

PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER  
VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

HORIZON 2024-2027

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE .....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>6</b>
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 .....	13
1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada .....	15
1.1.4 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel .....	18
1.2 Les tendances sur le marché du gaz de source renouvelable (GSR).....	21
1.2.1 Un contexte de forte compétition.....	22
1.2.2 Production de GNR.....	23
1.2.2 Usages et valorisations.....	27
1.3 En résumé.....	35
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>36</b>

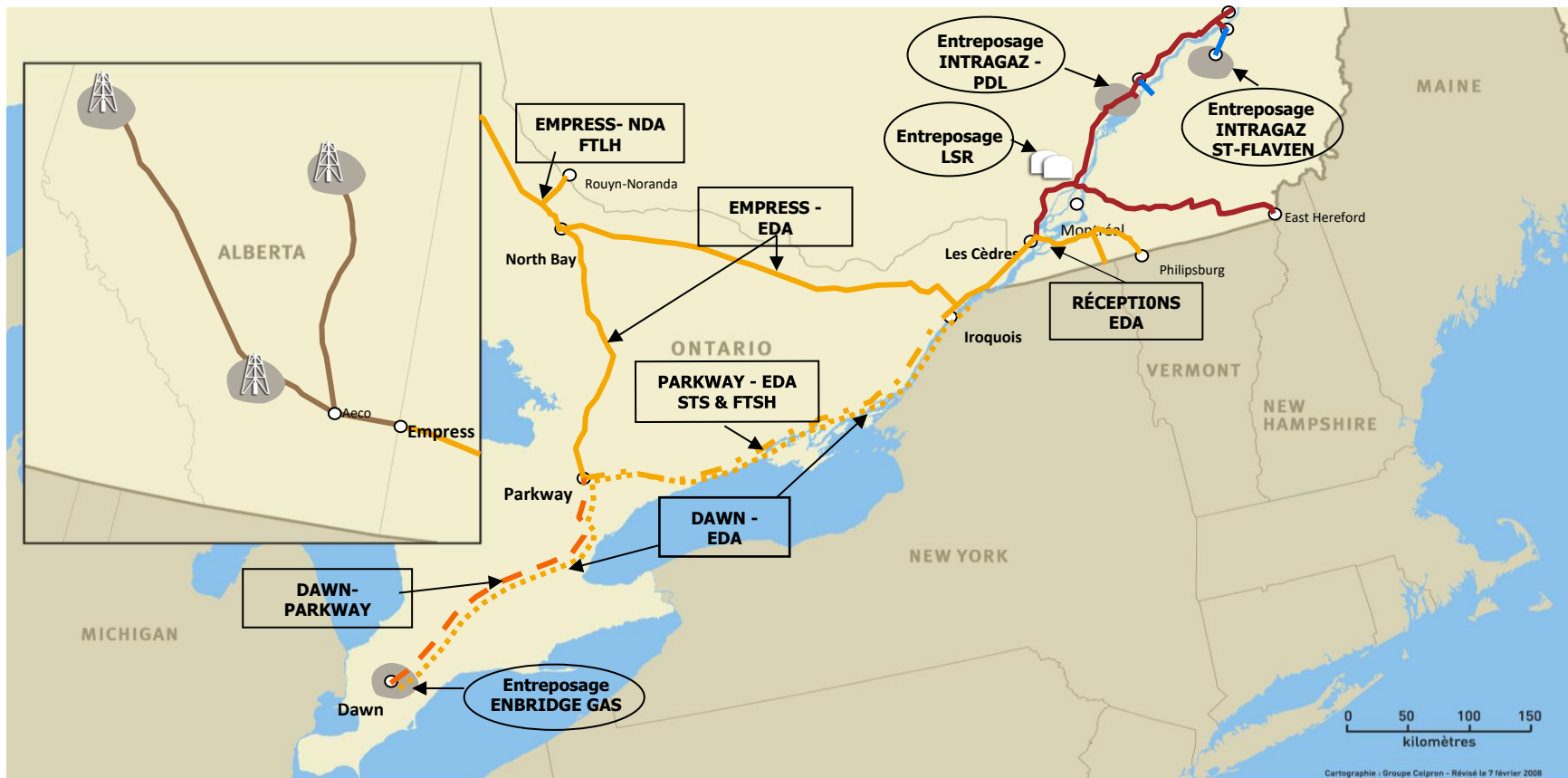
---

**LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE**

<b>AECO</b>	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
<b>Bcf</b>	1 milliard de pieds cubes ( <i>Billion cubic feet</i> ) = 28 327 840 m <sup>3</sup>
<b>Biogaz</b>	Gaz de source renouvelable n'ayant pas les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel
<b>Dawn</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario
<b>Empress</b>	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
<b>FTLH</b>	<i>Firm Transportation Long Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Empress et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Énergir EDA/NDA
<b>FTSH</b>	<i>Firm Transportation Short Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Énergir EDA/NDA
<b>« Futures » contrat à terme</b>	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
<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
<b>GNR</b>	Gaz naturel renouvelable; gaz naturel de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel.
<b>GSR</b>	Gaz de source renouvelable; gaz naturel de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel ou une autre substance, notamment l'hydrogène, de source renouvelable, ajoutée au gaz naturel, sans compromettre ses propriétés d'interchangeabilité.
<b>Energir EDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA ( <i>Eastern Delivery Area</i> ) de TCPL

<b>Energir NDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA ( <i>Northern Delivery Area</i> ) de TCPL
<b>LSR</b>	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquéfié d'Énergir
<b>Parkway</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
<b>STS</b>	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway et Energir EDA; ce service n'est ferme que du 1 <sup>er</sup> novembre au 15 avril, inclusivement
<b>TCPL</b>	TransCanada PipeLines Limited
<b>TQM</b>	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1



**Légende**

- Nova
- Enbridge Gas
- Énergir
- TCPL
- TQM

## **INTRODUCTION**

- 1 Le plan d’approvisionnement couvrant les années 2023-2024 à 2026-2027 est préparé par
- 2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*
- 3 *d’approvisionnement* (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).
  
- 4 Pour le développement du plan d’approvisionnement, Énergir exposera dans cette pièce la vision
- 5 long terme du contexte gazier.

## 1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

1 La présente pièce introduit la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement en  
2 gaz naturel. Cette vision à l'horizon 2027 s'inscrit dans le contexte suivant :

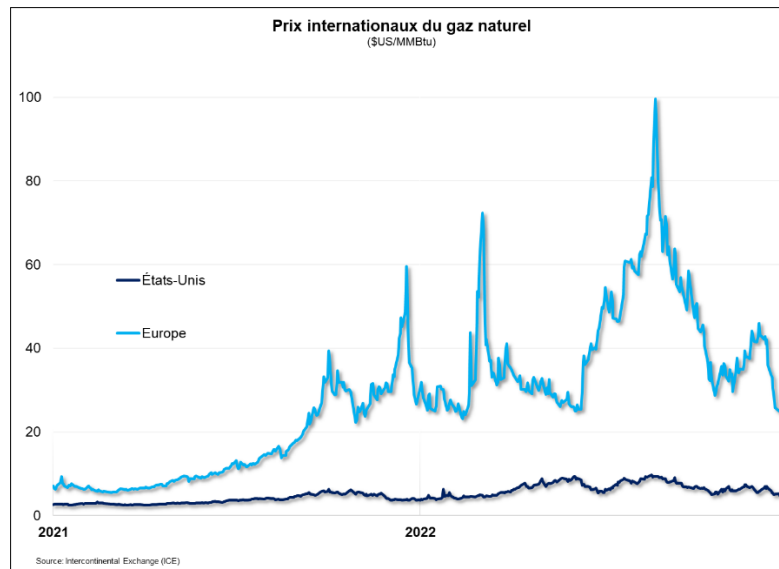
- 3 • Malgré un rythme de croissance modéré, la production américaine de gaz naturel  
4 atteindra des niveaux lui permettant de mieux contenir la demande totale et la volatilité  
5 des prix;
- 6 • La consommation domestique de gaz naturel demeure sensible aux variations de  
7 température. Après un été chaud qui a propulsé les prix, un hiver moins froid les a  
8 ramenés à des minimums historiques;
- 9 • Les capacités américaines d'exportation de GNL demeurent stables jusqu'en 2025;
- 10 • Les prix du gaz naturel devraient se maintenir dans une fourchette de 4 \$/GJ à 6 \$/GJ  
11 d'ici 2027;
- 12 • La production nord-américaine de GSR doit maintenir, voire accroître son rythme de  
13 croissance pour satisfaire une demande qui augmente fortement;
- 14 • Pour stimuler cette production, de nombreux programmes offrent une valorisation de plus  
15 en plus importante qui élève les prix de vente de la ressource;
- 16 • À l'échelle continentale, une forte compétition s'installe entre les acheteurs de GSR des  
17 différents secteurs.

