe*, Bruxelles, CEER, 2019.

les terminaux de Klaipėda (Lituanie) et Swinoujscie (Pologne) sont en service, plusieurs autres infrastructures sont en cours de construction (Finlande) ou prévues (Estonie, Lettonie, Finlande). La Lituanie, à titre d'exemple, dispose d'un terminal de 4 milliards de m<sup>3</sup> de capacité pour une consommation annuelle de 2,5 milliards ; la Lettonie prévoit un terminal de 5 milliards de m<sup>3</sup> avec une consommation de 1,4 milliard.

Au-delà des volumes – sous utilisés – que ces infrastructures représentent, il est également important de noter qu'elles sont pour certaines d'entre elles financées par l'Union européenne au travers du mécanisme des Projets d'intérêt commun (PIC). La 4<sup>ème</sup> liste PIC, publiée à l'automne 2019, met ainsi en avant plusieurs terminaux GNL comme projets d'importance pour l'Union européenne, à savoir Alexandroupolis (Grèce), Gdansk (Pologne), Shannon (Irlande), CyprusGas2EU (Chypre) et Krk (Croatie)<sup>12</sup>.

**Figure n° 6 : CARTE DES TERMINAUX GNL EUROPEENS FIN 2019**



Source des données : ENTSO-G.

<sup>12</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c\\_2019\\_7772\\_1\\_annex.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf) ; l'extension du terminal de Zeebrugge a été financée grâce au mécanisme PCI.

Cependant cette multiplication des projets GNL dans toute l'Europe – avec la construction des nouveaux terminaux dans la Baltique et en Méditerranée orientale, en complément du complexe Atlantique-Mer du Nord-Méditerranée occidentale actuel – pourrait également se révéler bénéfique en termes de sécurité des approvisionnements. Le GNL se révèle, sécuritairement parlant, bien plus flexible que le gaz par gazoduc en offrant la possibilité d'un approvisionnement issu de multiples sources et le basculement rapide d'un fournisseur à un autre en cas de difficulté politique ou économique. De même, la multiplication des infrastructures gazières (terminaux GNL, gazoducs et interconnecteurs, stockage liquide ou gazeux) renforce de fait la solidarité européenne en ce domaine en permettant d'éviter les effets d'isolement de telle ou telle partie du continent, comme ce fut le cas pour la Slovaquie lors de l'hiver 2008-2009<sup>13</sup>.

Grâce au terminal de Swinoujscie, la Pologne a ainsi pu annoncer, en novembre 2019, qu'elle ne reconduirait pas en 2022 le contrat gazier qui la lie avec la Russie<sup>14</sup>. L'apport du terminal s'est révélé ici majeur dans l'effort de la Pologne de se libérer des approvisionnements russes que Varsovie considérait comme une potentielle menace pour sa sécurité énergétique. De fait, le recours important de la Pologne au charbon s'explique en partie par cette volonté de ne pas dépendre totalement des hydrocarbures russes. Pour l'instant, la Pologne se repose sur des acteurs américains (Cheniere) et qatariens (Qatargas).

### **2.3. L'enjeu sécuritaire**

Au-delà de la question des infrastructures, il est indispensable de considérer la problématique de la sécurité des approvisionnements dans une optique géopolitique plus vaste. L'enjeu de l'évolution de la balance production/consommation en Europe est loin de n'être qu'une question économique de choix de tel ou tel fournisseur. Dans le contexte européen et, plus largement euro-atlantique, il s'agit d'un enjeu sécuritaire majeur, étant donné l'importance présente et future du gaz dans les mix énergétiques des différents pays. En ce sens, les pays européens, mais également les organisations supranationales du continent – ici Union européenne et OTAN dans deux orientations différentes mais complémentaires – ont pris en compte depuis plusieurs années le choix des fournisseurs de matières premières au sein de leur réflexion stratégique.

L'OTAN a ainsi pris acte de l'importance de la question gazière depuis le début des années 2010. La création en 2012 d'un Centre d'excellence sur la sécurité énergétique (ENSEC-COE) à Vilnius a été la première étape tangible de ce positionnement de l'OTAN sur la question énergétique<sup>15</sup>. Lors du Sommet du Pays de Galles en 2014, la déclaration finale pointe le domaine énergétique comme l'un des axes prioritaires de coopération entre UE et OTAN, dans une optique sécuritaire (point 94)<sup>16</sup>. L'OTAN souligne d'ailleurs l'importance de la sécurité éner-

---

<sup>13</sup> <https://www.nytimes.com/2009/01/07/world/europe/07gazprom.html>

<sup>14</sup> <https://www.reuters.com/article/pgnig-gazprom/update-1-polands-pgnig-tells-gazprom-it-plans-to-end-gas-supply-deal-in-2022-idUSL8N27V469>

<sup>15</sup> Il importe ici de rappeler que les centres d'excellence ne sont pas des organismes de l'OTAN, mais sont institués par les pays membres sous la supervision du Commandement allié pour la Transformation ; leurs travaux ne sont donc pas des documents officiels de l'organisation.

<sup>16</sup> [https://www.nato.int/cps/en/natohq/official\\_texts\\_112964.htm](https://www.nato.int/cps/en/natohq/official_texts_112964.htm)

gétique comme enjeu prioritaire du continent européen, dans le cadre en particulier des tensions avec la Russie, avec une vision claire de la multiplication des routes d'approvisionnement (point 99). En 2016, la déclaration finale qui suit le Sommet de Varsovie mentionne la sécurité énergétique (point 135) comme l'un des enjeux stratégiques pour les pays de l'Alliance. En 2019, enfin, la déclaration finale de Londres souligne également la priorité mise sur la protection des infrastructures critiques, en particulier énergétiques, signe de la persistance d'une vision affirmée de l'Alliance sur ces enjeux<sup>17</sup>.

Comme cela a déjà été évoqué, l'Union européenne, si elle adopte une vision plus libérale des choses, n'en soutient pas moins des projets infrastructurels de diversification des approvisionnements dont la logique est loin de n'être qu'économique. Le projet du Corridor Sud-européen lancé en 2008, qui a connu différentes itérations pour aboutir à la construction du double gazoduc TANAP-TAP, a néanmoins eu le mérite d'être la première grande tentative de l'Union européenne de mettre en place une politique de sécurité énergétique par la redondance et la diversification.

Depuis 2017, l'inscription sur la liste des PIC (3<sup>ème</sup> puis 4<sup>ème</sup> révisions) du projet de gazoduc méditerranéen EastMed entre Chypre, la Crète et la Grèce (avec une extension vers l'Italie au travers du gazoduc Poséidon)<sup>18</sup> s'insère également dans cette vision d'une plus grande sécurité gazière, cette fois en utilisant des ressources totalement ou partiellement présentes au sein du territoire de l'Union européenne. Au vu des défis techniques – avec un impact sur le prix au m<sup>3</sup> – qu'il représente, le projet EastMed est, de manière assez claire, essentiellement lié aux questions géopolitiques davantage qu'à des considérations purement économiques<sup>19</sup>. Ce contexte stratégique européen, qui articule des besoins en importation croissants et une analyse sécuritaire inquiète des zones traditionnelles de fourniture de gaz naturel (Russie-CEI, Méditerranée, Afrique de l'Ouest, etc.), ouvre la voie à de nouvelles sources gazières avec un équilibre entre prix et stabilité géopolitique.

---

<sup>17</sup> [https://www.nato.int/cps/en/natohq/official\\_texts\\_171584.htm?selectedLocale=en](https://www.nato.int/cps/en/natohq/official_texts_171584.htm?selectedLocale=en)

<sup>18</sup> Sans parler d'une potentielle extension vers Israël, le pays étant associé au consortium EastMed.

<sup>19</sup> N. Mazzucchi, *Perspectives in gas security of supply: the role of Greece in the Mediterranean*, Paris, Note de la FRS 08/2018, 2018.

### 3. Le GNL canadien pour le renforcement de la sécurité énergétique

#### 3.1. Le Canada comme acteur de stabilité énergétique

Il importe, dans ce panorama du futur des approvisionnements européens, de considérer non seulement les fournisseurs actuels de GNL mais également d'autres acteurs potentiels ayant annoncé leur volonté de construire des infrastructures d'exportation. Parmi ceux-ci, le Canada, qui dispose d'un profil à la fois économique et politique très intéressant pour l'Europe, tant pour les liens transatlantiques anciens avec le Vieux continent que pour ses ressources.

En outre, le Canada se trouve dans une situation d'exportateur net potentiel de gaz, avec une production qui reste largement supérieure à la consommation (69 milliards de m<sup>3</sup> en excédent en 2018). Le pays fait également face, depuis la fin de la décennie 2000, au changement de stratégie des États-Unis dans le domaine énergétique avec le recentrage de Washington sur les ressources nationales et le développement rapide des gaz et pétroles non-conventionnels, qui ont permis aux États-Unis d'atteindre la position de premier producteur mondial de gaz naturel avec 832 milliards de m<sup>3</sup> en 2018. Cette hausse rapide de la production étatsunienne (+ 3,6 % de croissance annuelle sur 2008-2018) se heurte à une demande nationale dont l'évolution n'est pas aussi rapide (+1,7 % sur la même période) qui conduit à un excédent gazier pour lequel il doit trouver des débouchés.

Les projets de terminaux de liquéfaction américains lancés dans la décennie 2000<sup>20</sup> ont connu une première étape importante en 2016, avec l'ouverture du terminal de Sabine Pass, et les premières exportations vers l'Europe occidentale ont ancré les États-Unis comme fournisseur de gaz du continent. En 2019, les États-Unis ont ainsi exporté 3,9 milliards de m<sup>3</sup> de gaz vers l'Europe sous forme liquéfiée, en particulier vers le Royaume-Uni. Les projections de l'AIE laissent entrevoir à l'horizon 2040 un volume d'export de l'ordre de 150 milliards de m<sup>3</sup>, faisant des États-Unis l'un des principaux exportateurs mondiaux de gaz naturel, avec la capacité d'influence associée<sup>21</sup>.

