PLAN

D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

HORIZON 2023-2026

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE 3

INTRODUCTION 6

1 Vision long terme du contexte gazier 7

1.1 Le marché gazier au Canada et aux États-Unis 7

1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis 8

1.1.2 Contexte gazier au Canada 15

1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada 18

1.1.4 Les attentes à court et à moyen terme à l'égard du prix du gaz naturel 21

1.2 En résumé 24

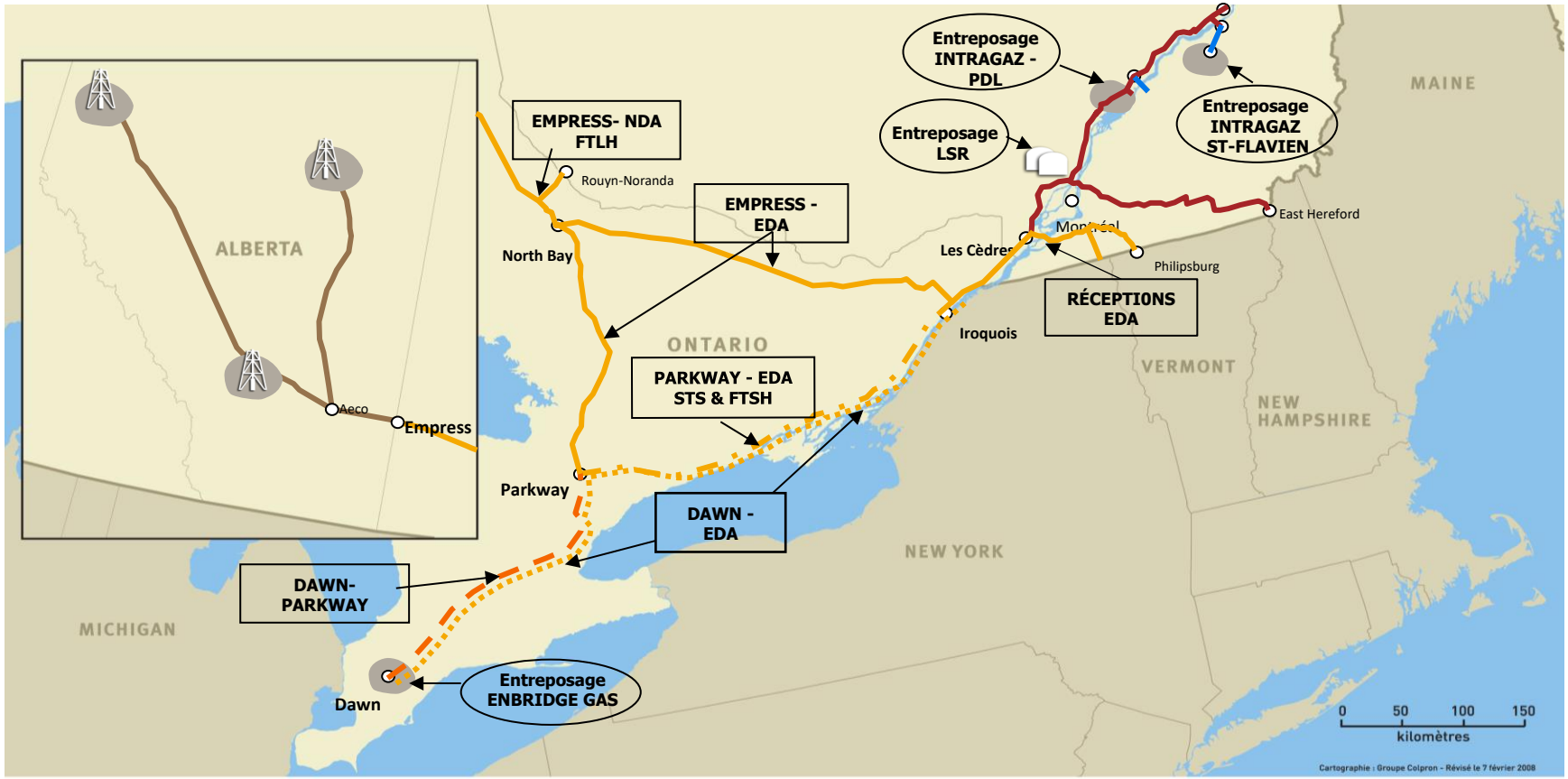
CONCLUSION 26

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
Bcf	1 milliard de pieds cubes (*Billion cubic feet*) = 28 327 840 m³
Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau principal du transporteur
FTLH	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Energir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Energir EDA/NDA
FTSH	Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Energir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Energir EDA/NDA
« Futures » contrat à terme	Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10^9 joules
GNL	Gaz naturel liquéfié
Energir EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (Eastern Delivery Area) de TCPL
Energir NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (Northern Delivery Area) de TCPL
LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
RÉC	Régie de l'énergie du Canada (anciennement l'Office national de l'énergie (ONÉ))

STS	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway et Energir EDA; ce service n'est ferme que du 1er novembre au 15 avril, inclusivement
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1



Légende

- Nova
- TCPL
- Enbridge Gas
- TQM
- Énergir

INTRODUCTION

Le plan d'approvisionnement, couvrant les années 2022-2023 à 2025-2026, est préparé par Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

Pour le développement du plan d'approvisionnement, Énergir exposera dans cette pièce la vision long terme du contexte gazier.

1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

La présente pièce introduit la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement en gaz naturel. Cette vision à l'horizon 2026 s'inscrit dans le contexte suivant :

- L'offre de gaz naturel en Amérique du Nord[1] croît à un rythme modéré au cours des prochaines années;
- Alors que la consommation domestique de gaz naturel demeure relativement stable, s'ajoute une demande de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportations de GNL qui fait augmenter la demande totale;
- L'augmentation soutenue des capacités américaines d'exportation de GNL accroît la sensibilité du prix du gaz naturel à Henry Hub aux aléas des marchés internationaux;
- Les prix du gaz naturel pourraient évoluer avec une plus grande volatilité.

1.1 LE MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

Au cours de l'année 2021, les marchés américains et canadiens du gaz naturel ont enregistré une importante remontée des prix moyens, et ce, par rapport à ceux de 2020 très certainement, mais également par rapport aux prix moyens des 5 années précédentes.

Certes, le froid polaire de février 2021 a contribué à cette hausse en augmentant substantiellement les retraits d'entreposage pour satisfaire la demande et en affectant temporairement les capacités de production de différentes énergies de plusieurs régions du centre et du sud des États-Unis. Bien que de courte durée, cet évènement a laissé des traces dans la mémoire des marchés gaziers en Amérique du Nord et alimenté leurs inquiétudes à l'égard de l'hiver 2021-2022.

À la consommation domestique observée durant l'été 2021, s'est ensuite ajoutée une demande soutenue de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportations vers l'Asie, mais également vers l'Europe en proie à une crise énergétique hors du commun. Bien que les capacités américaines de liquéfaction soient limitées avec moins de 15 % de l'ensemble de la demande aux États-Unis, les volumes de gaz naturel liquéfié depuis la fin de l'hiver 2020-2021 ont accru les pressions sur un équilibre offre/demande déjà fragile, notamment dans la région du sud des

[1] Le Canada et les États-Unis. Dans le contexte du présent document, la consommation mexicaine n'est pertinente qu'en raison des exportations américaines de gaz naturel et des pressions qu'elles exercent sur l'équilibre gazier.