### 1.1 LE MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

18 L'année 2022 aura été celle de drames humains et d'importants chocs économiques. En février  
19 2022, l'invasion russe en Ukraine provoquait d'importants bouleversements économiques en  
20 perturbant notamment les chaînes d'approvisionnement mondiales et en favorisant une forte  
21 croissance des prix de matières premières et agricoles.

22 Dans le domaine énergétique, l'effondrement des exportations russes a provoqué d'importantes  
23 fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel, qui ont atteint des sommets historiques sur les  
24 marchés européen et asiatique. Avec la reprise économique postpandémique amorcée en 2021,  
25 les difficultés d'approvisionnement et la flambée des prix de l'énergie ont ensuite contribué à une  
26 hausse marquée de l'inflation, à des niveaux qui n'avaient pas été observés depuis le début des  
27 années 1980. Les autorités monétaires ont emboîté le pas en annonçant des hausses de leur

- 1 taux directeur avec la volonté affirmée de réduire les pressions inflationnistes et de ramener à  
2 terme la croissance des prix près de la cible de 2 %.

**Graphique 1**

- 3 Comme partout ailleurs, l'économie nord-américaine a dû composer avec une forte hausse des  
4 prix des biens de consommation, des coûts de production et d'une grande volatilité des prix de  
5 l'énergie. Dans le secteur du gaz naturel, le marché nord-américain s'est toutefois montré  
6 beaucoup plus résilient face au contexte international. Pour des raisons fort différentes, les prix  
7 du gaz naturel en Amérique du Nord ont certes eux aussi atteint des sommets, sans jamais  
8 toutefois rivaliser avec des prix internationaux plusieurs fois supérieurs.

### 1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

#### Production

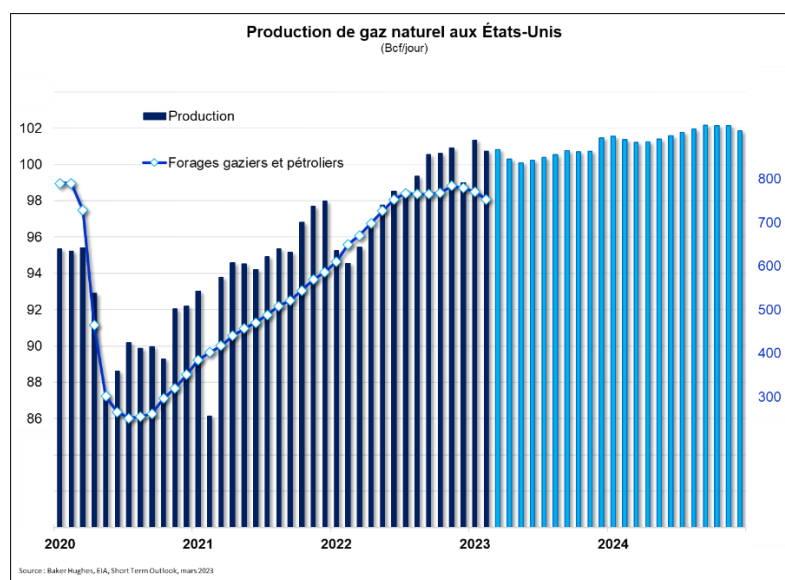
- 9 Depuis le début de 2020, la production américaine de gaz naturel peine à retrouver le fort  
10 rythme de croissance qu'elle avait affiché depuis 2016. Un ensemble de facteurs – dont  
11 la faiblesse des prix du gaz naturel au cours de l'hiver 2019-2020 – est certes venu sonner  
12 le glas de cette période qui a transformé le marché gazier en Amérique du Nord, pour le  
13 rendre plus résilient et moins volatil qu'auparavant. Bien que la croissance de la  
14 production s'avère plus modeste, l'offre continentale demeure abondante et suffisante



1 pour satisfaire les besoins domestiques ainsi que la demande des exportateurs  
2 américains de GNL.

3 En 2022, la production totale de gaz naturel aux États-Unis a augmenté d'environ 3,8 %  
4 pour se situer à quelque 98,1 Bcf/jour. L'*Energy Information Agency* (EIA) estime que la  
5 production de gaz naturel aux États-Unis devrait atteindre les 102,0 Bcf/jour vers la fin de  
6 2024, soit une croissance annuelle moyenne de 1,9 %.

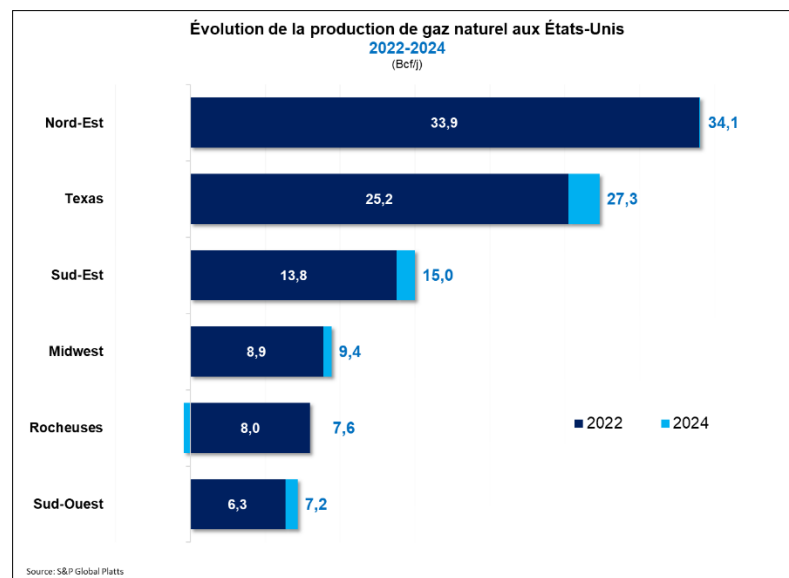
### Graphique 2



7 La production totale de gaz naturel devrait donc croître plus lentement d'ici la fin de 2024,  
8 et ce, pour un ensemble de raisons. La faiblesse des prix observés au 1<sup>er</sup> trimestre de  
9 2023 réduit sensiblement la rentabilité de plusieurs puits de production. Bien que ces prix  
10 soient surtout le résultat de températures inférieures aux moyennes historiques, ils  
11 indiquent également que l'offre de gaz naturel s'est élevée par rapport à la demande.  
12 Même à un rythme de croissance modéré, la production américaine atteindra bientôt des  
13 niveaux lui permettant de combler plus aisément les besoins domestiques ainsi que la  
14 demande à des fins d'exportations de GNL, et ce, jusqu'à la fin de 2024 ou 2025. Une  
15 augmentation trop importante de la production aurait pour effet de perturber l'équilibre  
16 offre/demande en maintenant les prix à des niveaux trop faibles et insoutenables pour les  
17 producteurs.

1 Au nord-est des États-Unis, les bassins de production des Appalaches voient leurs  
2 productions souvent contraintes par les capacités de transport presque saturées vers la  
3 Nouvelle-Angleterre et vers les États du Sud-Est. En revanche, les régions du Texas et  
4 du Sud-Ouest, deux régions dotées d'importants bassins de production de gaz naturel  
5 associé au pétrole, sont stimulées par leur proximité avec l'industrie pétrochimique et avec  
6 des terminaux d'exportations de GNL.

Graphique 3



7 Les régions du Texas et du Sud-Ouest alimenteront la croissance de la production de gaz  
8 naturel d'ici 2024, et très certainement d'ici 2027. À l'horizon du plan d'approvisionnement,  
9 l'EIA prévoit que la croissance de la production totale sera plutôt faible, laissant présager  
10 que la hausse de la production dans le sud des États-Unis serait accompagnée par une  
11 stagnation de la production des bassins plus au Nord.