Le Canada se retrouve donc dans une position complexe puisque son principal client gazier est devenu en quelques années indépendant et, pire encore, se positionne comme un exportateur net depuis 2016. En réalité, la situation canadienne n'est pas sans rappeler celle de Trinidad et Tobago qui, de premier fournisseur de GNL des États-Unis au milieu des années 2000, a dû réorienter rapidement ses exportations vers d'autres clients (Brésil, Chili, Argentine, Espagne, etc.) au risque de voir périlcliter l'économie locale. Certes, la situation canadienne est différente, avec une demande nationale qui peut partiellement combler le manque d'exportations vers les États-Unis. Toutefois il est important pour l'économie canadienne de trouver

---

<sup>20</sup> Y compris par conversion en terminaux de liquéfaction des terminaux prévus pour la regazéification quand les États-Unis étaient de gros importateurs de GNL comme c'est le cas de Sabine Pass par exemple.

<sup>21</sup> Les États-Unis ont exporté 96 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel en 2018, mais ce volume correspond en grande majorité à des échanges internes à l'Amérique du Nord (70 %), situation amenée à évoluer dans le futur avec la mise en service de nouveaux terminaux.

des clients export au-delà du sous-continent nord-américain afin de maintenir sa balance commerciale, les exportations de gaz naturel ayant représenté en 2018 un volume de 6,1 milliards USD<sup>22</sup>.

L'intérêt du Canada se situe également dans la comparaison avec les États-Unis. La politique américaine de développement des exportations d'hydrocarbures vers l'Europe et l'Asie s'inscrit dans le nouveau rôle des États-Unis dans la production mondiale, mais reflète également la volonté de renforcer les alliances par un volet de coopération énergétique. Le choix des États-Unis de lancer une compétition énergétique dure avec la Russie vis-à-vis des approvisionnements énergétiques de l'Europe tend à déborder le seul cadre économique. Les dispositions législatives qui permettent de mettre en œuvre des sanctions à l'égard des entreprises russes concernant la construction du gazoduc Nord Stream 2 manifestent cette volonté affirmée depuis 2014 de prendre partiellement en charge la sécurité énergétique de l'Europe<sup>23</sup>.

### **3.2. L'apport du Canada dans la perspective de la diversification des sources**

La puissance économique et les capacités énergétiques des États-Unis, si elles se révèlent intéressantes pour l'Europe, pourraient néanmoins créer une inquiétude vis-à-vis d'une potentielle domination américaine sur le secteur gazier européen. Il n'est pas dans l'intérêt de l'Europe d'échanger la forte présence russe pour un équivalent américain, mais bien au contraire de diversifier toujours davantage les sources de gaz consommé sur l'ensemble du continent. En ce sens une surreprésentation des États-Unis dans le mix gazier futur européen ne s'avèrerait pas pertinente.

Dans ce contexte, le Canada dispose de nombreux atouts vis-à-vis de l'Europe, en regard de la volonté de diversifier les partenaires gaziers. D'une part, l'importance des ressources canadiennes permet d'envisager un partenariat d'ampleur avec des ressources prouvées à hauteur de près de 2 000 milliards de m<sup>3</sup>, auxquelles il faut ajouter les ressources non conventionnelles, estimées par les autorités nationales à environ 24 000 milliards de m<sup>3</sup>.

De fait, le Canada présente pour l'Europe un profil politico-économique comparable à celui de la Norvège dans le domaine de la sécurité des approvisionnements. Pays allié au sein de l'OTAN et disposant en outre d'un cadre de libre-échange avec l'accord CETA, le Canada affiche une stabilité politique et économique qui permet d'envisager des relations de long terme dans le domaine énergétique sans risque majeur de déstabilisation ou de repli rapide vers une autre source. Il s'agit là d'un point essentiel en termes de sécurité car même si le GNL permet une certaine flexibilité vis-à-vis des fournisseurs, l'allongement progressif de la durée des contrats d'approvisionnement de GNL permet de rendre le gaz liquéfié de plus en plus intéressant. Or pour qu'une telle politique de contrats moyen voire long terme puisse se révéler adéquate, le fournisseur sélectionné doit offrir des garanties en termes aussi bien de ressources que de

---

<sup>22</sup> <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/natural-gas-facts/20067#L6>

<sup>23</sup> A ce titre, la désignation même de la législation américaine en cours d'examen (*Protecting Europe's Energy Security Act*) est révélatrice. Les interventions des officiels américains comme l'Ass. Secretary for the Bureau of Energy resources Francis Fannon qui déclarait en 2019: "*The energy security of our European partners and allies has been a longstanding strategic priority for the United States, and given Russia's aggression in recent days, this is a good time to spotlight our diplomacy on transatlantic energy security*" (source : <https://www.state.gov/briefing-on-european-energy-security-and-the-nord-stream-2/>) vont dans le même sens.

stabilité politique. L'ensemble des indices internationaux liés à la situation politique comme macro-économique (compétitivité, corruption, etc.) manifeste cette situation de grande stabilité. Le Canada est, parmi les fournisseurs potentiels, celui qui offre les meilleures garanties, sans avoir une vision trop inégale de la relation avec l'Europe comme cela peut être le cas s'agissant des États-Unis.

En effet, en regard des questions économique-sécuritaires, de nombreux fournisseurs actuels ou potentiels de l'Europe présente des vulnérabilités structurelles ou une instabilité importante. Le cas du Nigeria, important fournisseur de GNL de l'Europe est révélateur, avec une constance de l'insécurité dans le delta du Niger où se trouvent les exploitations et les terminaux, alimentée par des acteurs séparatistes ou terroristes comme les Delta Niger Avengers (DNA). Il faut également rajouter dans le cas du Nigeria les enjeux de gestion de la ressource et de développement, dans un pays marqué par une corruption endémique. Identiquement, les ressources de Méditerranée orientale, si elles apparaissent bien plus intéressantes en termes de proximité et de transparence des pays fournisseurs, sont marquées elles aussi par des enjeux géopolitiques forts. La problématique de la répartition des zones de ressource entre Chypre et la Turquie d'une part et entre Israël et le Liban d'autre part, conduisent à des tensions internationales fortes autant sur le plan diplomatique que sur le plan militaire. En ce sens l'attitude de la Turquie vis-à-vis des campagnes d'exploration-production de gaz dans les blocks *offshore* de Chypre – sans même mentionner la question de futures infrastructures d'exportation – est révélatrice. L'envoi début 2018 de navires militaires turcs pour intercepter le navire de forage *Saipem 12000* affrété par ENI a été un évènement majeur dans le domaine, créant une situation particulièrement tendue entre les acteurs européens et la Turquie. Le Qatar quant à lui se trouve dans une situation géopolitique doublement compliquée. D'une part il est, par sa position géographique dans le Golfe arabo-persique « l'otage » des interactions tendues entre États-Unis et Iran, avec des attaques multiples sur des navires pétroliers aux abords d'Ormuz et, d'autre part il fait face à un front uni contre lui des pays arabes de la région conduits par l'Arabie Saoudite.

**Figure n° 7 : RISQUE ASSOCIE AUX PRINCIPAUX FOURNISSEURS POTENTIELS DE GNL DE L'EUROPE**

Pays/classement	Institute for Economics and Peace (géopolitique)	World Economic Forum (compétitivité)	Transparency International (corruption)	COFACE (global)
Algérie	111 <sup>e</sup>	89 <sup>e</sup>	105 <sup>e</sup>	C
Canada	6 <sup>e</sup>	14 <sup>e</sup>	9 <sup>e</sup>	A2
États-Unis	128 <sup>e</sup>	2 <sup>e</sup>	22 <sup>e</sup>	A2
Israël	146 <sup>e</sup>	20 <sup>e</sup>	34 <sup>e</sup>	A2
Mozambique	94 <sup>e</sup>	137 <sup>e</sup>	158 <sup>e</sup>	D
Nigeria	148 <sup>e</sup>	116 <sup>e</sup>	144 <sup>e</sup>	C
Qatar	31 <sup>e</sup>	29 <sup>e</sup>	33 <sup>e</sup>	A4

Sources : multiples.

Dans ce contexte, le projet GNL Québec, qui vise à un volume d'exportation d'environ 15 milliards de m<sup>3</sup> annuels vers l'Europe et l'Asie (11 millions de tonnes de GNL par an), représente

pour le Vieux continent une opportunité intéressante en termes de diversification des ressources. Avec l'augmentation prévue des volumes exportés par les États-Unis ainsi que d'autres producteurs de gaz (Chypre, Israël, Qatar, Nigeria, etc.), les infrastructures GNL en Europe devraient permettre une flexibilité optimale dans l'optique de la sécurité des approvisionnements. Le Canada aurait ainsi une place importante dans cette nouvelle architecture de sécurité des approvisionnements de l'Europe, avec un rééquilibrage progressif vers le GNL de manière globale et une ouverture vers de nouveaux fournisseurs.

## Conclusion

Les États membres de l'Union européenne ont toujours refusé à la Commission la mise en place d'une politique communautaire des approvisionnements gaziers, au titre de l'importance de ceux-ci dans la souveraineté nationale. Toutefois, des critères objectifs communs peuvent être considérés vis-à-vis de la sécurité des approvisionnements. L'expérience a ainsi démontré qu'une trop grande dépendance à un unique ou quasi-unique fournisseur pouvait se révéler délicate, en particulier dans des contextes de tensions géopolitiques. Ainsi la sécurité énergétique ne peut être, dans le cas gazier, assurée que par la diversification des fournisseurs. Au-delà, il est également important de considérer la stabilité économique et politique de ces derniers car la sécurité énergétique repose également sur la continuité et la constance des prix.