États-Unis. Ces pressions ont eu pour effet de hausser les prix du gaz naturel dans cette région et ailleurs sur le continent. Compte tenu de l'augmentation projetée des capacités américaines de liquéfaction et d'exportations, les pressions découlant de ces activités devraient s'accentuer au cours des prochaines années et ainsi accroître davantage la volatilité et le niveau des prix moyens du gaz naturel sur le continent.

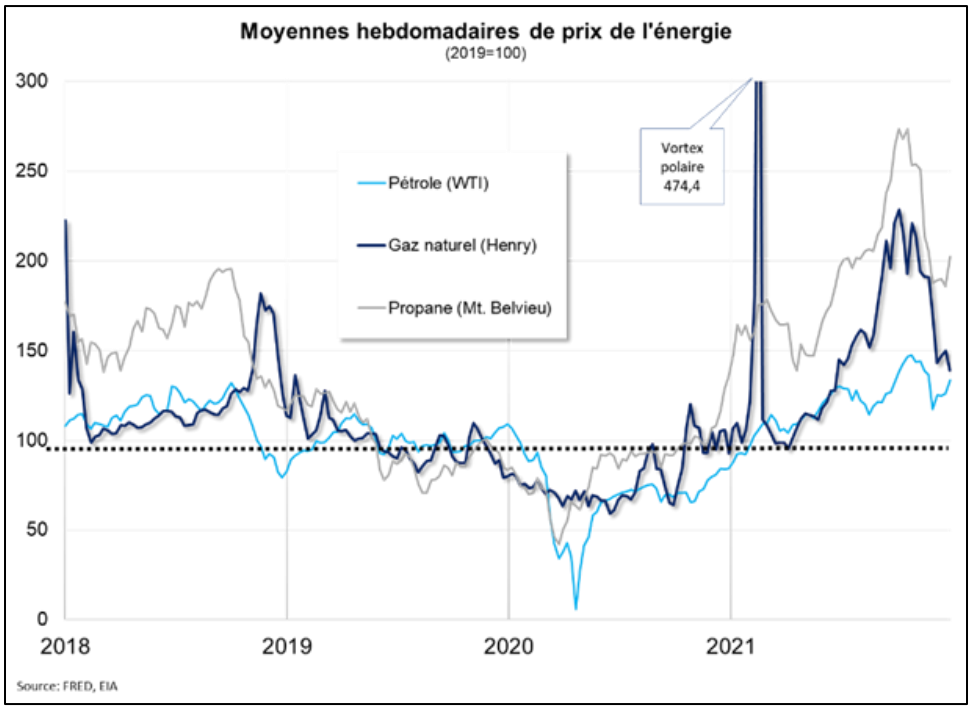
Malgré ce nouveau contexte, l'abondance des réserves de gaz naturel, la proximité et la productivité des bassins de production et l'importance des réseaux de distribution contribuent à maintenir un équilibre de marché capable de satisfaire les besoins à plus long terme et à des prix compétitifs.

1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

Production

Avec la reprise économique de 2021 et le contexte géopolitique en Europe, les prix du pétrole ont significativement remonté par rapport à leur niveau d'avant la pandémie. Il en est de même pour le propane dont les prix sont largement stimulés par la forte demande internationale et le gaz naturel dont l'évolution est plutôt dictée par des enjeux continentaux et les aléas climatiques.

Graphique 1



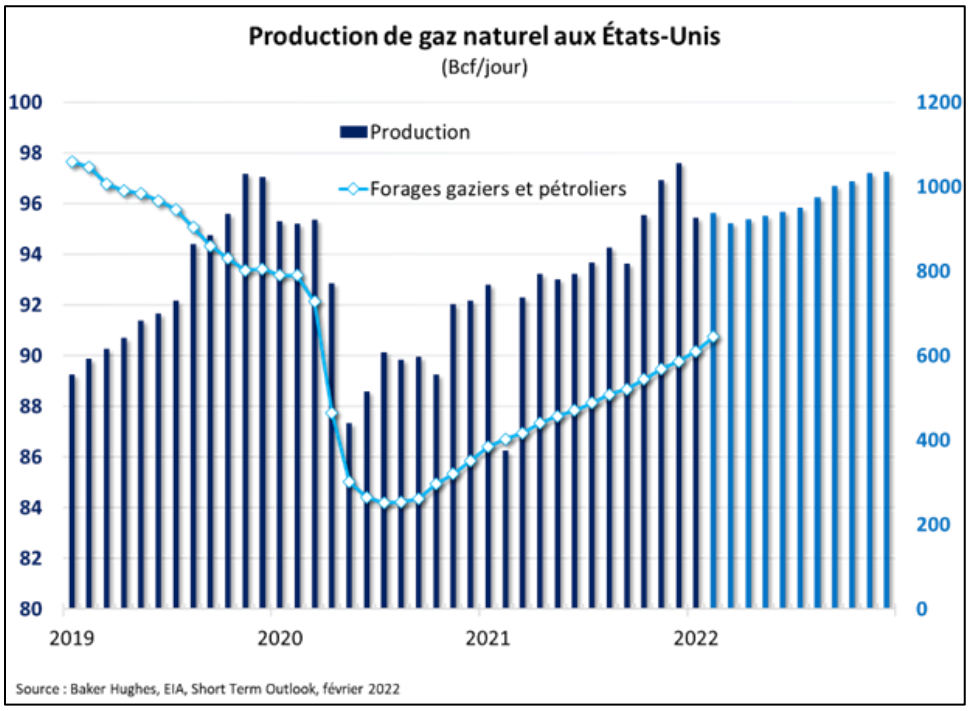
En constante augmentation jusqu'à la fin de 2019, la production de gaz naturel aux États-Unis a enregistré un important repli au cours de l'année 2020. La faiblesse des prix du gaz naturel découlant d'un hiver 2019-2020 moins froid et ensuite des effets de la pandémie sur l'activité économique, les prix du pétrole et les volumes des exportations américaines de GNL ont contribué à ce repli.

Avec la remontée des prix du gaz naturel en 2021, la production de gaz naturel s'est réinscrite sur le sentier de la croissance à un rythme toutefois plus modeste que par le passé. En effet, malgré la hausse des prix et l'amélioration de la rentabilité qui en découle, une majorité de producteurs pétroliers et gaziers maintiennent le cap sur l'assainissement de leur bilan financier et le contrôle des investissements. Avec la faiblesse des activités de forage en lien avec le contrôle des dépenses d'investissements, les niveaux de production se sont appuyés sur une productivité plus grande et la mise en service de puits déjà forés, mais jamais complétés.

Entre 2020 et 2021, la production totale de gaz naturel aux États-Unis a augmenté d'environ 7 % pour se situer à quelque 93,5 Bcf/jour. À la fin de janvier 2022, le nombre

de forages pétroliers ou gaziers aux États-Unis atteignait les 610 unités, soit son plus haut niveau depuis mars 2020.