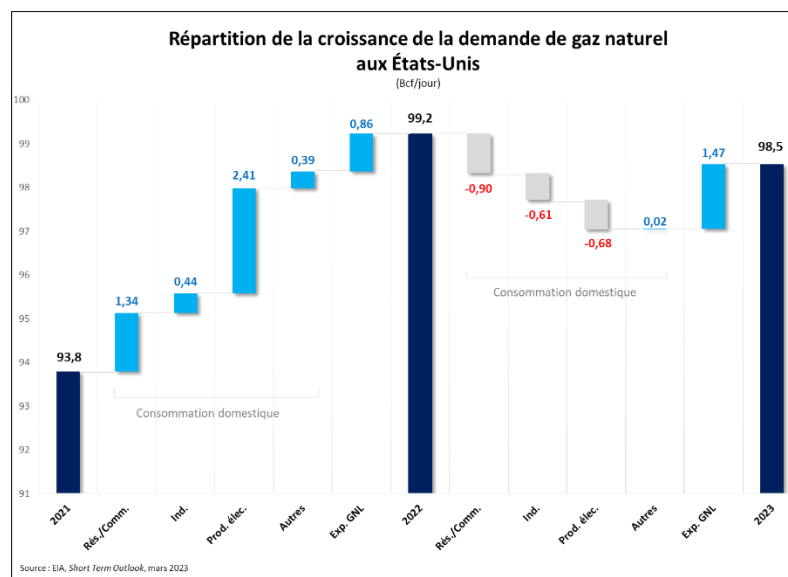
### La demande

12 Alors que la production s'élève lentement, la consommation domestique de gaz naturel  
13 aux États-Unis demeure résiliente, malgré l'augmentation des prix de cette ressource  
14 observée depuis le début de l'été 2022.

1 Pour les secteurs *Résidentiel*, *Commercial* et *Production électrique*, les variations  
 2 observées et prévues de leurs niveaux de consommation découlent essentiellement des  
 3 températures réelles. Pour la production électrique, l'EIA prévoit que l'ajout des capacités  
 4 de production à partir des énergies renouvelables viendra réduire légèrement les volumes  
 5 de gaz naturel consommés par ce secteur.

6 Pour 2023, l'EIA anticipe une baisse de la consommation domestique aux États-Unis sur  
 7 la base d'un retour à la normale des températures. En 2022, les températures estivales  
 8 avaient entraîné une forte hausse de la production électrique et de la consommation de  
 9 gaz naturel.

Graphique 4



10 En ajoutant la demande de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportations, on  
 11 obtient une demande américaine moyenne qui s'élève à près de 98,5 Bcf/jour pour  
 12 l'ensemble de l'année 2023, soit une baisse de 0,7 % par rapport à 2022. Les ajouts de  
 13 capacités au début de 2022 et la remise en service d'un liquéfacteur au Texas devraient  
 14 contribuer à relever les niveaux d'exportations de GNL en 2023.

1 Ce sont essentiellement ces exportations de GNL qui stimulent la croissance de la  
2 demande totale et qui exercent des pressions sur l'équilibre continental, surtout dans la  
3 région du Centre-Sud des États-Unis, où se trouvent les plus grandes capacités  
4 d'exportations. Aucun ajout de capacités de liquéfaction et d'exportations n'est prévu d'ici  
5 la fin de 2024, ce qui limite la croissance de la demande totale et les impacts de la  
6 demande internationale.

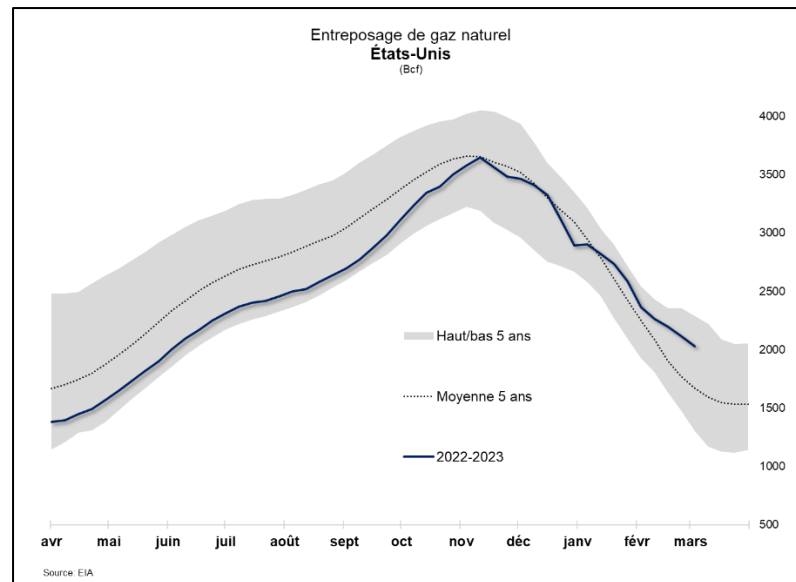
7 À l'horizon de 2027, l'EIA prévoit que la consommation domestique de gaz naturel devrait  
8 afficher une baisse d'environ 10 % en raison d'une baisse significative de la demande de  
9 gaz naturel pour la production électrique. L'EIA estime que la part du gaz naturel dans la  
10 production électrique, qui se situait à quelque 39 % de la production électrique nette, ne  
11 représenterait que 29 % en 2027.

#### Entreposage de gaz naturel

12 L'entreposage de gaz naturel est un élément essentiel de l'arrimage entre la production  
13 et la demande. L'entreposage est nécessaire à des fins d'optimisation opérationnelle,  
14 mais également pour satisfaire les besoins énergétiques en période d'hiver lorsque la  
15 demande excède la production. Ainsi, au fil de l'évolution des retraits et des injections, les  
16 niveaux d'entreposage peuvent contribuer à rassurer ou inquiéter le marché des prix à  
17 terme ou *Futures* pour les mois ou les saisons à venir. Au cours des dernières années,  
18 les niveaux d'entreposage à l'échelle nationale ou régionale ont exercé une influence  
19 certaine sur le niveau et la volatilité des prix à terme, particulièrement en 2022.

20 Après avoir terminé l'hiver 2021-2022 près des minimums historiques, les fortes  
21 températures estivales de 2022 ont limité le rythme d'injection et maintenu les  
22 entreposages près des minimums. Ce sont les températures moins froides d'octobre  
23 2022, puis de janvier et février 2023 qui ont ensuite contribué à relever ces entreposages  
24 près des maximums.

Graphique 5



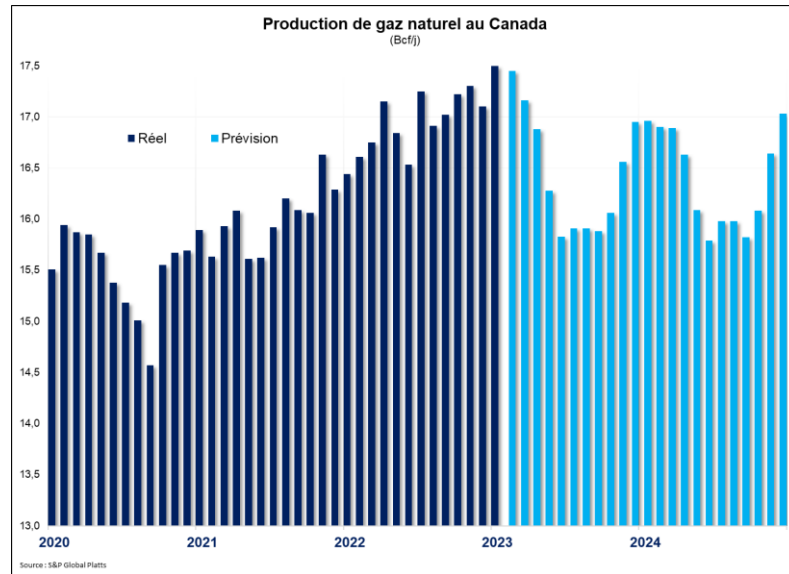
1 Pour l'ensemble des États-Unis, les entreposages de gaz naturel totalisent 2030 Bcf au  
 2 début de mars 2023, soit une hausse de 32 % par rapport au niveau de 2022 et de 21 %  
 3 par rapport à la moyenne des 5 dernières années. Les températures moins froides ont un  
 4 effet sur les prix à court terme, alors que les entreposages ont un effet sur les prix à terme,  
 5 notamment ceux de l'hiver 2023-2024.

### 1.1.2 Contexte gazier au Canada

6 Sur une base annuelle, la production totale de gaz naturel au Canada s'avère plus stable  
 7 que la production américaine. S'appuyant sur une forte saisonnalité, la production de gaz  
 8 naturel de l'Ouest canadien évolue également sous l'influence des prix locaux et  
 9 régionaux, qui découlent des niveaux de consommation des régions importatrices ainsi  
 10 que des contraintes de transport vers les lieux de consommation et d'entreposage.