Les efforts entrepris par les différents pays européens – UE ou non-UE – ainsi que par la Commission européenne, dans l'optique de renforcer les interactions et la solidarité au sein du continent, aboutissent à renforcer progressivement le maillage continental gazier, même si les volontés nationales peuvent aboutir à des choix parfois peu cohérents. Quoi qu'il en soit, le développement des capacités GNL européennes est patent et doit permettre aux différents pays de penser leur sécurité énergétique suivant plusieurs directions, GNL et gazoduc étant en ce sens complémentaires.

La congruence de ces deux facteurs, à savoir le besoin de sécurité des approvisionnements et le développement rapide des infrastructures gazières (GNL en particulier), aboutit à une appréhension nouvelle des enjeux gaziers en Europe en termes de rapport fournisseur-consommateur. Alors que l'Europe, depuis les années 1970, avait regardé à ses abords immédiats pour trouver ses partenaires privilégiés, elle est de plus en plus libérée de cette contrainte géographique. Dans ce contexte, les pays producteurs de l'Atlantique Nord apparaissent comme de nouveaux partenaires de choix. Toutefois, se tourner exclusivement vers les États-Unis ne serait pas pertinent en termes de sécurité des approvisionnements. Ici, le Canada dispose pour l'Europe de nombreux atouts, politiques comme économiques, dont l'Europe doit prendre la pleine mesure pour enfin atteindre la stabilité gazière qu'elle recherche et limiter autant que faire se peut l'effet des à-coups géopolitiques ou économiques qui menacent un certain nombre de ses fournisseurs historiques. La possibilité de construction d'un terminal de liquéfaction au Québec est une opportunité forte de développer cette relation Canada-Europe dans le gaz.

# ANNEXE 9



**ÉNERGIE  
SAGUENAY**

par

**GNL**   
QUÉBEC

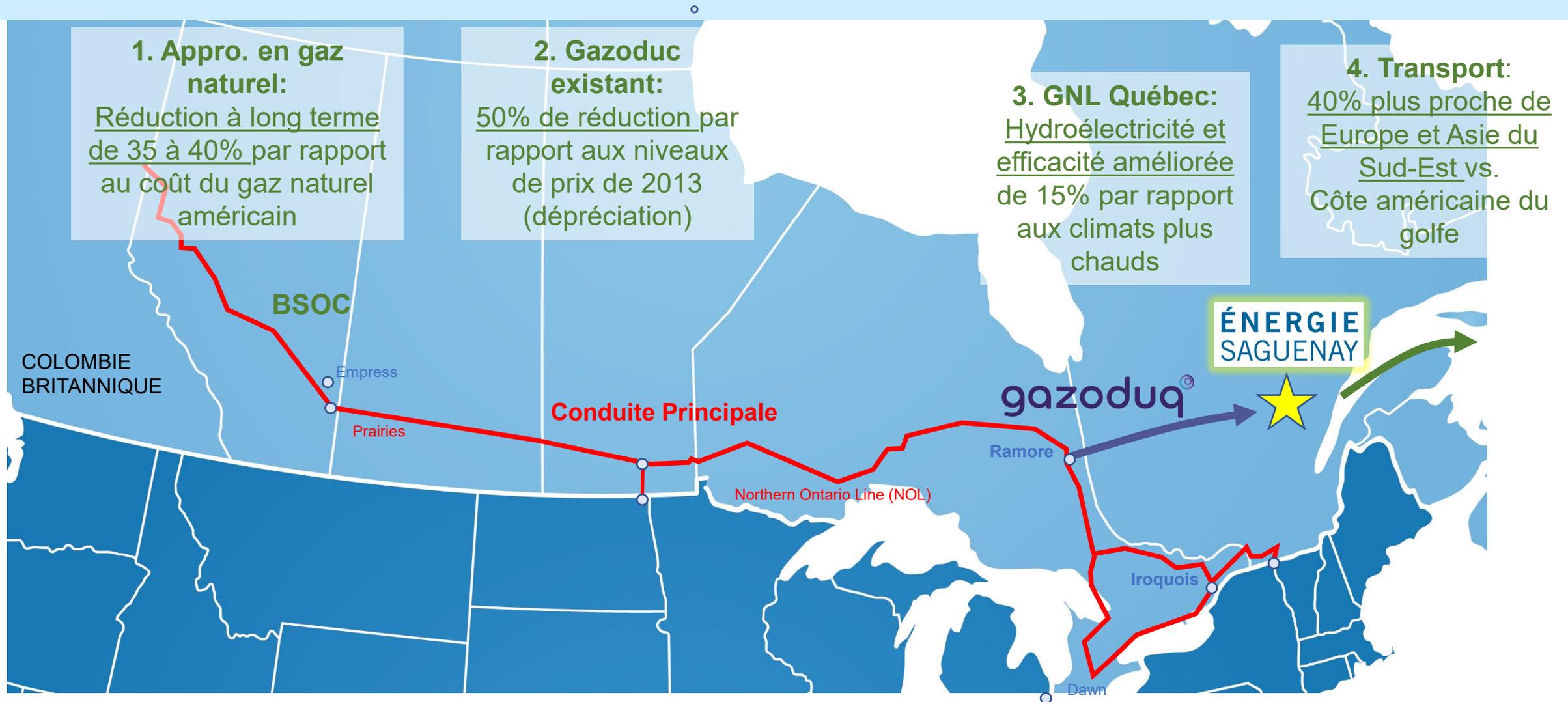
Compétition



# Quelques rappels importants

- ▶ Le modèle d'affaire de l'industrie du GNL est basé sur des **contrats long-terme** pour un minimum d'environ 80% de la capacité de production
- ▶ La compétitivité d'un projet sur le long terme ne s'arrête pas à ses coûts de production mais inclut **l'intégralité de la chaîne commerciale**
- ▶ Le marché du GNL se « mondialise », et nos clients sont capables de tirer avantage des **arbitrages sur les différents marchés**
- ▶ De par le caractère stratégique de l'énergie, le **coût final n'est pas l'unique critère** de décision (performance environnementale, stabilité géopolitique, stabilité du prix, timing de mise en service, sécurité d'approvisionnement etc.)

# Vue d'ensemble de la chaîne commerciale



# Sans avoir d'infrastructures déjà construites, GNL Québec peut compter sur sa localisation, dont les avantages dépassent les inconvénients pour réduire les coûts de construction (1/2)

## Éléments réduisant les coûts de construction

- Port en eau profonde
- Disponibilité de main d'œuvre qualifiée
- Climat froid
- Utilisation d'hydro-électricité
- Infrastructure locale (port, aéroport...)
- Géologie locale
- Qualité du gaz naturel entrant dans l'usine

## Éléments augmentant les coûts de construction

- Climat froid
- Topologie

- Pas de dragage et jetée très courte (avantage OPEX également)
- Pas besoin de camps de travailleurs (fly in/fly out)
- Efficacité du processus = équipements de moindre taille
- Empreinte réduite (pas de larges turbines à gaz)
- Pas besoin de construire des routes, un aéroport, un port pour la construction – réduction du budget logistique
- Qualité du sol
- Équipements pour le traitement du gaz naturel plus simple
- Perte de productivité et gestion de l'hivernage
- Gestion des problèmes de gravité pour le transfert Usine – Quai de chargement

Études d'ingénierie ont évalué la réduction nette du CAPEX due à l'emplacement d'Énergie Saguenay à un **minimum de 1,5G \$US**, par rapport à un projet purement « greenfield » en Amérique du Nord

# Ainsi, les coûts de construction d'Énergie Saguenay sont compétitifs avec les références actuelles en Amérique du Nord

Projet	Statut	CAPEX approx.	Firme ingénierie	Taille / paramètres
Sabine Pass T1-2	En opération (brownfield)	475 \$US / tpa	Bechtel	9 mtpa (Cascade), 5 réservoirs, 2 jetées
Corpus Christi T1-2	En opération	787 \$US / tpa	Bechtel	9 mtpa (Cascade), 2 réservoirs, 1 jetée
Calcasieu Pass (*)	En construction	550 \$US / tpa	Consortium	10 mtpa (GE Saloff), 2 réservoirs, 2 jetées
Driftwood	En développement	698 \$US / tpa	Bechtel	11 mtpa (IPSMR), 2 réservoirs, 2 jetées
Rio Grande LNG	En développement	600 \$US / tpa	Bechtel	11.74 mtpa (C3MR), 2 réservoirs, 1 jetée
Énergie Saguenay	En développement	620 \$US / tpa	Bechtel	11 mtpa (C3MR), 2 réservoirs, 2 jetées

(\*) Calcasieu Pass n'a pas mis en place un contrat d'ingénierie/construction intégré, et se base sur une technologie non-prouvée (haut niveau de risques et surcoûts)



# Compétition en Amérique du Nord

# D'autres régions en Amérique du Nord doivent faire face à des enjeux long terme pour la compétitivité de leurs projets

## Colombie-Britannique

- Usines présentant des coûts élevés, un niveau de risque élevé et nécessitant d'importantes dépenses en immobilisations
- Droit de passage et nouvelle conduite onéreux à travers les Rocheuses canadiennes
- Main d'œuvre peu disponible (coût)
- Fort niveau de dépendance par rapport aux marchés asiatiques