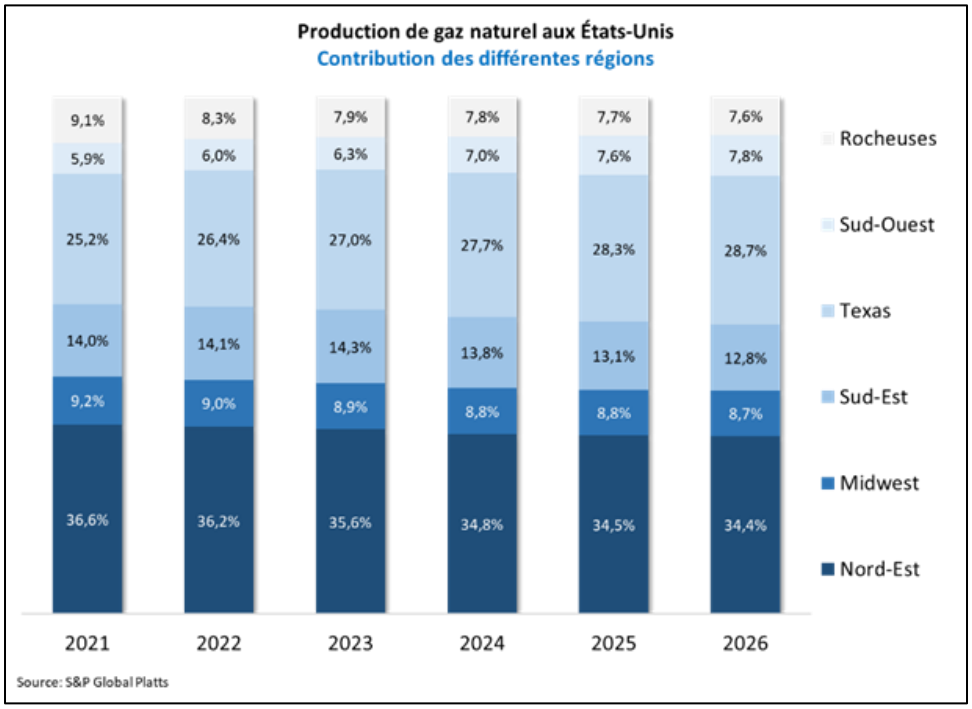
Graphique 2



L'*Energy Information Agency* (EIA) estime que la production de gaz naturel aux États-Unis devrait croître annuellement de 1,8 % en moyenne, pour atteindre 102,1 Bcf/jour en 2026.

Cette croissance de la production serait principalement concentrée dans les régions du Texas et du Sud-Ouest, deux régions dotées d'importants bassins pétroliers, notamment le bassin Permian.

Graphique 3



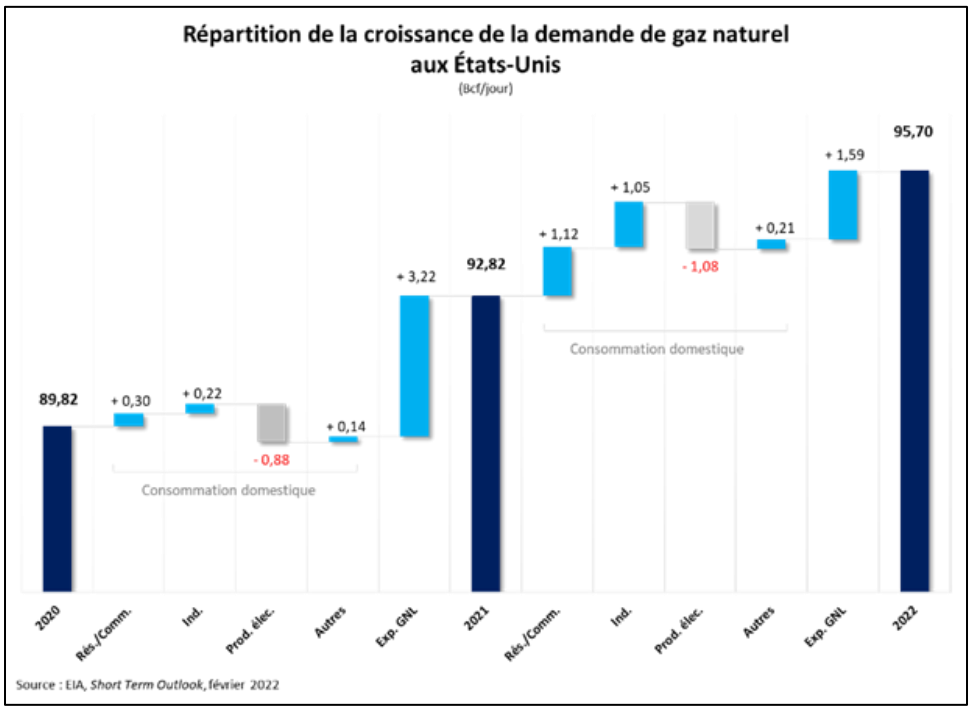
Dans la région du nord-est des États-Unis, les bassins Marcellus et Utica augmentent légèrement leur production, mais voient leur part du total diminuer légèrement. Il apparaît que de plus en plus des capacités de transport des pipelines vers la Nouvelle-Angleterre et le sud des États-Unis atteignent des maximums qui limitent la capacité de ces bassins à combler davantage les besoins croissants de ces régions.

<u>La demande</u>

Alors que la production se relève lentement, la consommation de gaz naturel aux États-Unis se révèle relativement stable, et ce, malgré l'augmentation des prix de cette ressource et l'ajout de capacités de production électrique à partir d'énergies renouvelables. Pour les secteurs *Résidentiel*, *Commercial* et *Production électrique*, les variations observées et prévues de leur niveau de consommation découlent essentiellement des températures réelles et des prévisions qui sont faites pour les prochaines périodes. En revanche, la consommation du secteur *Industriel* se révèle plutôt sensible à l'activité économique domestique et internationale.

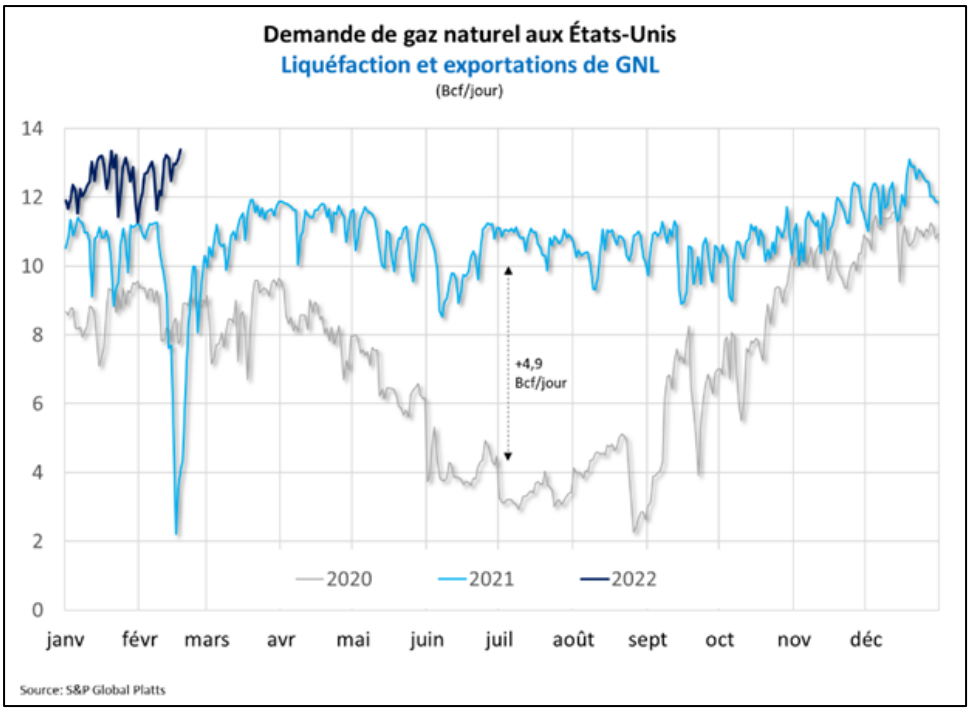
En ajoutant la demande de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportations, on obtient une demande américaine totale qui s'élève à près de 93 Bcf/jour pour l'ensemble de 2021, soit une hausse de 3,3 % par rapport à 2020.