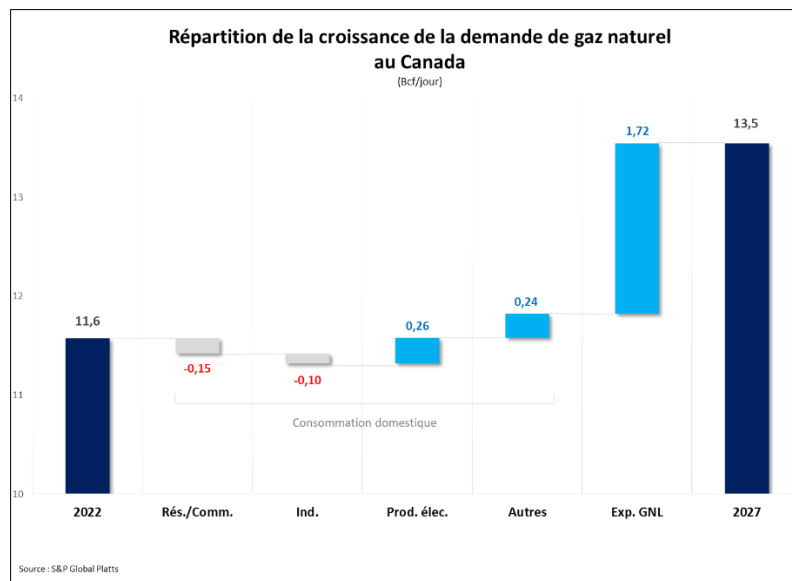
11 En 2022, la production canadienne s'est élevée de 5,8 % par rapport à 2021, dans le  
 12 contexte, notamment, d'une forte consommation américaine dans les États de la région  
 13 du Pacifique. Pour 2023 et 2024, la production canadienne pourrait retourner plus près  
 14 des moyennes historiques jusqu'à ce que la mise en service de terminaux de liquéfaction  
 15 et d'exportations en Colombie-Britannique offre un débouché additionnel au gaz naturel  
 16 de l'Ouest.

Graphique 6



- 1 La mise en service des deux trains de liquéfaction de la phase 1 de LNG Canada, situés
- 2 en Colombie-Britannique, est anticipée pour le début de 2025. La demande de cette
- 3 première phase devrait se situer près de 1,8 Bcf/j.

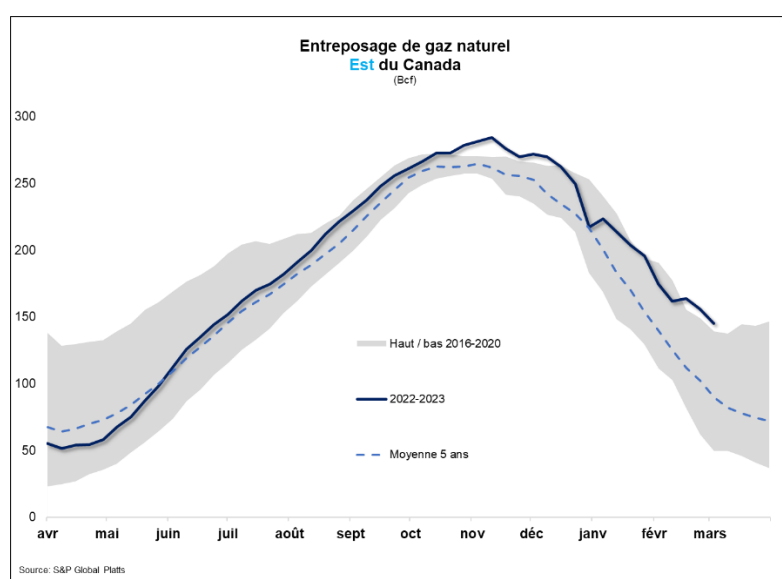
Graphique 7



### Entreposage de gaz naturel

Dans l'est du Canada, l'hiver 2022-2023 se termine avec des entreposages nettement au-dessus des moyennes historiques. Après des injections estivales relativement fortes, les entreposages se sont relevés au-dessus des moyennes et même au-dessus des maximums historiques, lorsque les températures moins froides de janvier et février 2023 ont réduit les besoins de chauffage et la consommation de gaz naturel dans la majorité des régions du continent.

**Graphique 8**



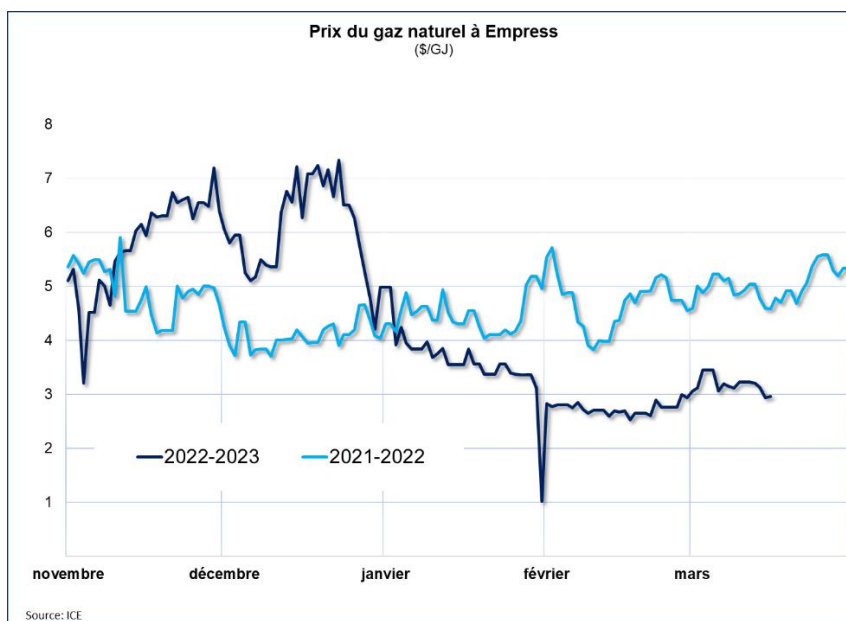
À l'instar des entreposages aux États-Unis, les entreposages dans l'Est canadien sont à des niveaux très élevés et le demeureront pour une bonne partie de 2023. Cette perspective laisse présager une certaine détente au niveau des prix à terme pour le reste de l'année et pour l'hiver 2023-2024. Un contexte à l'opposé de celui de l'an dernier.

#### **1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada**

Les graphiques 9, 10 et 11 présentent les prix à Empress et à Dawn ainsi que le différentiel de prix pour l'hiver 2022-2023, de même que pour l'hiver 2021-2022.

L'hiver 2022-2023 se décompose en deux périodes distinctes. Les prix observés durant les trois premiers mois ont été fortement influencés par des niveaux d'entreposage sous

1 les moyennes historiques et des perspectives de température qui s'appuyaient  
2 notamment sur la résurgence possible du phénomène météorologique *La Niña*. Malgré  
3 un mois d'octobre moins froid, les prix du gaz naturel un peu partout sur le continent ont  
4 évolué à des niveaux élevés jusqu'à ce que les températures au-dessus de la normale à  
5 la fin décembre fassent redescendre les prix un peu partout sur le continent.

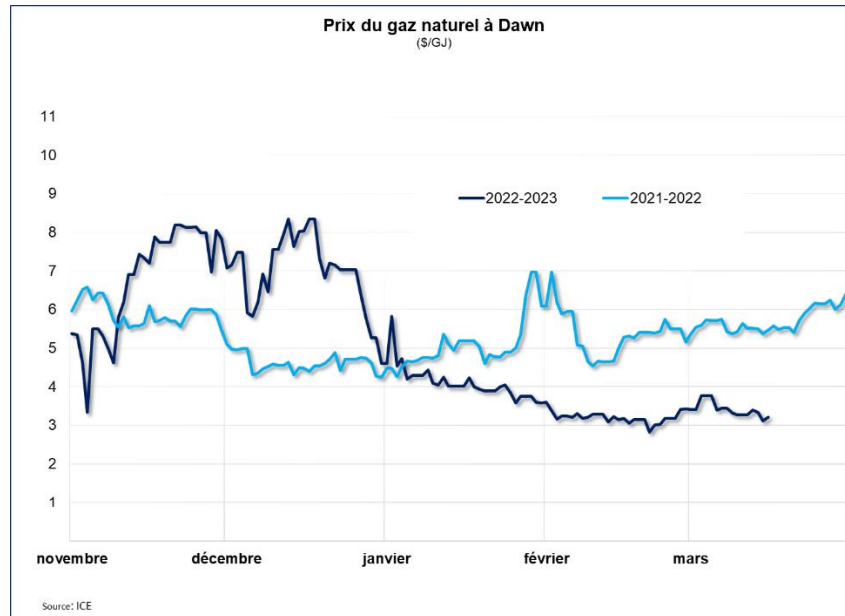
**Graphique 9**

6 À Dawn, le prix du gaz naturel a oscillé entre 4,90 \$/GJ et 8,50 \$/GJ, avant de  
7 redescendre à la fin du mois de décembre. Les températures de janvier et février ont  
8 ensuite contribué à abaisser encore davantage les prix sur le marché spot, qui ont alors  
9 évolué près des 3 \$/GJ, un niveau parmi les plus faibles depuis 2020.