## Golfe du Mexique (nouvelles installations – deuxième vague)

- Les acheteurs de GNL disposent déjà d'une vaste exposition régionale et à l'index (HH) sur la côte du Golfe
- Les acheteurs de GNL du golfe du Mexique doivent faire concurrence à la demande régionale croissante en matière de gaz naturel: de très importants projets industriels et des exportations à destination du Mexique à hauteur de 8 à 9 G pi<sup>3</sup>/jour offrant peu de marge de manœuvre sur le plan des prix
- Les limitations au niveau de la capacité des conduites régionales nécessiteront la construction de nouvelles conduites
- Le GNL du Golfe du Mexique ne profite plus d'une mesure de différenciation et les acheteurs souhaitent diversifier les sources d'approvisionnement

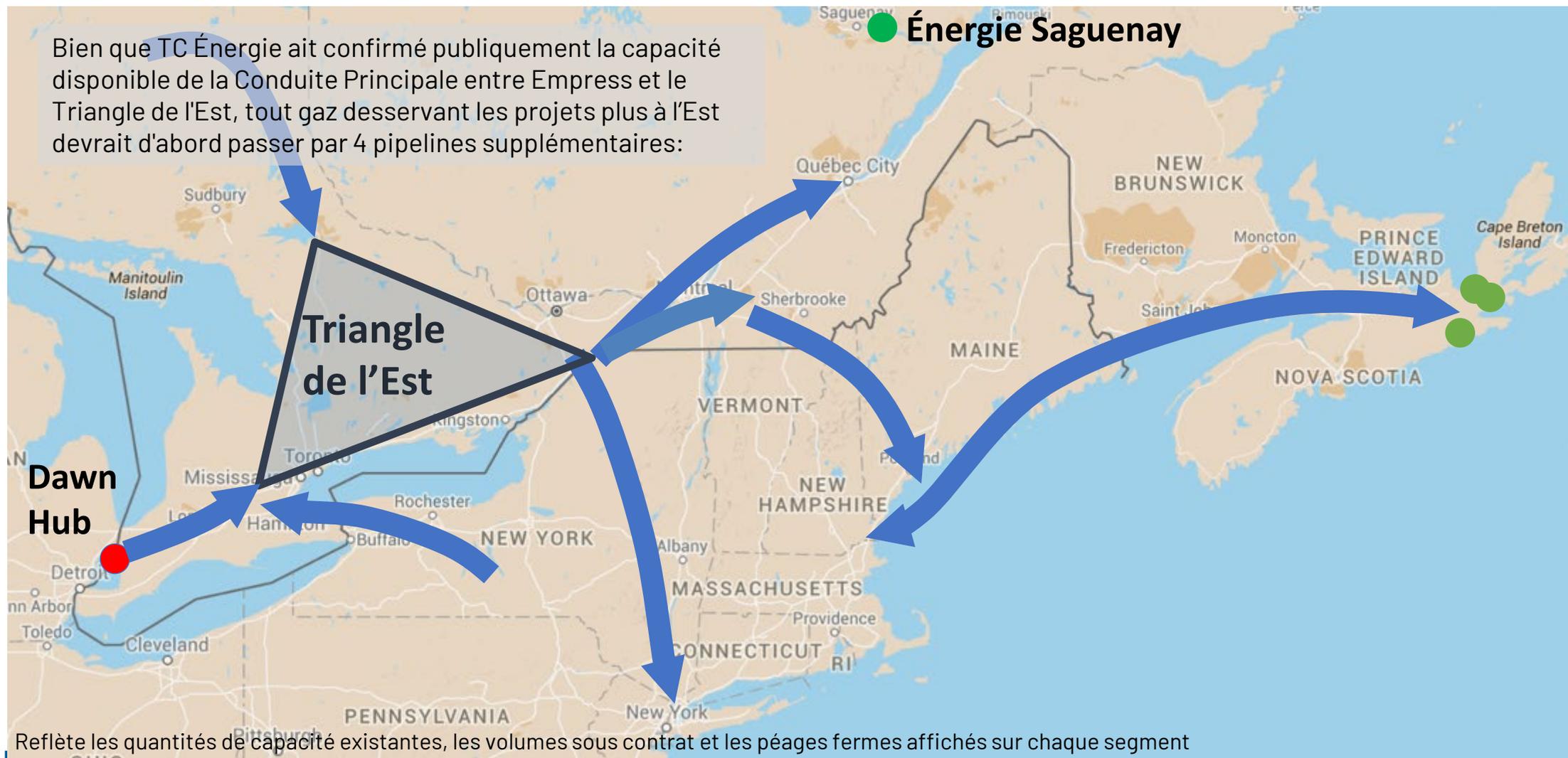
## Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse

- Frais élevés liés aux gazoducs (+3 à 4 US\$) pour accéder aux sources de gaz
- Aucune diversité sur le plan de l'offre de gaz et disponibilité limitée des États-Unis (limitation du ministère de l'Énergie)
- Impossible d'accéder au gaz américain sans construire de nouvelles infrastructures onéreuses et risquées traversant la Nouvelle-Angleterre (ce pour quoi il faudrait obtenir des permis pour quatre nouvelles conduites franchissant deux États américains, quatre provinces canadiennes et s'étendant sur une longueur de plus de 1 700 km)



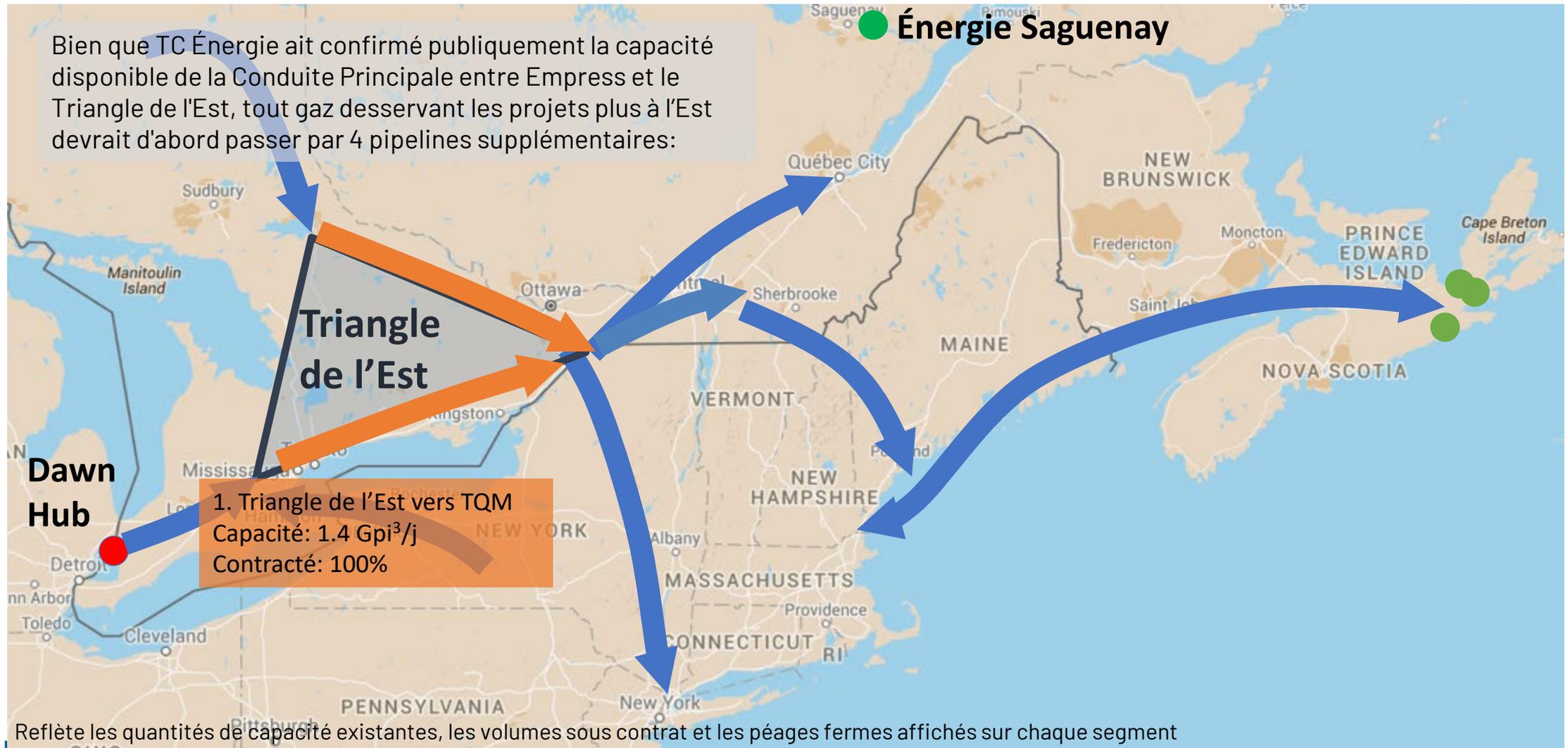
# Projets en Nouvelle-Écosse et Nouveau Brunswick

# Les projets dans les Maritimes (N.-É. / N.-B.) font face à des défis en matière de transport: l'approvisionnement de l'Alberta n'est pas viable sans une expansion importante de la capacité de transport de 4 réseaux de pipelines quasiment entièrement contractualisés (1/5)