Graphique 4



Ce sont ces exportations de GNL qui stimulent la croissance de cette demande totale, qui pèsent sur l'équilibre de marché et les entreposages et qui ont le plus contribué à la hausse des prix du gaz naturel depuis la fin de l'hiver 2020-2021. Entre 2020 et 2021, les exportations américaines de GNL ont augmenté de 3,22 Bcf/jour, soit plus de 49 %. Or, la force de la demande de gaz naturel à des fins de liquéfaction exerce des pressions sur l'équilibre continental, mais surtout sur celui de la région du Centre-Sud des États-Unis où se trouve l'essentiel des capacités d'exportations.

Graphique 5



À l'horizon de 2026, la consommation domestique de gaz naturel devrait afficher une légère croissance avec une demande industrielle qui compense la baisse de la demande de gaz naturel pour la production électrique.

L'EIA affirmait en 2021 que la part du gaz naturel dans la production électrique devrait tout de même se maintenir à 36 % à l'horizon 2050, au fur et à mesure du retrait des capacités de production électrique à partir du charbon et du nucléaire.

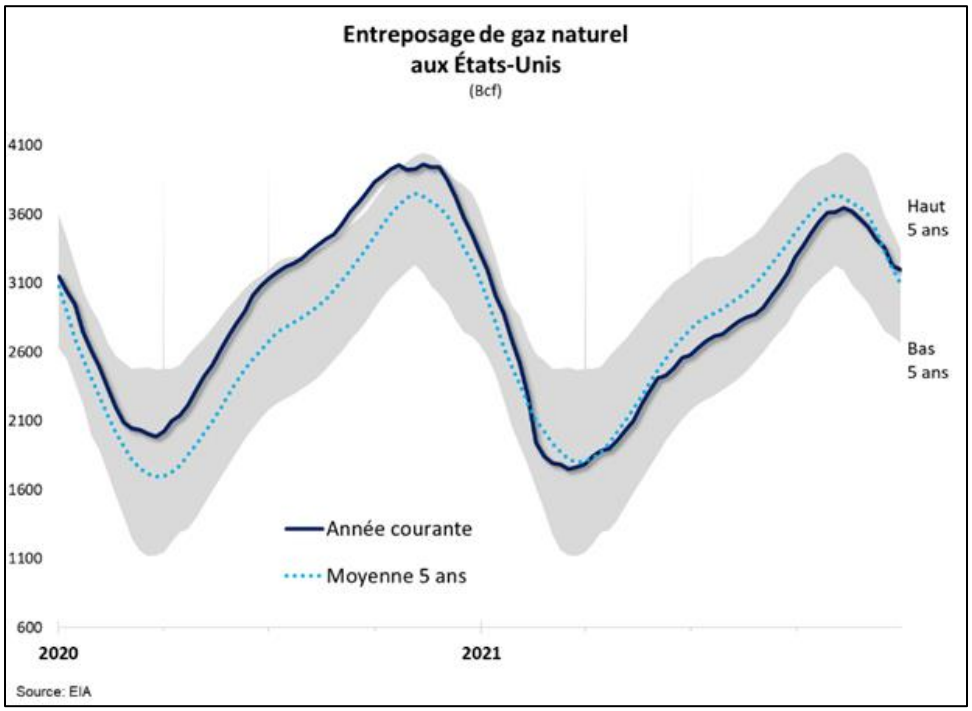
Or, ce qui donne un véritable élan à la demande totale de gaz naturel, ce sont les besoins des terminaux de liquéfaction et d'exportations de GNL actuellement en opération aux États-Unis et des terminaux qui s'ajouteront au cours des prochaines années. Puisque la croissance de la consommation domestique demeure inférieure à celle de l'offre, le marché nord-américain fait en sorte de libérer des volumes de gaz naturel pouvant être exportés par pipeline vers le Canada et le Mexique particulièrement, ou sous la forme de GNL vers l'Asie et l'Europe notamment. Toutefois, dans le contexte d'une production qui se relève moins rapidement, ces exportations font ensuite pression sur les prix qui s'ajustent à la hausse et deviennent plus volatiles.

À partir de la liste des projets de liquéfaction qui ont obtenu les autorisations de la part des autorités américaines, l'on estime que d'ici 2027, les capacités de liquéfaction du gaz naturel à des fins d'exportations pourraient atteindre les 16 Bcf/jour.

Entreposage de gaz naturel

L'entreposage de gaz naturel est un élément essentiel de l'arrimage entre la production et la demande. L'entreposage est nécessaire à des fins d'optimisation opérationnelle, mais également pour satisfaire les besoins énergétiques en période d'hiver lorsque la demande excède la production. Ainsi, au fil de l'évolution des retraits et des injections, les niveaux d'entreposage peuvent contribuer à rassurer ou inquiéter le marché des prix à terme pour les mois ou les saisons à venir. Au cours des dernières années, les niveaux d'entreposage à l'échelle nationale ou régionale se sont donc avérés comme ayant une influence certaine sur la valeur et la volatilité des prix à terme.

Graphique 6



Au cours de l'année 2021, les températures froides de février et la forte demande estivale de gaz naturel à des fins de liquéfaction ont contribué à affaiblir les niveaux de gaz naturel en entreposage par rapport à 2020. Pour l'ensemble des États-Unis, les entreposages de

gaz naturel ont totalisé 3 644 Bcf à la mi-novembre 2021, soit une baisse de 7,9 % par rapport au niveau historiquement élevé de novembre 2020. Également inférieur à la moyenne des cinq dernières années, le niveau des entreposages aux États-Unis n'a pas été en mesure de rassurer complètement les marchés face à l'équilibre offre/demande anticipé pour l'hiver 2021-2022. Cette inquiétude des marchés s'est reflétée sur les prix à terme du gaz naturel tout au long du deuxième semestre de 2021 et au cours du dernier hiver.