10 Pour l'ensemble de l'hiver 2022-2023, le prix moyen du gaz naturel à Dawn devrait se  
11 situer près des 5,08 \$/GJ, comparativement à 5,33 \$/GJ pour l'hiver 2021-2022.



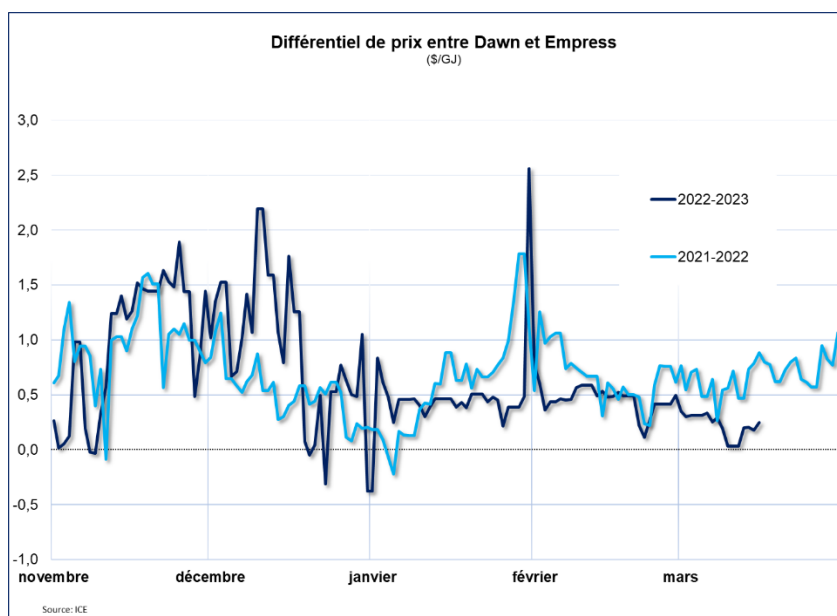
Graphique 10



1 Pour l'hiver 2022-2023, le différentiel de prix entre Empress et Dawn s'est élevé à  
2 0,66 \$/GJ, en baisse de 5 % par rapport à la même période l'an dernier.

3 En plus d'être affecté par les dynamiques de marché sur le continent, l'écart entre  
4 Empress et Dawn est également influencé par le niveau de congestion sur le réseau  
5 gazier en Alberta. Avec les températures des premiers mois de 2023, la demande de gaz  
6 naturel s'est avérée plus faible un peu partout sur les principaux marchés d'exportation  
7 du gaz naturel canadien. Ce contexte a contribué à réduire les volumes circulant  
8 notamment sur le réseau de transport en Alberta et a permis d'éviter d'importantes  
9 congestions du réseau à la porte de l'est, où se situe le carrefour d'Empress.

Graphique 11



1 Sur un réseau parfois saturé, les prix de l'Ouest canadien évoluent avec une volatilité plus  
2 grande ou comparable à celle des principaux carrefours de prix sur le continent, dont celui  
3 à Dawn. Depuis le début de l'année 2023, le différentiel de prix entre Dawn et Empress  
4 se maintient sous les 0,60 \$/GJ en moyenne.

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

5 Les prix du gaz naturel demeureront toujours largement tributaires de l'évolution des  
6 températures et de ses effets sur la demande. La production et les entreposages  
7 s'ajoutent également parmi les facteurs qui influencent la trajectoire des prix.

8 Au sortir de l'hiver 2022-2023, le contexte gazier nord-américain se démarque à plusieurs  
9 égards de celui des hivers précédents. Un entreposage à des niveaux presque records et  
10 une production qui, malgré sa lente croissance, se situe à des niveaux de plus en plus  
11 confortables pour satisfaire l'importante consommation domestique et celle des  
12 liquéficateurs et exportateurs de GNL, poussent les prix actuels à des niveaux planchers.

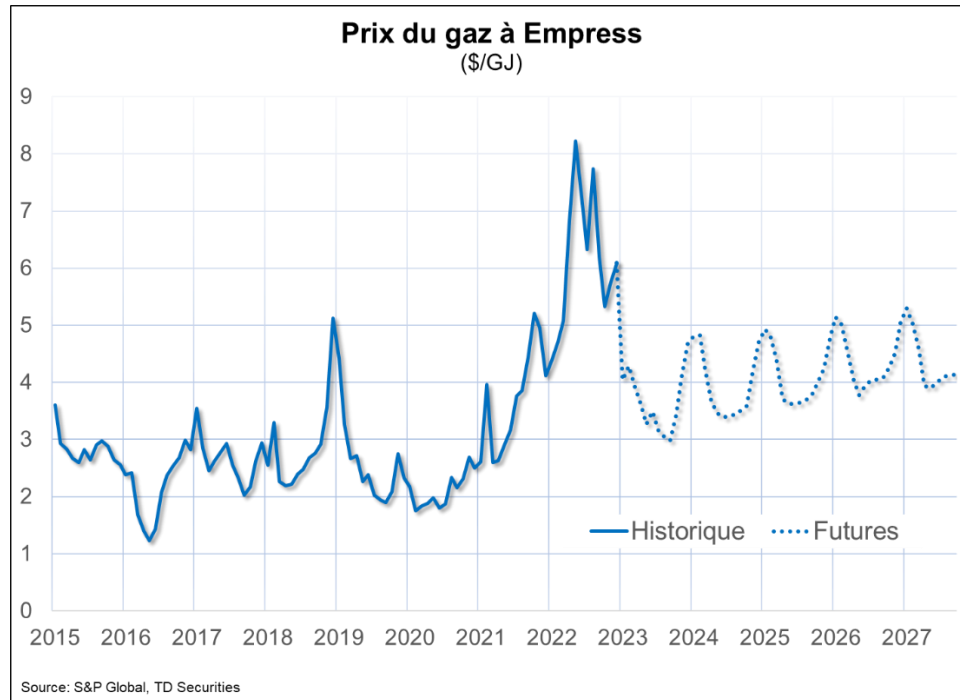
1 D'ici la fin de l'été 2023, il faut anticiper une légère hausse des prix à des niveaux plus  
2 soutenables pour des producteurs gaziers qui misent toujours sur l'amélioration et le  
3 maintien d'une bonne santé financière. Viennent ensuite les températures estivales, qui  
4 auront pour effet d'accroître la consommation domestique et de créer une pression à la  
5 hausse sur les prix continentaux.

6 Quant aux exportations américaines de GNL, celles-ci devraient se maintenir entre  
7 13 Bcf/j et 14 Bcf/j, ce qui correspond à la capacité maximale de liquéfaction aux  
8 États-Unis. Il faudra attendre la fin de 2024, voire le premier semestre de 2025, pour voir  
9 ces capacités de liquéfaction s'accroître. Selon l'EIA, trois projets de liquéfaction seront  
10 mis en service et pourraient élever les capacités de liquéfaction et d'exportation de  
11 14 Bcf/j à presque 20 Bcf/j d'ici la fin de 2026. Il serait prématuré de tenter de correctement  
12 anticiper les impacts sur le marché nord-américain, étant donné que d'ici là, l'offre  
13 continentale de gaz naturel se sera également relevée.

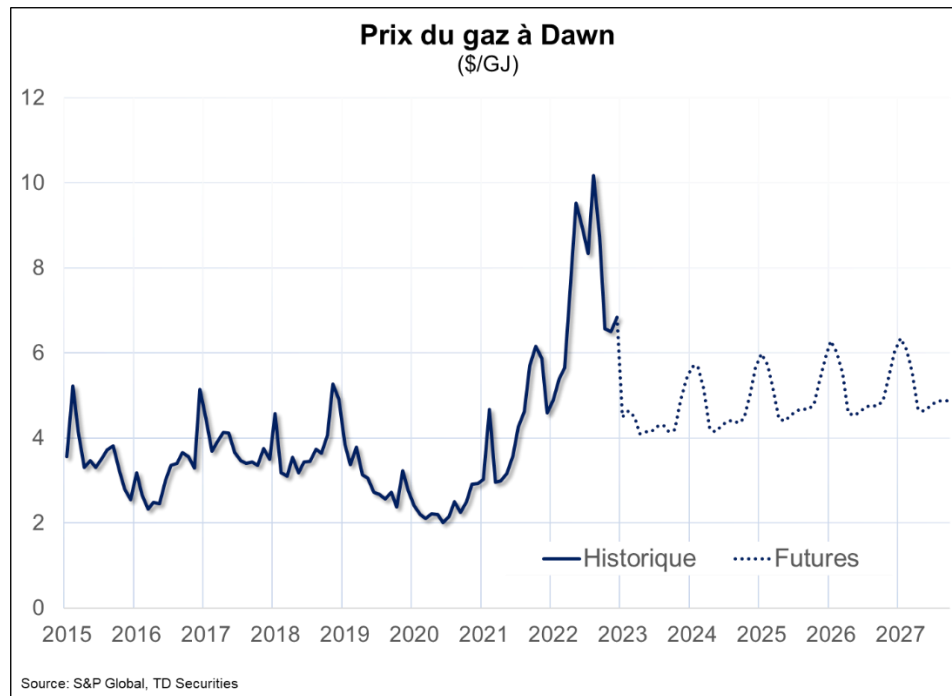
14 À moyen terme, l'EIA prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub vers des  
15 moyennes annuelles se situant entre 3,02 \$US/MMBtu et 3,89 \$US/MMBtu. Étant donné  
16 le faible écart et la forte corrélation entre le prix à Henry Hub et celui à Dawn, cette  
17 perspective de prix peut aisément se transposer à Dawn et à d'autres carrefours de prix  
18 en Amérique du Nord.