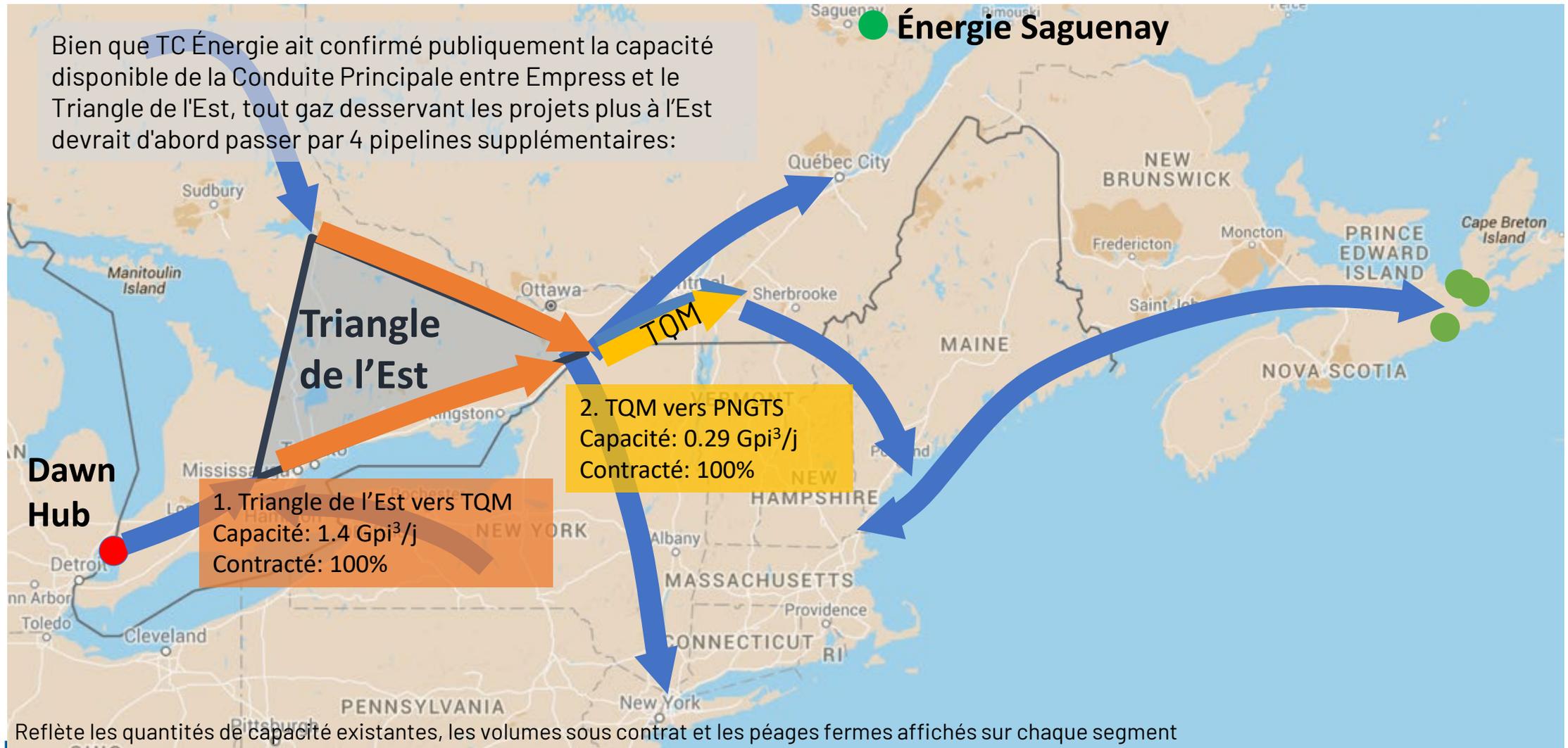


Reflète les quantités de capacité existantes, les volumes sous contrat et les péages fermes affichés sur chaque segment

# Les projets dans les Maritimes (N.-É. / N.-B.) font face à des défis en matière de transport: l'approvisionnement de l'Alberta n'est pas viable sans une expansion importante de la capacité de transport de 4 réseaux de pipelines quasiment entièrement contractualisés (2/5)

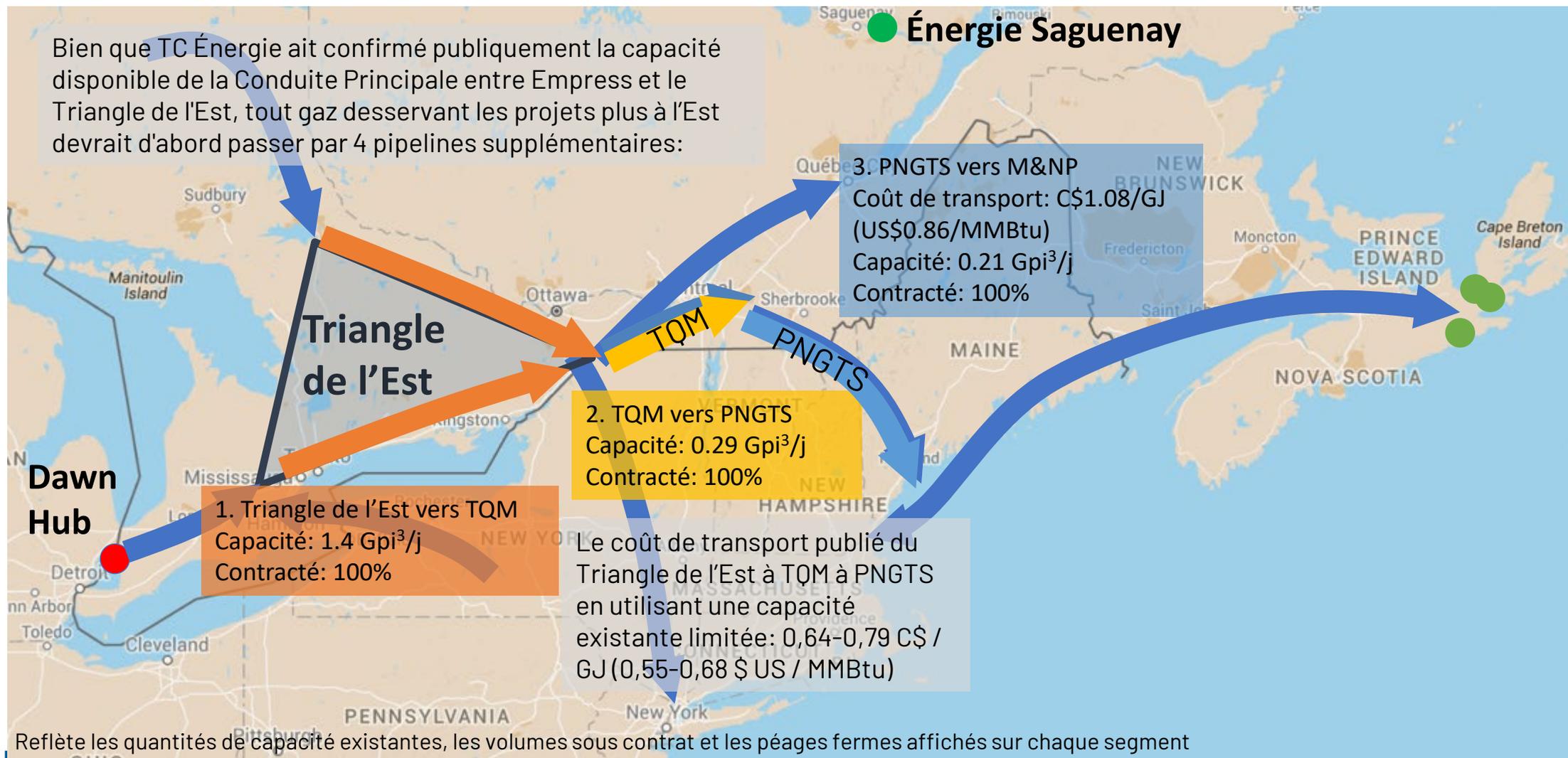


# Les projets dans les Maritimes (N.-É. / N.-B.) font face à des défis en matière de transport: l'approvisionnement de l'Alberta n'est pas viable sans une expansion importante de la capacité de transport de 4 réseaux de pipelines quasiment entièrement contractualisés (3/5)



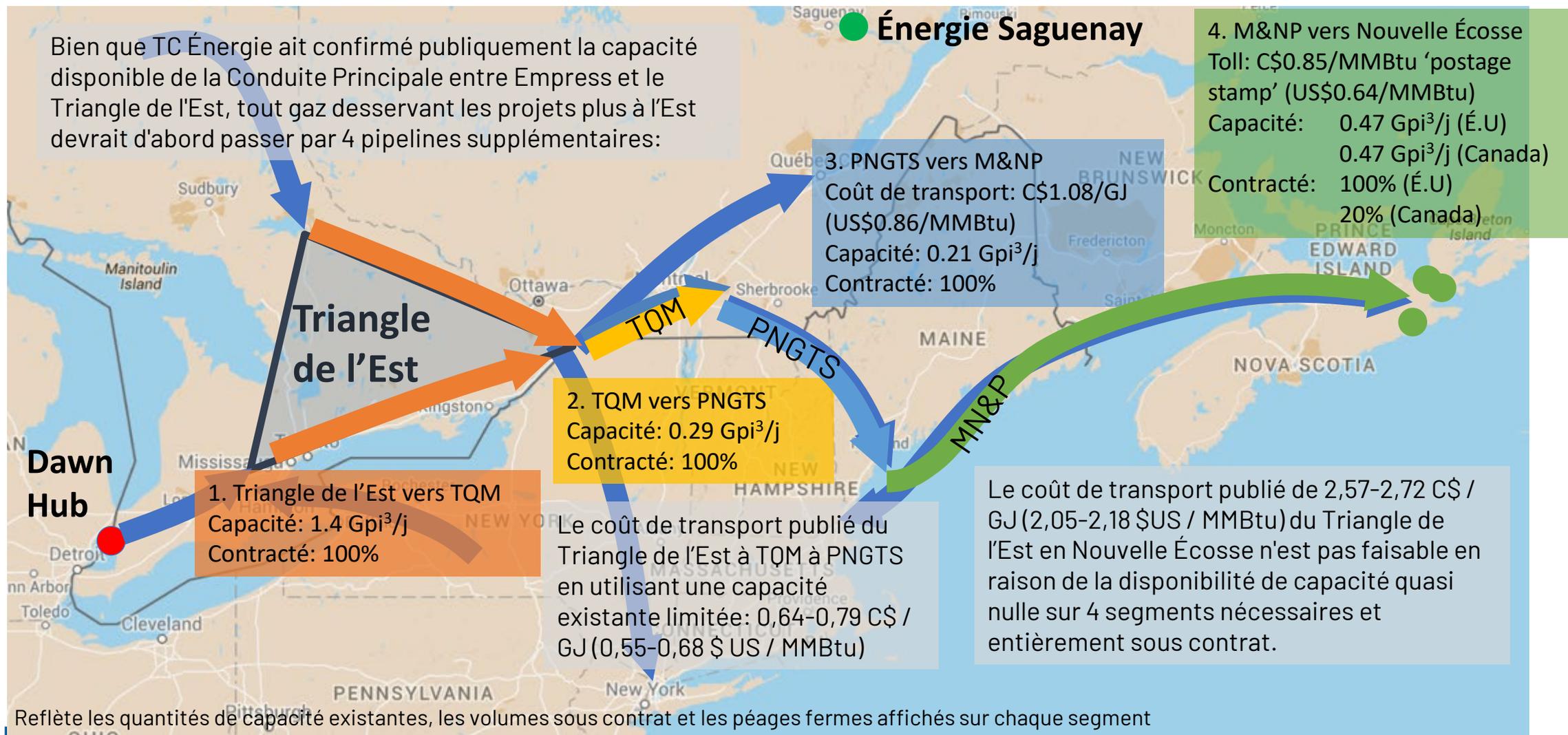
Reflète les quantités de capacité existantes, les volumes sous contrat et les péages fermes affichés sur chaque segment