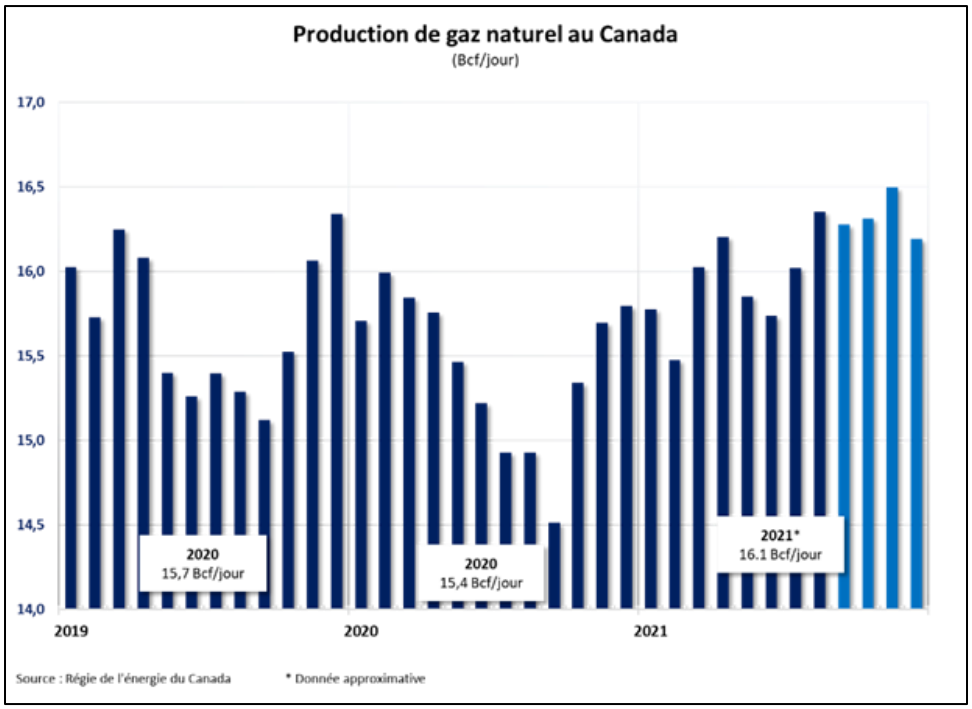
1.1.2 Contexte gazier au Canada

Sur une base annuelle, la production totale de gaz naturel au Canada s'est avérée plus stable que la production américaine en 2021. S'appuyant sur des activités de forage saisonnières, la production de gaz naturel de l'Ouest canadien évolue notamment sous l'influence des prix régionaux qui découlent du niveau de la consommation domestique et de la demande américaine, ainsi que des contraintes de transport vers les lieux de consommation et d'entreposage.

Entre 2019 et le début de l'hiver 2021-2022, la résolution temporaire d'enjeux liés aux services interruptibles et à l'entreposage avait favorisé une augmentation de la production gazière dans l'Ouest, un certain relèvement des prix du gaz naturel dans l'Ouest canadien près des moyennes continentales ainsi qu'une baisse significative de leur volatilité.

Au cours de la saison d'injection de 2021, la production canadienne s'est avérée plutôt solide en se situant à quelque 16,1 Bcf/jour en moyenne, soit 6,2 % de plus que pour la même période en 2020. L'augmentation des niveaux de production près des capacités limites du réseau de transport albertain a réintroduit une volatilité des prix qui ne saurait s'atténuer tant que les capacités de transport à l'intérieur de l'Alberta ne seront pas augmentées.

Graphique 7



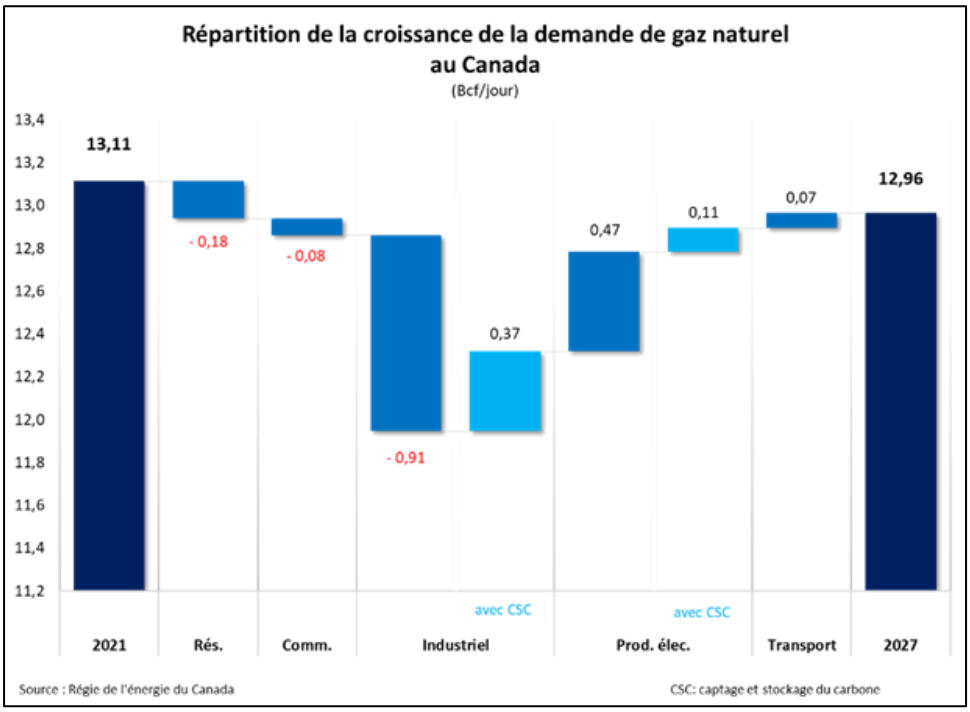
Dans son rapport *Avenir énergétique du Canada en 2021*[2], la Régie de l'énergie du Canada (RÉC) prévoit une production canadienne de gaz naturel qui pourrait s'avérer stable selon un scénario d'évolution des politiques énergétiques (Évolution) ou croître de 4,1 % à l'horizon 2027 advenant le maintien des politiques actuelles. Quel que soit le scénario, la RÉC prévoit que cette production sera stimulée par le début des exportations canadiennes de GNL, dont le niveau passerait de 0,3 Bcf/jour vers 2024 à 1,84 Bcf/jour en 2027. Vers 2040, la RÉC estime que les exportations canadiennes de GNL représenteront près du tiers de la production canadienne totale selon le scénario Évolution ou près de 25 % dans un scénario de maintien des politiques actuelles.

Selon ce même scénario Évolution, la consommation canadienne de gaz naturel demeure relativement stable entre 2021 et 2027. La baisse de consommation des secteurs *Résidentiel*, *Commercial* et *Industriel* est compensée par une augmentation de la consommation de gaz naturel pour la production électrique. Toutefois, à compter de 2023,

[2] RÉC, *Avenir énergétique du Canada en 2021*.

la demande totale de gaz naturel amorce une lente descente avec un total de 13,6 Bcf/jour, pour ne représenter que 8,3 Bcf/jour en 2050.

Graphique 8



Il est intéressant de noter que la RÉC incorpore une prévision de la demande de gaz naturel accompagnée de mesures de captage et de stockage de carbone (CSC). Inexistante en 2023, la demande de gaz naturel accompagnée de CSC représente 0,48 Bcf/jour en 2027.