19 Les graphiques suivants présentent la moyenne mensuelle des prix du gaz naturel à  
20 Empress et à Dawn, ainsi que les prix *Futures* au 6 janvier 2023.

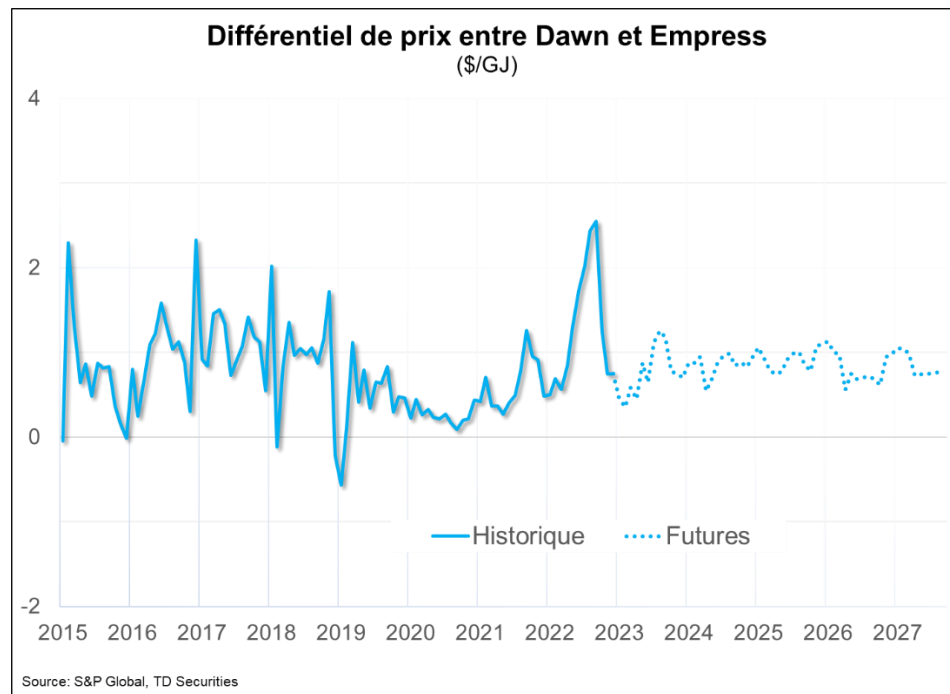
Graphique 12



Graphique 13



Graphique 14



1 Les prix à terme à Empress et à Dawn se situent au-dessus des moyennes historiques de  
 2 3,98 \$/GJ et 4,70 \$/GJ des prix observés au cours des trois dernières années. Quant au  
 3 différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de 0,84 \$/GJ sur la période de  
 4 2023 à 2027.

## 1.2 LES TENDANCES SUR LE MARCHÉ DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)

5 La présente section fait suite à la demande de la Régie<sup>1</sup> d'incorporer au plan d'approvisionnement  
 6 une portion portant sur les tendances de l'évolution du marché nord-américain du GSR. Puisque  
 7 le marché des GSR est actuellement largement dominé par celui du GNR, la présente section  
 8 portera essentiellement sur les tendances observées dans la production et la valorisation du  
 9 GNR<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> R-4008-2017, décision D-2023-022, paragr. 419.

<sup>2</sup> Le terme GSR sera utilisé lorsqu'il sera possible de le faire. Toutefois, afin de ne pas trahir la nature des données utilisées ou celle des programmes gouvernementaux qui concernent le GNR, nous n'utiliserons le terme GNR que lorsque nécessaire.

1 Il importe de souligner qu'à la différence du marché du gaz naturel conventionnel – qui s'appuie  
2 sur une abondance de données publiques, homogènes et mises à jour sur une base régulière –  
3 les caractéristiques de prix et de volume du marché des biogaz et du GSR sont soit du domaine  
4 privé ou difficiles à obtenir et à consolider. Certes, des associations et organisations  
5 gouvernementales publient des données sur les unités de production, la nature de leurs intrants  
6 et l'usage final du biogaz ou du GNR produit par ces unités. Toutefois, ces données sont souvent  
7 fragmentaires, difficilement conciliables entre elles et requièrent un travail d'agrégation pour  
8 produire un portrait d'ensemble qui demeure malgré tout incomplet.

9 De plus, ces données ne contiennent aucune information sur les prix de vente ou la valeur du  
10 GSR produit et acheté. Au mieux, il est possible d'approximer les valeurs potentielles du GSR  
11 par le biais de la valeur des crédits offerts par les programmes qui valorisent les énergies  
12 renouvelables. La somme de la valeur de certains de ces crédits permet tout de même d'obtenir  
13 une bonne approximation de la valeur du biogaz ou du GNR destiné à l'un ou l'autre des usages  
14 finaux.

15 C'est sur la base de ces données publiques qu'Énergir propose d'illustrer les tendances sur le  
16 marché du GSR en présentant, dans un premier temps, les données les plus récentes à l'égard  
17 de la production de GNR au Canada et aux États-Unis. Dans un deuxième temps, la valeur  
18 potentielle du GNR sera traitée selon l'évolution de la valeur des crédits attribués par les  
19 principaux programmes gouvernementaux en vigueur.

### **1.2.1 Un contexte de forte compétition**

20 Dans le contexte d'une forte tendance à la décarbonation et de la mise en place de cibles,  
21 d'exigences et de programmes pour soutenir la production des énergies renouvelables, la  
22 compétition pour le biogaz et le GNR s'avère de plus en plus forte entre les utilités, les  
23 industriels et les grandes sociétés, qui redoublent d'efforts pour sécuriser sur le long terme  
24 d'importantes quantités de GNR.

25 À l'échelle nord-américaine, le nombre des utilités gazières mentionnant le GNR dans leur  
26 stratégie d'entreprise a plus que triplé entre 2017 et 2020. De plus en plus d'utilités et de  
27 juridictions ont des objectifs d'injection de GNR dans leur réseau pouvant aller jusqu'à  
28 20 % à l'horizon 2030, interviennent sur les marchés pour sécuriser les volumes  
29 nécessaires, et vont même jusqu'à s'engager dans la production.

1 En parallèle, les grandes sociétés mettent également la main sur d'importants volumes de  
2 GNR en Amérique du Nord ou ailleurs dans le monde. Notamment, Shell annonçait  
3 récemment l'acquisition de Nature Energy, le plus grand producteur de GNR en Europe.  
4 L'an dernier, BP annonçait l'acquisition d'Archaea Energy, un important producteur de  
5 GNR aux États-Unis.

6 Également, les cibles de réduction de gaz à effet de serre (GES) entraînent une forte  
7 augmentation de la demande d'énergie propre ou renouvelable dans les différents  
8 secteurs d'activité. Dans celui des transports, le Canada, les États-Unis et plusieurs États  
9 américains ont fixé des cibles à atteindre et mis en place d'importants programmes de  
10 crédits pour attirer et stimuler la production de carburants renouvelables, dont font partie  
11 les gaz naturels comprimés et liquéfiés ainsi que l'électricité produite à partir de GNR et  
12 destinée au transport. D'autres programmes permettent également de valoriser des  
13 quantités de biogaz utilisées par les producteurs électriques.

14 Bien que les capacités de production soient en augmentation, celles-ci peinent à satisfaire  
15 à une demande appelée à croître encore plus rapidement. On observe une demande de  
16 GNR largement excédentaire contre une production stimulée par de généreux  
17 programmes qui tentent d'attirer, vers leur secteur d'activité respectif, les volumes de  
18 biogaz ou de GNR.