# Les projets dans les Maritimes (N.-É. / N.-B.) font face à des défis en matière de transport: l'approvisionnement de l'Alberta n'est pas viable sans une expansion importante de la capacité de transport de 4 réseaux de pipelines quasiment entièrement contractualisés (4/5)

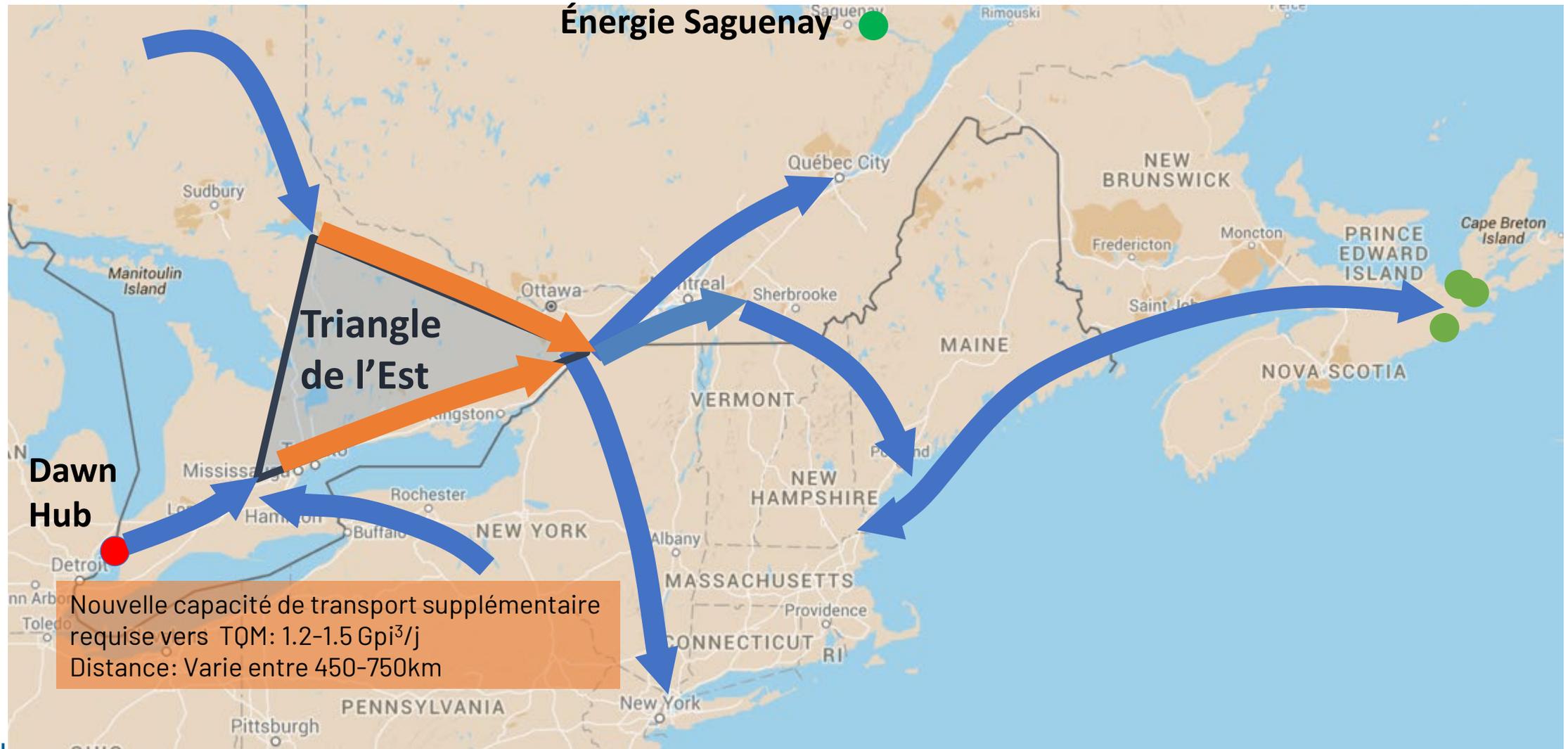


Reflète les quantités de capacité existantes, les volumes sous contrat et les péages fermes affichés sur chaque segment

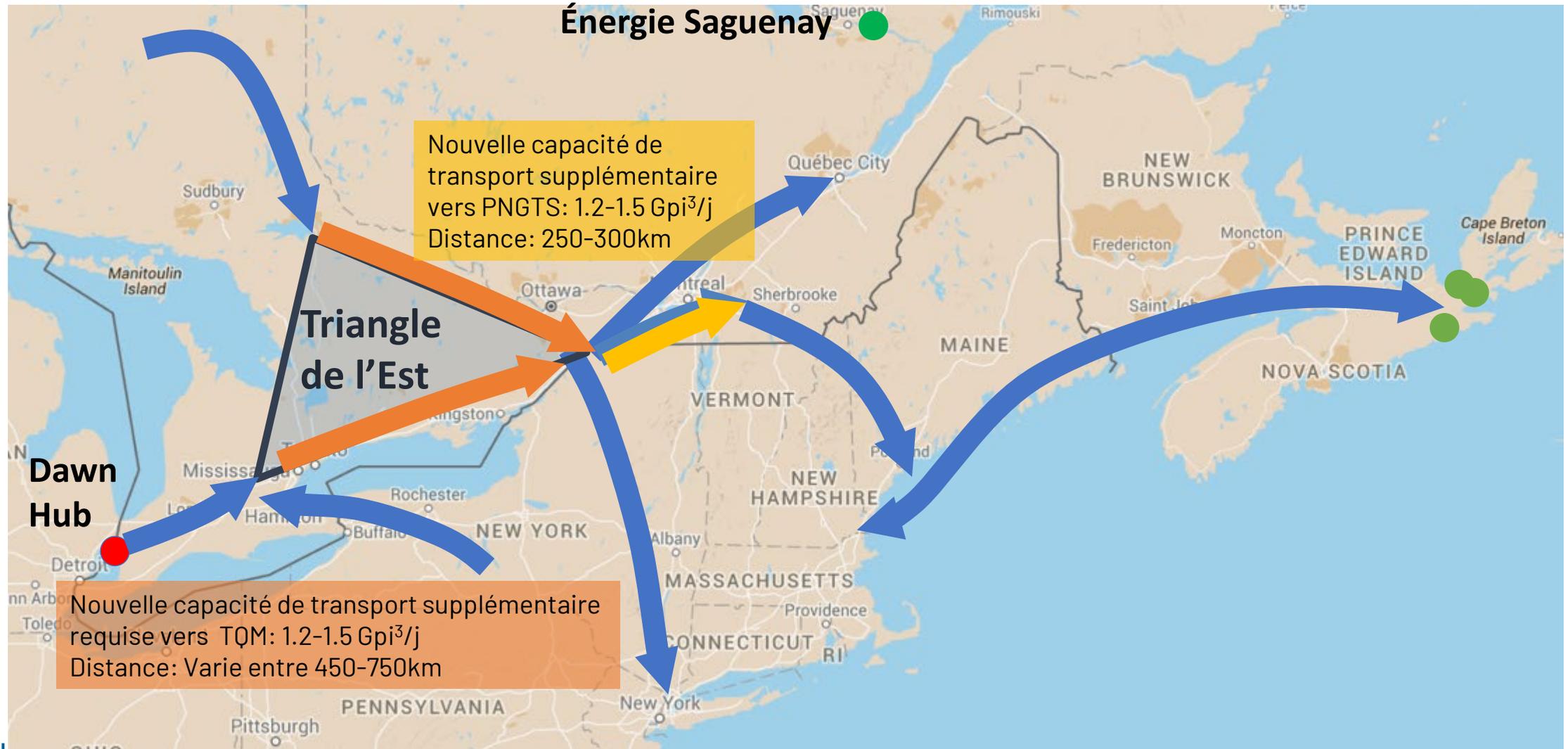
# Les projets dans les Maritimes (N.-É. / N.-B.) font face à des défis en matière de transport: l'approvisionnement de l'Alberta n'est pas viable sans une expansion importante de la capacité de transport de 4 réseaux de pipelines quasiment entièrement contractualisés (5/5)