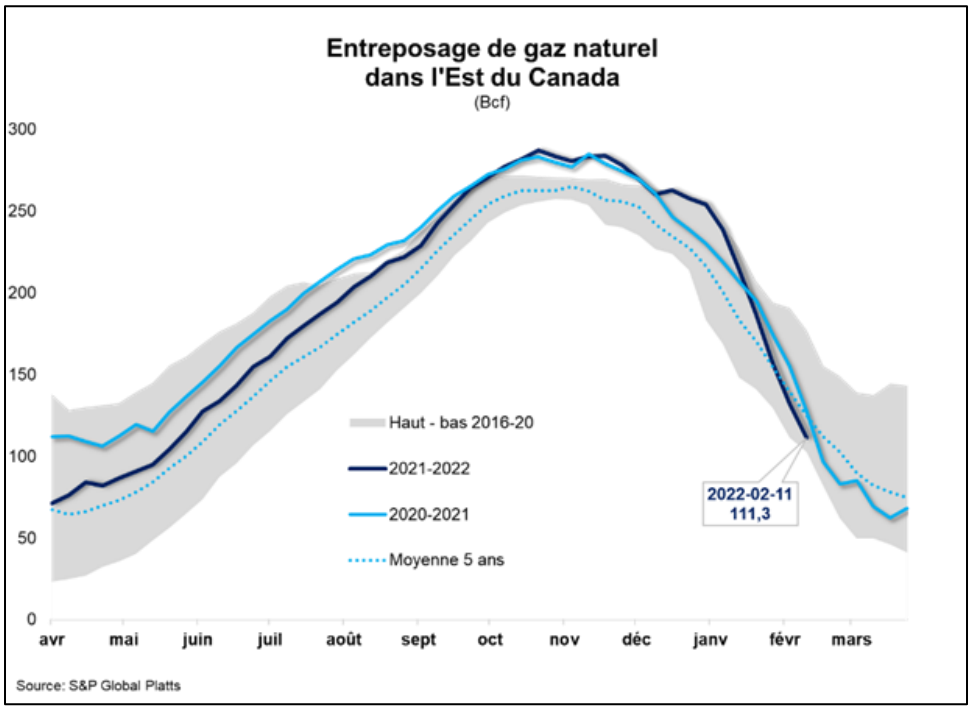
<u>Entreposage de gaz naturel</u>

Dans l'Est du Canada, l'hiver 2021-2022 s'est amorcé avec des entreposages estimés à 287,2 Bcf, soit un niveau jamais atteint dans cette région. De surcroît, des températures au-dessus des normales en décembre 2021 ont contribué à limiter les retraits et à retenir le niveau des entreposages de l'Est du Canada au-dessus des moyennes historiques jusqu'au début de janvier 2022.

Par la suite, les températures froides de janvier et d'une partie de février 2022 ont entraîné d'importants retraits durant cette période par rapport à la période équivalente en 2021.

Les retraits totaux sont en hausse de 39 %, ce qui amène le niveau des entreposages dans l'Est du Canada sous la moyenne des 5 dernières années.

Graphique 9



Dans le contexte gazier nord-américain caractérisé par une forte demande de gaz naturel relativement à l'offre, le niveau élevé des entreposages dans l'Est Canada ne peut à lui seul effacer l'inquiétude des marchés à l'égard d'un hiver 2021-2022 qui pouvait se révéler aussi froid que le précédent. À Dawn, le niveau élevé des entreposages dans l'Est canadien aura néanmoins contribué à atténuer les effets de certains des chocs nationaux ou régionaux sur les prix du gaz naturel.

1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada

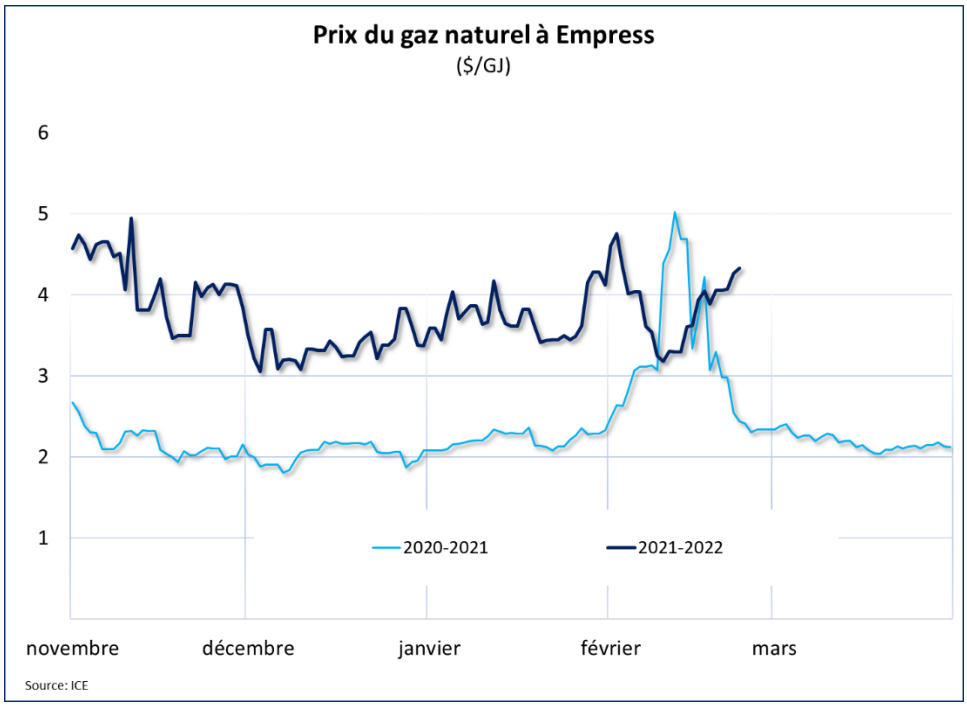
Les graphiques 10, 11 et 12 présentent les prix à Empress, à Dawn ainsi que le différentiel de prix pour l'hiver 2021-2022, de même que pour l'hiver 2020-2021.

Les prix observés durant les trois premiers mois de l'hiver 2021-2022 sont en hausse par rapport à ceux observés au cours de l'hiver précédent. Depuis l'été 2021, le marché gazier compose avec un équilibre offre/demande qui fait une pression à la hausse sur les prix. À

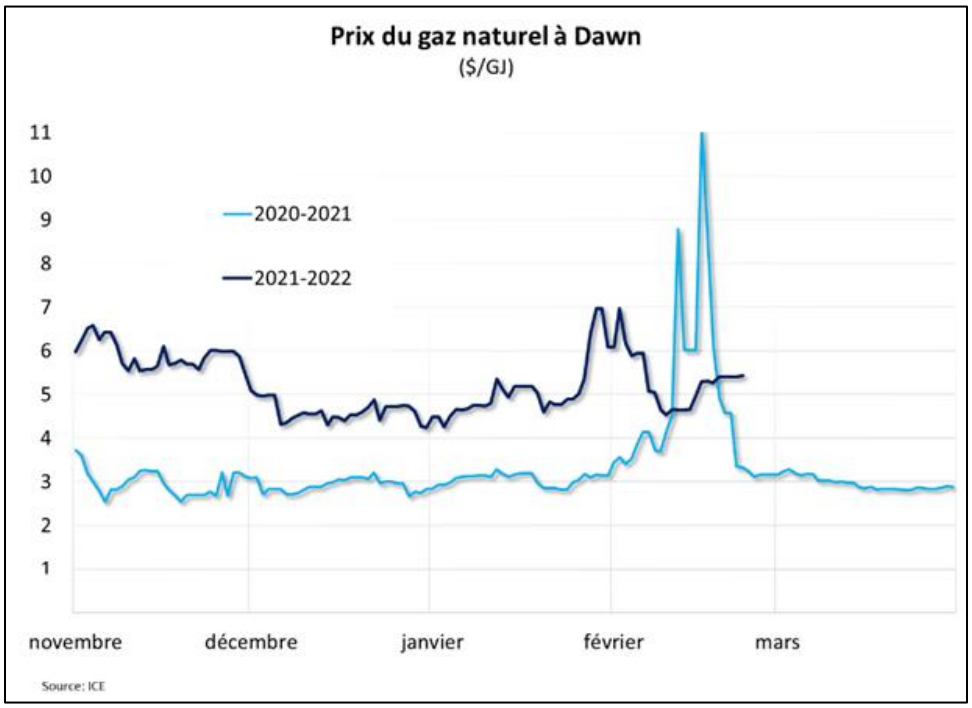
cela s’est ajoutée une certaine inquiétude à l’égard de l’hiver 2021-2022 et d'un retour possible de périodes de froid intense alors que les niveaux d’entreposage aux États-Unis sont près des moyennes historiques, mais sous les niveaux de 2021. L’écart entre les prix observés actuellement et ceux de l'hiver 2020-2021 témoigne de ce contexte pour le moins particulier et semble indiquer que les marchés gardent en mémoire le vortex polaire ayant sévi en plein centre du continent au cours du mois de février 2021.