19 Ce contexte alimente la compétition entre des utilités ayant des cibles ambitieuses qui  
20 doivent sécuriser leurs approvisionnements en GNR et des entreprises privées qui  
21 travaillent également à acquérir la même ressource par le biais de contrats à long terme.

### **1.2.2 Production de GNR**

22 Au cours des dernières années, les capacités de production de biogaz et de GNR ont  
23 fortement augmenté en raison d'une croissance de la demande et de la mise en place de  
24 programmes permettant de stimuler et de soutenir financièrement ces capacités de  
25 production.

26 Au Canada, on compte actuellement 300 unités de production de biogaz, dont 11 unités  
27 de production de GNR récoltant environ 27 % de l'ensemble des biogaz produits au pays.

1 Près de 16 autres projets de production de GNR sont en cours de développement<sup>3</sup>. Aux  
2 États-Unis, ce sont plus de 2 300 sites de production de biogaz qui sont en activité<sup>4</sup>. De  
3 ce nombre, on compte quelque 230 sites de production de GNR<sup>5</sup>.

4 Selon une analyse récente de la coalition pour le gaz renouvelable, on compterait  
5 254 installations de production de GNR aux États-Unis en 2022, une augmentation de  
6 43 % par rapport à 2021<sup>6</sup>.

7 Le graphique suivant montre que la production de GNR en Amérique du Nord a fortement  
8 augmenté depuis 2017, pour atteindre une production annuelle de plus de 76 Bcf en 2021.  
9 La croissance des projets de capture des biogaz des lieux d'enfouissement et, plus  
10 récemment, la mise en service de nombreux projets agricoles ont contribué à une  
11 augmentation annuelle moyenne de la production de GNR de près de 26 % depuis 2017.

---

<sup>3</sup> Association canadienne de biogaz, [http://biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2022/resources/Hitting\\_Targets\\_with\\_Biogaz\\_RNG.pdf](http://biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2022/resources/Hitting_Targets_with_Biogaz_RNG.pdf), 2022.

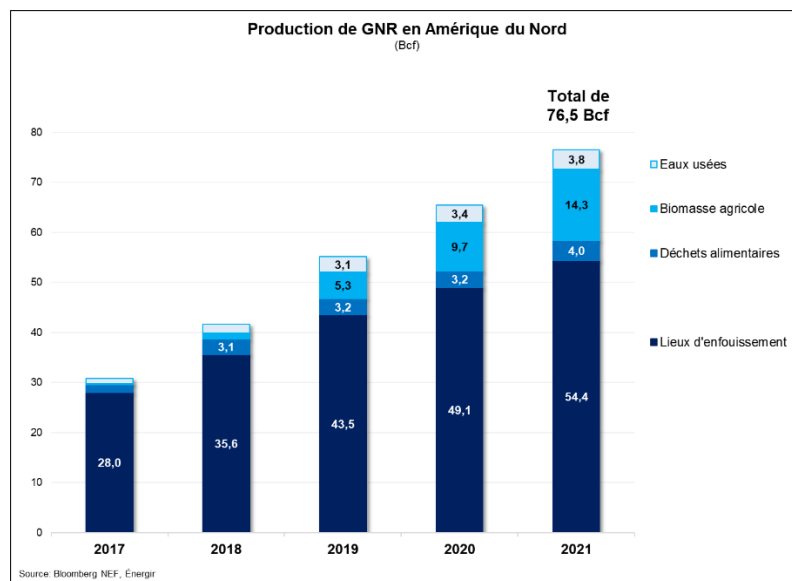
<sup>4</sup> American Biogas Council, [Biogas Market Snapshot](#).

<sup>5</sup> Argonne National Laboratory, [Renewable Natural Gas Database | Argonne National Laboratory \(anl.gov\)](#).

<sup>6</sup> The Coalition for Renewable Gas, [Economic Analysis of the US Renewable Natural Gas Industry](#), décembre 2022.

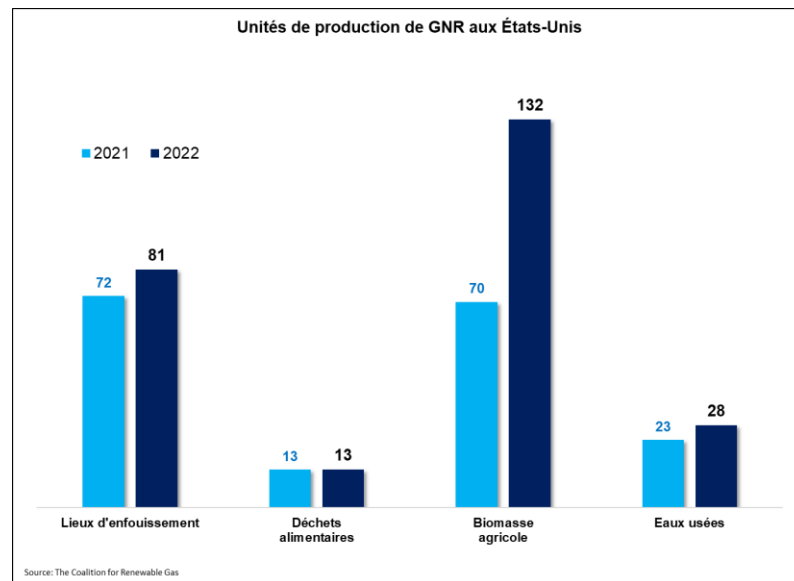


Graphique 15



- 1 Entre 2021 et 2022, la croissance du nombre total d'unités de production de GNR
- 2 s'explique par l'augmentation de près de 89 % du nombre d'installations de production de
- 3 GNR issues du milieu agricole.

Graphique 16



1 Cette évolution illustre le potentiel de production associé à ce secteur d'activités, mais  
2 témoigne également de l'influence de la valeur des crédits sur certains types de  
3 production, dont celle du secteur agricole. Dans le domaine du transport, la valorisation  
4 accordée par les programmes du type *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) dépend de  
5 l'intensité carbone (IC) du carburant et de la valeur du crédit. Or, ces programmes  
6 accordent une très faible IC aux installations du secteur de la production agricole, aux  
7 fermes laitières notamment. Collectivement, les différentes valorisations se veulent de  
8 puissants incitatifs à la production de GSR et influencent ensuite la valeur et les prix sur  
9 le marché.

10 Concernant l'hydrogène, on estime qu'environ 10 millions de tonnes métriques sont  
11 actuellement produites aux États-Unis, essentiellement de l'hydrogène produit selon le  
12 processus de reformage à la vapeur. L'administration fédérale américaine souhaite élever  
13 la production d'hydrogène « propre » à la hauteur de 50 millions de tonnes métriques d'ici  
14 2050, par le biais de 10 carrefours de production. Or actuellement, plusieurs distributeurs  
15 gaziers sont à analyser la capacité de leur réseau gazier d'accueillir des volumes  
16 d'hydrogène. Certains ont proposé des cibles d'injections d'ici quelques années. Des  
17 producteurs électriques ont aussi pour leur part annoncé soit des projets pilotes d'injection

1 ou la signature de contrats avec des tiers pour la production d'électricité en utilisant une  
2 part d'hydrogène. Peu de données agrégées sont disponibles.

### 1.2.2 Usages et valorisations

3 Plusieurs programmes permettent de valoriser le biogaz dans sa forme brute ou sous la  
4 forme le GNR, selon l'utilisation à laquelle il se destine et selon l'IC de son mode de  
5 production. D'autres facteurs, comme la proximité à un réseau de transport de gaz naturel  
6 ou à une unité de production électrique, peuvent également exercer une influence sur son  
7 usage et sa valorisation. Il n'existe donc pas un prix pour le GNR ou GSR, mais plusieurs  
8 prix possibles selon les usages prévus et les programmes de valorisation qui leur sont  
9 associés.

10 Au Canada et aux États-Unis, on distingue trois types de programmes qui valorisent le  
11 biogaz ou le GSR, dont notamment le GNR.

#### Renewable Portfolio Standards (RPS)

12 Actuellement en vigueur dans 36 États américains, les programmes RPS exigent que  
13 l'électricité distribuée contienne une certaine quantité d'électricité produite à partir de  
14 source renouvelable, dont le biogaz ou le GNR. Le gaz naturel étant la principale source  
15 de génération électrique aux États-Unis, l'utilisation de GNR représente une opportunité  
16 intéressante pour répondre aux objectifs renouvelables des utilités électriques et des  
17 municipalités.