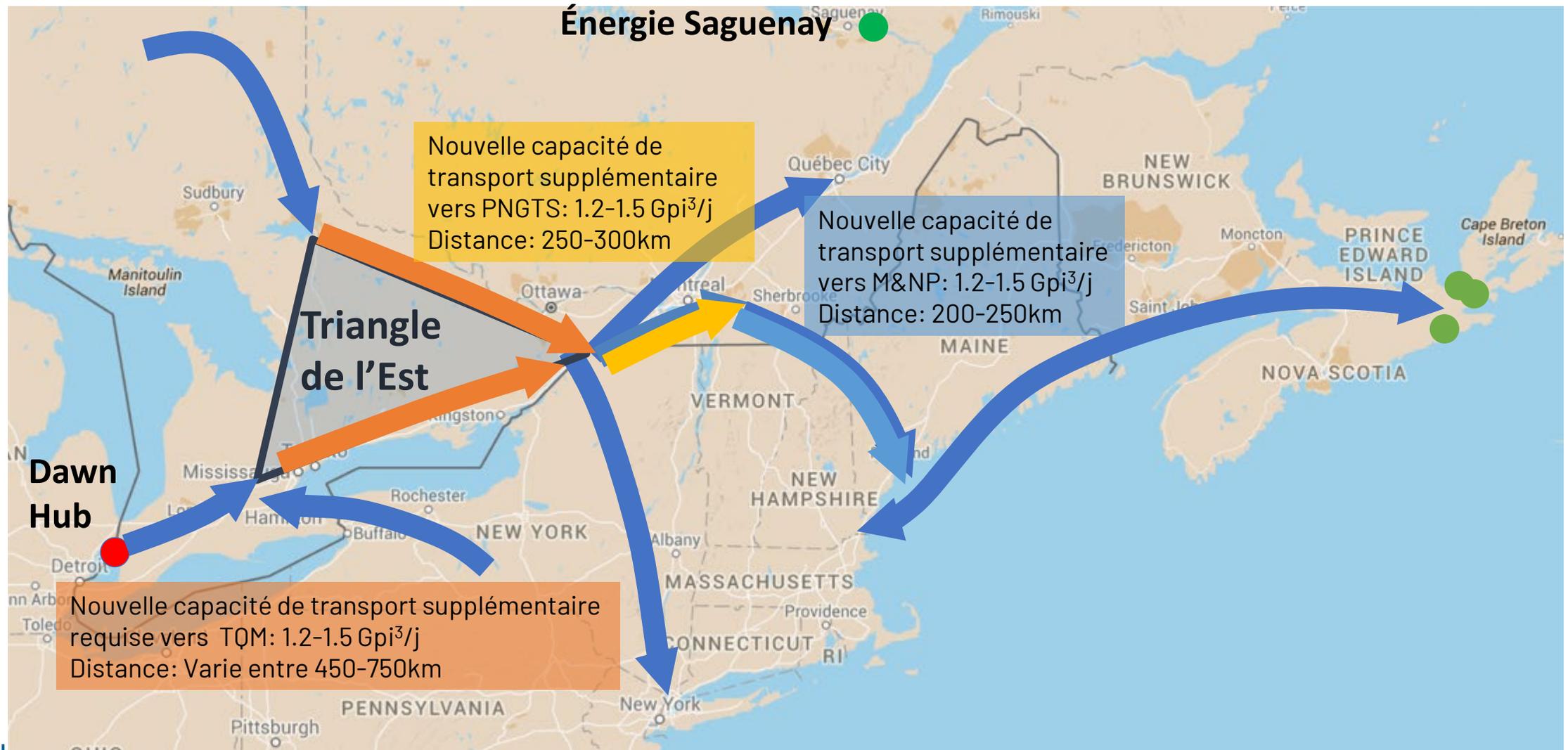
La livraison de 1,2 à 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel du BSOC à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick nécessiterait 4 nouveaux pipelines de grand diamètre dans 4 provinces canadiennes et 2 États américains (1/4)



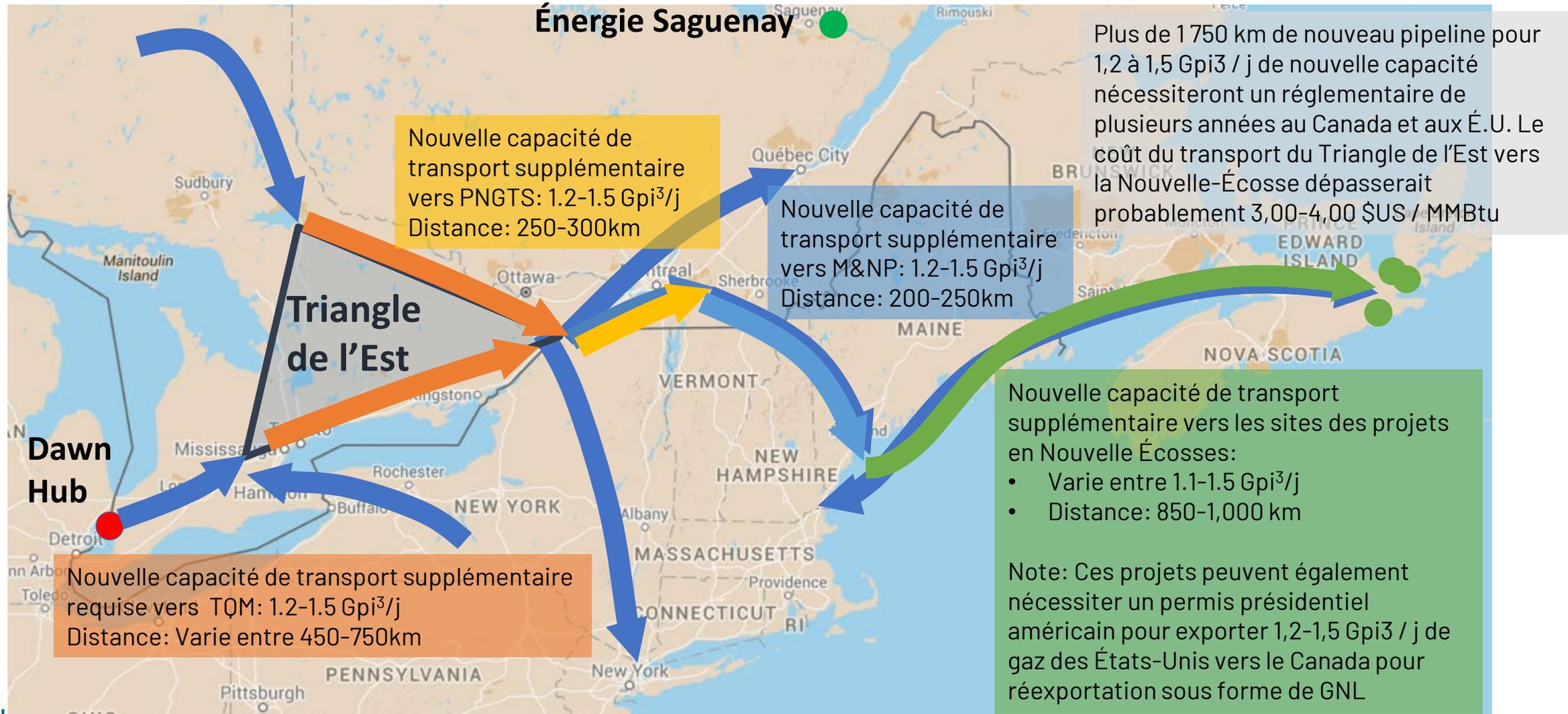
# La livraison de 1,2 à 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel du BSOC à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick nécessiterait 4 nouveaux pipelines de grand diamètre dans 4 provinces canadiennes et 2 États américains (2/4)



# La livraison de 1,2 à 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel du BSOC à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick nécessiterait 4 nouveaux pipelines de grand diamètre dans 4 provinces canadiennes et 2 États américains (3/4)



# La livraison de 1,2 à 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel du BSOC à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick nécessiterait 4 nouveaux pipelines de grand diamètre dans 4 provinces canadiennes et 2 États américains (4/4)



# Les options d'approvisionnement en gaz à long terme pour les projets de GNL proposés en NS/NB semblent être non viables et / ou d'un coût prohibitif face à la concurrence mondiale

## 1) Approvisionnement à partir de la production offshore canadienne

- Opportunité: la production offshore canadienne a culminé à 600 Mpi3 / j
- Problème: la production offshore a été arrêtée en 2018
- Alternative: aucune
- **Conclusion: non viable**

## 2) Approvisionnement à partir du nord-est des É.U.

- Opportunité: le gisement Marcellus en Pennsylvanie offre une production à faible coût
- Problème: plus de 800 km de gazoducs nécessaires à travers la Nouvelle-Angleterre (récents pipelines Kinder et Williams bloqués par les gouvernements des États), plus 1100 km supplémentaires au Canada
- Alternative: Aucune, à moins que plusieurs États américains et le DOE / FERC approuvent de nouveaux gazoducs en Nouvelle-Angleterre pour approvisionner des projets canadiens de GNL (au lieu de nouveaux gazoducs vers les marchés de Boston et de New York où l'approvisionnement est limité, que le même État de la Nouvelle-Angleterre a rejetés à plusieurs reprises)
- **Conclusion: non viable**