En moyenne, du 1er novembre 2021 au 31 janvier 2022, les prix spot du gaz naturel à Empress et à Dawn ont été de 2,99 $/GJ et de 5,19 $/GJ respectivement, en hausse de près de 73 % par rapport à leur niveau moyen pour la même période l’an dernier.

Graphique 10

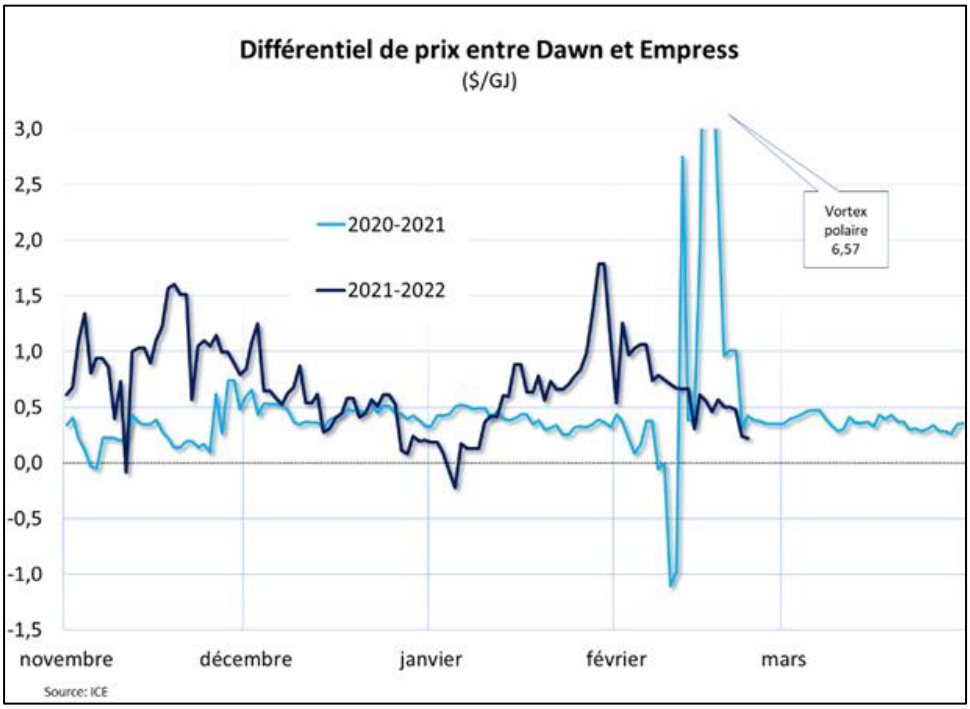


Graphique 11



Pour les trois premiers mois de l'hiver 2021-2022, le différentiel de prix entre Empress et Dawn s'est élevé à 0,70 $/GJ, en baisse de 89 % par rapport à la même période l'an dernier. En plus d'être affecté par les dynamiques de marché sur le continent, l'écart entre Empress et Dawn est également influencé par le niveau de congestion sur le réseau gazier en Alberta. Les investissements prévus[3] pour accroître les capacités de transport sur ce réseau devraient donc contribuer à réduire ce différentiel de prix.

Graphique 12



1.1.4 Les attentes à court et à moyen terme à l'égard du prix du gaz naturel

D'ici la fin de l'hiver 2021-2022, les prix du gaz naturel demeurent largement tributaires de l'évolution des températures et de ses effets sur la demande et parfois sur la production lorsque les températures sont nettement sous les normales. À ce moment-ci de l'hiver, plusieurs des outils d'approvisionnement ont été utilisés et les niveaux d'entreposage ont évolué au gré des retraits pour satisfaire la demande. Dans ce contexte, toutes prévisions

[3] https://www.tcenergy.com/operations/natural-gas/2021-ngtl-system-expansion/.

de température froide exacerbent la volatilité des prix de la fourniture sur les marchés. L'hiver actuel en est un très bon exemple.

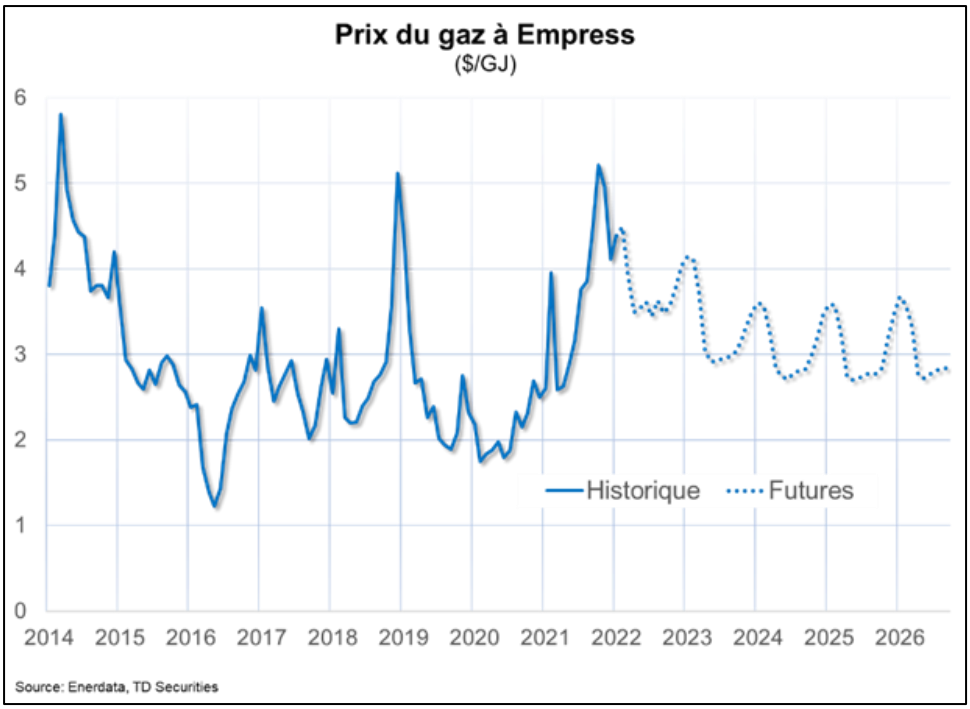
Malgré les enjeux qui ont touché le marché du gaz naturel, notamment un relèvement significatif des prix, celui-ci demeure en bonne santé et procure des prix relativement bas et compétitifs. La demande de gaz naturel s'avère solide sur le continent et ailleurs dans le monde, alors que la production américaine s'élève lentement, mais sûrement.