## 3) Approvisionnement à partir du BSOC

- Opportunité: Il existe une production abondante à faible coût dans l'ouest du Canada et la Conduite Principale de TCE a une capacité excédentaire de l'Alberta à l'Ontario
- Problème: Capacité disponible insuffisante de l'Ontario vers les provinces Maritimes via 4 réseaux de gazoducs restreints
- Alternative: plus de 1700 km de nouvelle conduite de grand diamètre sont nécessaires dans 4 provinces (et 2 États américains). Si TC Energie & Spectra terminait le processus réglementaire en 2023 pour permettre les 4 grandes extensions du système, le GNL des provinces maritimes ne pourrait probablement pas commencer à fonctionner avant 2027-2028 et le coût de transport combiné de l'Ontario à la Nouvelle-Écosse dépasserait probablement 3,00 \$ US / MMBtu
- **Conclusion: des projets incapables de rivaliser sur le marché mondial du GNL**

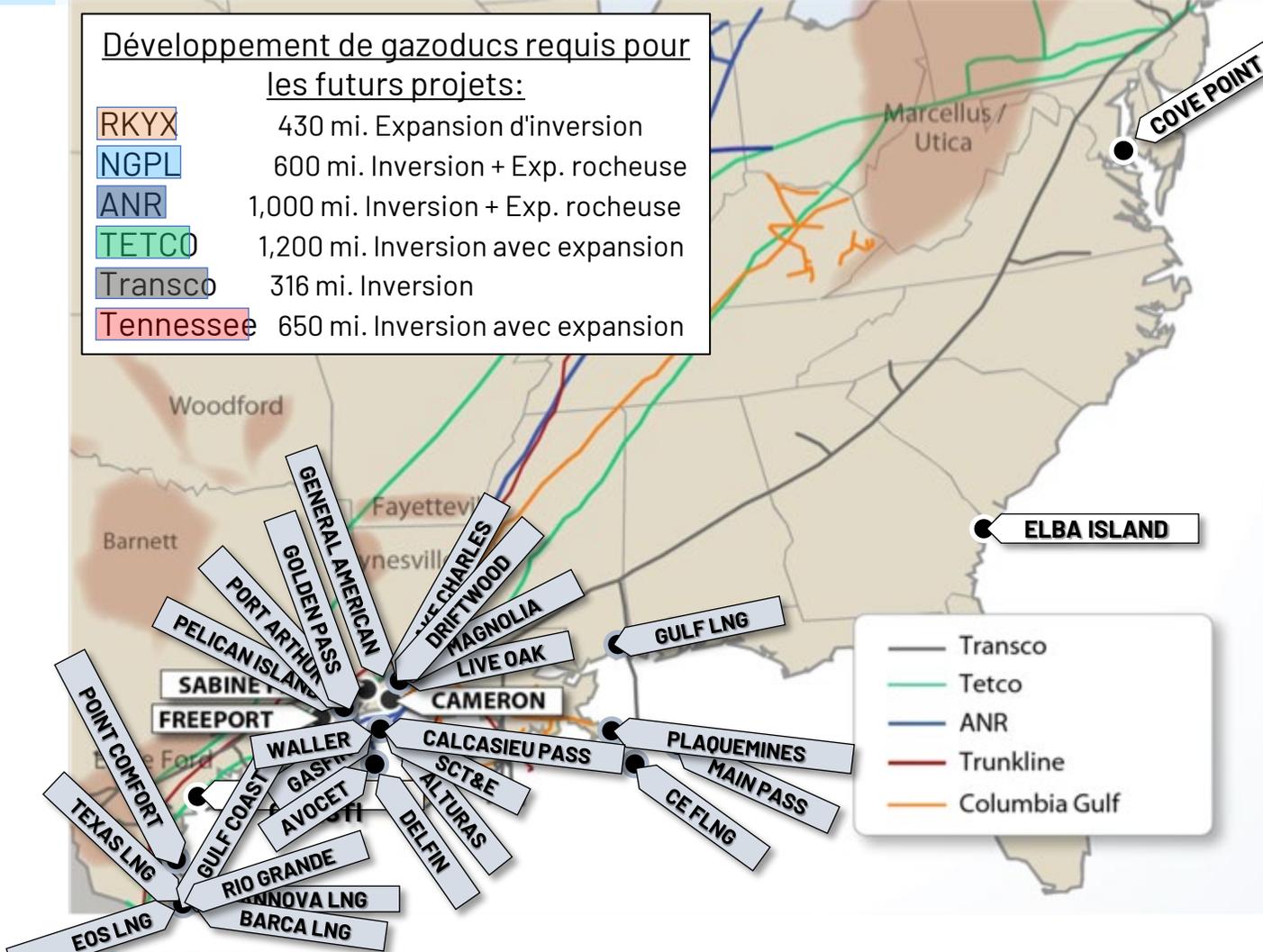


# Projets dans le Golfe du Mexique

# Les projets du golfe du Mexique aux É.-U. sont confrontés à des problèmes d'infrastructure (gazoducs) et ont du mal à se démarquer dans une région qui est saturée

Développement de gazoducs requis pour les futurs projets:

RKYX	430 mi. Expansion d'inversion
NGPL	600 mi. Inversion + Exp. rocheuse
ANR	1,000 mi. Inversion + Exp. rocheuse
TETCO	1,200 mi. Inversion avec expansion
Transco	316 mi. Inversion
Tennessee	650 mi. Inversion avec expansion



- Transco aura la capacité de livrer un maximum de 2,15 Gpi<sup>3</sup>/j aux installations d'exportation de GNL en Louisiane
- La demande totale de capacité demandée par les projets de GNL pour Transco dépasse 5,5 Gpi<sup>3</sup>/j
- TETCO aura la capacité de livrer un maximum de 1,58 Gpi<sup>3</sup>/j aux installations d'exportation de GNL en Louisiane
- La demande de capacité totale demandée par les projets de GNL pour TETCO dépasse 1,58 Gpi<sup>3</sup>/j

L'accès à de l'approvisionnement supplémentaire nécessite une inversion / une expansion sur plusieurs centaines de kilomètres de conduite principale interétatique, sans compter un problème d'expansion majeure pour les acheteurs à l'indice Henry Hub

# Énergie Saguenay offre aux acheteurs de GNL une diversification du risque par rapport aux projets du Golfe du Mexique

Type de risque	Projets dans le Golfe du Mexique
Alignement politique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Acheteurs européens à la recherche de sources d'approvisionnement diverses / sûres alors que les relations entre les États-Unis / l'Europe / l'OTAN se sont détériorées ces dernières années</li> <li>- Acheteurs européens focalisés sur des sources d'approvisionnement à plus faible empreinte carbone</li> </ul>
Risque environnemental	- Réglementation environnementale moins stricte et moins contrôlée autorisant plus de torchage et de venting. Un nouveau parti au pouvoir pourrait modifier cela, ce qui aurait un impact à la hausse sur le prix du gaz naturel
Catastrophe naturelle	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risque élevé d'ouragans / tempêtes tropicales et inondations impactant:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construction (par ex. Retards importants pour Cameron / Freeport)</li> <li>- Opérations (par exemple, les livraisons de Sabine Pass ont chuté de 90% après Harvey)</li> </ul> </li> </ul>
Risque du chenal de transport maritime	- Trafic à sens unique (Calcasieu; et même Sabine pour les plus gros navires), longs temps d'attente (6-24 heures à l'extérieur de Calcasieu), retards dus au vent (par exemple, Lake Charles), retards du au brouillard (par exemple HSC, Calcasieu), restrictions de tirant d'eau (par exemple Sabine) Pass), retards de convoi, etc.
Risque de trafic maritime	- 8 projets de GNL proposés dans à Calcasieu Pass augmenteraient et exacerberaient le trafic maritime de 400%
Risque portuaire	- Sur les 10 ports mondiaux classés comme présentant le risque le plus élevé de pertes catastrophiques, 6 sont situés sur la côte américaine du golfe du Mexique.

# Énergie Saguenay offre aux acheteurs de GNL plus d'optionalité commerciale en comparaison au Golfe du Mexique

Type de risque	Projets dans le Golfe du Mexique
Trading et optionalité de destination	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le canal de Panama espère soutenir 3 méthaniers par jour d'ici 2022, ce qui permettrait d'expédier un total combiné de 43 mtpa de GNL (versus plus de 120 mtpa de capacité en opération ou construction)</li> <li>- La poursuite de l'expansion du canal de Panama semble contestée et d'un coût prohibitif, ce qui fait du Suez (qui offre des rabais de 50% pour l'exportation de GNL vers l'Asie) une bonne alternative pour les futurs projets nord-américains. GNL Québec profitera du Canal de Suez</li> <li>- Les projets du Golfe du Mexique sont plus loin de l'Europe et de la majorité des pays asiatiques (sauf Asie de l'Est si le Canal de Panama est possible)</li> </ul>
Accès à l'Asie de l'Est	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimisation limitée via la route de navigation du canal de Panama (c'est-à-dire aucun marché de détournement important, ce qui crée peu d'options pour les acheteurs en cas de marché difficile)</li> </ul>
Indexation tarifaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les acheteurs de GNL sont déjà trop exposés à Henry Hub dans leurs portefeuilles d'approvisionnement, alors que GNL Québec offre d'autres alternatives.</li> </ul>
Différenciation du produit	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aucun moyen de différencier leur produit alors que GNL Québec est capable d'offrir le GNL le plus vert au monde</li> </ul>
Taxe carbone	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risque important que les acheteurs de GNL soient facturés de 0,25 US\$ à 1,00 US\$ de taxe sur le carbone pour le GNL provenant des États-Unis d'ici 2050 à cause des émissions de GES au site de liquéfaction, alors que GNL Québec est protégé par l'utilisation de l'hydroélectricité</li> </ul>