Alimentés par les effets d'une croissance des exportations américaines de GNL sur l'équilibre gazier du Centre-Sud des États-Unis, les prix continentaux du gaz naturel semblent destinés à évoluer près d'une moyenne de prix plus élevée que celles que nous avons observées au cours des dernières années. Sous l'effet de certaines réalités qui leur sont propres, certains prix régionaux pourraient évoluer avec plus ou moins de volatilité par rapport aux prix de références, notamment à Henry Hub. À Dawn notamment, l'on note des prix spot inférieurs à Henry Hub, et ce, même en période hivernale.

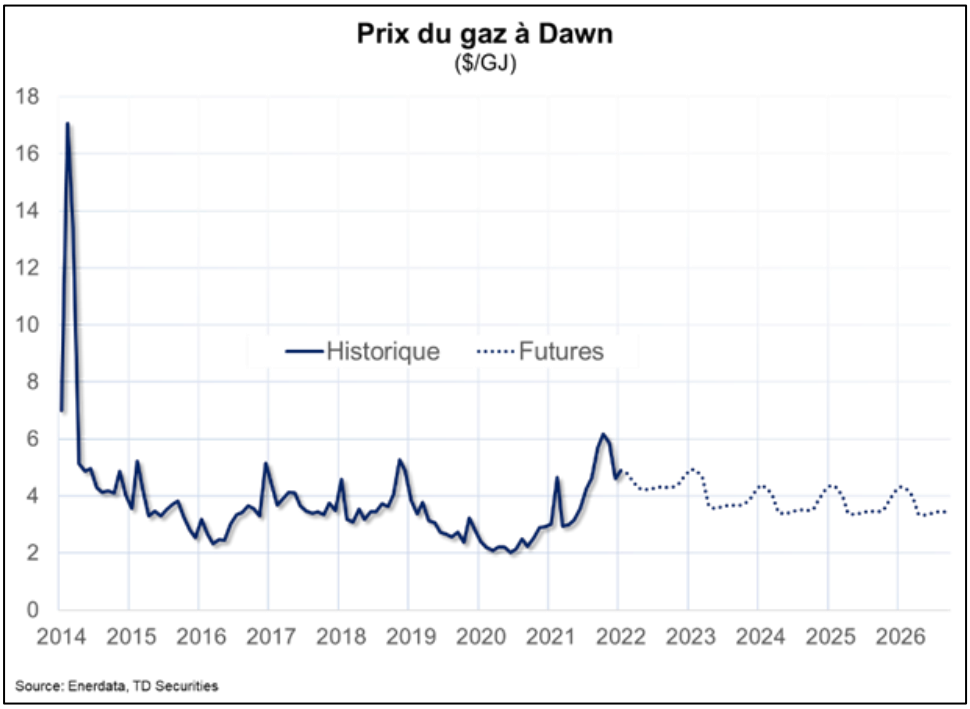
À moyen terme, l'EIA prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub vers des moyennes annuelles se situant entre 3,50 $US/MMBtu et 4 $US/MMBtu (soit entre 4,15 $/GJ et 4,75 $/GJ). Étant donné le faible écart et la forte corrélation entre le prix à Henry Hub et celui à Dawn, cette perspective de prix peut aisément se transposer à Dawn et à d'autres carrefours de prix en Amérique du Nord.

Les graphiques suivants présentent la moyenne mensuelle des prix du gaz naturel à Empress et à Dawn, ainsi que les prix « Futures » au 5 janvier 2022.

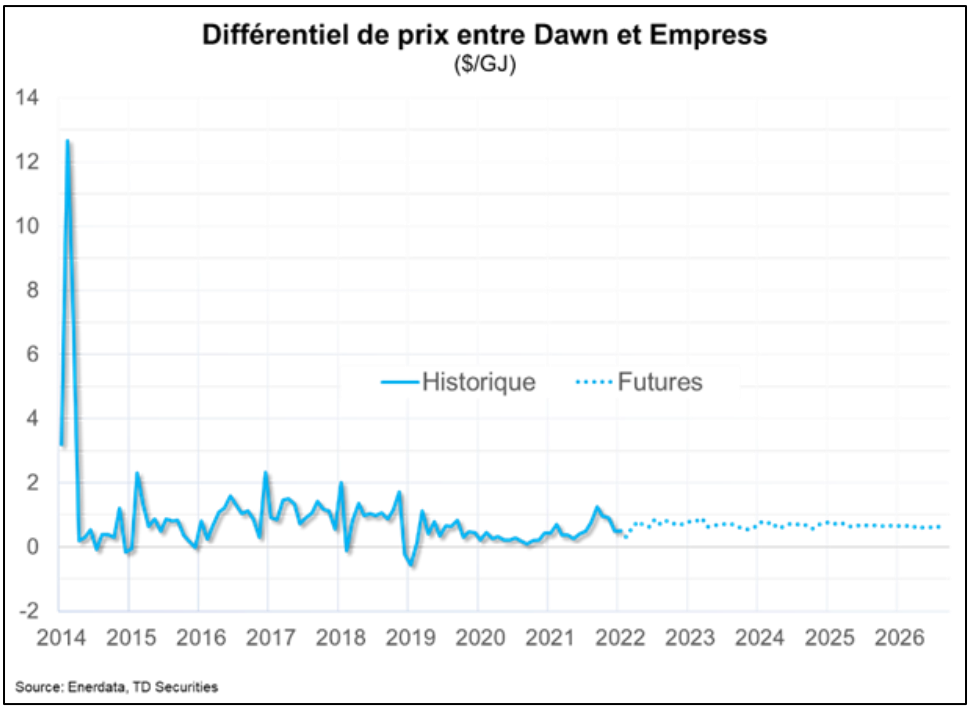
Graphique 13



Graphique 14



Graphique 15



Les prix « Futures » à Empress et à Dawn se situent sous les moyennes historiques de 2,78 $/GJ et 3,23 $/GJ des prix observés au cours des trois dernières années. Quant au différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de 0,67 $/GJ sur la période de 2022 à 2026.

1.2 EN RÉSUMÉ

Confronté à des enjeux qui lui sont propres, le marché gazier nord-américain bénéficie d'une infrastructure unique qui lui permet encore aujourd'hui d'offrir un gaz naturel à des prix compétitifs et nettement moins volatiles qu'ailleurs dans le monde.

Ce marché s'est encore une fois montré résilient vis-à-vis les différents chocs survenus en 2021. Dans le contexte d'un équilibre offre/demande plus tendu, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont évolué à la hausse, en dents de scie, mais certainement vers une nouvelle fourchette de prix qui ne devrait toutefois pas compromettre la compétitivité des prix du gaz naturel vis-à-vis des autres énergies.

Bien qu'ayant repris le sentier de la croissance, la production de gaz naturel en Amérique du Nord demeure influencée par la prudence financière des producteurs, mais également par certaines contraintes de transport qui se dessinent entre certaines régions. Une amélioration de la productivité et la reprise des activités de forage contribueront à soutenir une production plus forte vis-à-vis une demande totale qui s'élève sous l'impulsion des exportations de GNL.

Plus près du marché québécois, la contribution des bassins de production des Appalaches et l'important réseau de transport qui les relie au Midwest et au carrefour de Dawn assurent une sécurité d'approvisionnement offrant des prix relativement faibles, moins volatils et, dans une certaine mesure, plus isolés des impacts que peuvent avoir les marchés mondiaux sur l'équilibre des prix dans le sud des États-Unis, près des marchés de consommation et d'exportation.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie :

- **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2023-2026, incluant la présente vision long terme du contexte gazier.**