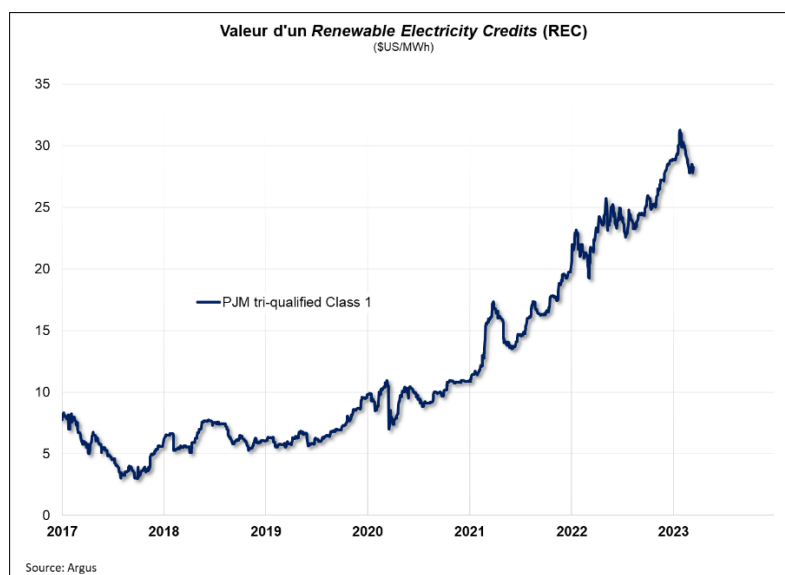
18 Chaque année, des objectifs définis en pourcentage sont déterminés et des pénalités sont  
19 prévues pour les utilités n'atteignant pas ces objectifs. Les utilités ont ainsi deux choix :  
20 produire de l'énergie renouvelable ou acheter des crédits via le marché des *Renewable*  
21 *Electricity Credits* (REC).

22 Une utilité qui produit davantage d'électricité renouvelable que le niveau exigé peut  
23 échanger ou vendre le REC associé à cette production électrique. Le REC devient alors,  
24 pour le producteur électrique, un moyen de réduire le coût associé aux exigences du RPS.  
25 Les REC sont donc une unité d'énergie renouvelable (1 REC étant égal à 1 MWh  
26 d'énergie renouvelable) dont la valeur est obtenue par transaction sur les marchés. Cette

1 valeur diverge d'une juridiction à l'autre selon les objectifs et la disponibilité de la  
2 ressource.

3 Depuis 2018, la valeur d'un REC dans la région de la *PJM Interconnection*<sup>7</sup> a fortement  
4 augmenté, pour se situer aujourd'hui dans une fourchette de 25 \$US/MWh à  
5 30 \$US/MWh.

**Graphique 17**



6 En 2011, l'essentiel du GNR produit aux États-Unis était destiné à la production électrique.  
7 Avec la création de marchés de crédits dans le domaine du transport, le GNR s'oriente  
8 désormais dans une plus grande proportion vers le secteur du transport.  
9 L'*Environmental Protection Agency* (EPA) estime qu'en 2017, seulement 24 % du GNR  
10 était destiné à la production électrique.

#### Renewable Fuel Standard (RFS)

11 Le RFS est un important programme national aux États-Unis, qui exige qu'une certaine  
12 quantité de carburants renouvelables soit mélangée aux carburants conventionnels. Du

<sup>7</sup> [PJM - Home](#).

1 fait de son fonctionnement, ce programme procure une valeur certaine pour les  
2 biocarburants qui se destinent au secteur des transports.

3 Annuellement, l'EPA fixe des volumes requis de différentes catégories de carburants  
4 renouvelables, dont celle des carburants cellulodiques, qu'elle souhaite voir mélanger aux  
5 carburants conventionnels. Il en découle une obligation pour les producteurs et  
6 importateurs d'acquérir des carburants renouvelables dans certaines proportions.

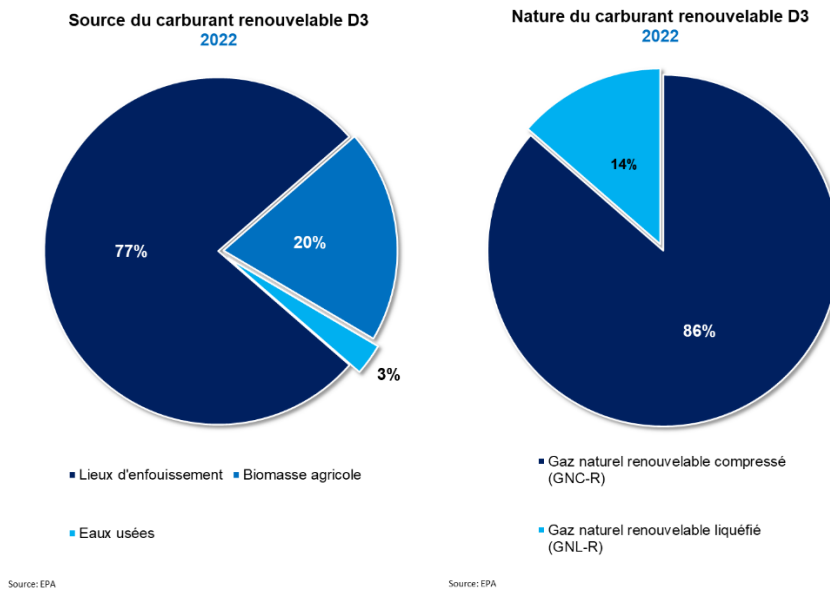
7 Chaque unité de carburant renouvelable produite se voit attribuer un *Renewable*  
8 *Identification Number* (RIN) selon l'une des cinq catégories existantes. Sous forme  
9 gazeuse ou liquide, le GNR est un carburant que l'on retrouve essentiellement sous la  
10 catégorie des RIN D3 (biocarburants cellulodiques), ou parfois sous la catégorie RIN D5  
11 s'il se classe comme biocarburant avancé.

12 En 2022, quelque 666,8 millions de RIN D3 ont été émis, un niveau équivalant à une  
13 production d'environ 51 Bcf<sup>8</sup>. Un peu plus des trois quarts (77 %) de ces RIN D3 ont été  
14 générés par le biogaz ou le GNR provenant des sites d'enfouissement. Dans une  
15 proportion de 86 %, ces gaz destinés au transport sont constitués de gaz naturel  
16 comprimé, et le reste de gaz naturel liquéfié.

---

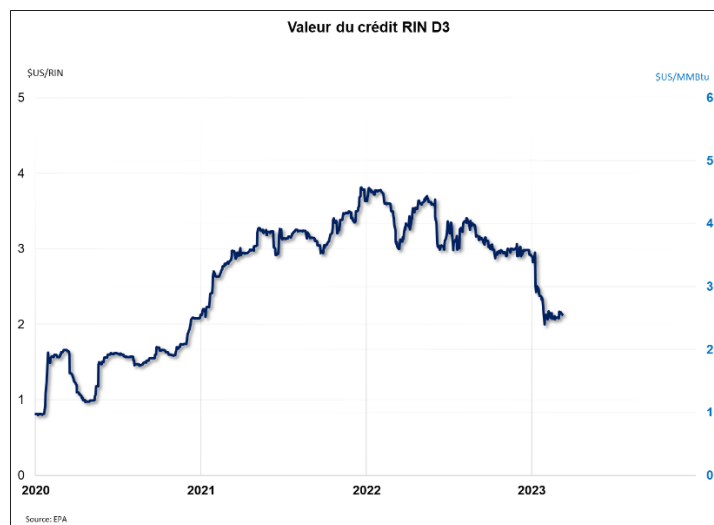
<sup>8</sup> Un RIN est créé et attribué pour chaque tranche de 77 000 Btu de carburant renouvelable.

## Graphiques 18 et 19



1 En décembre 2022, l'EPA proposait un important relèvement des volumes cibles de  
 2 biocarburants celluloseux, en raison de la mise en place de modalités, permettant aux  
 3 volumes de biogaz ou de GNR destinés à la production électrique d'alimenter les  
 4 véhicules de transport légers et de générer des RIN et des *electric* RIN (eRin). Selon ces  
 5 propositions, le volume visé de carburants celluloseux – donc de RIN D3 – serait  
 6 multiplié par trois à l'horizon 2025. Sous réserve des volumes finaux et des mécanismes  
 7 d'ajustement attendus au début de l'été 2023, il apparaît néanmoins certain que ces  
 8 volumes se traduiront par une augmentation appréciable de la demande de GNR ou de  
 9 biogaz dans le cas de la production électrique. La production de GNR ou de biogaz devrait  
 10 s'accroître pour satisfaire cette demande et la valeur du RIN D3 pourrait alors s'élever  
 11 pour stimuler cette production. Depuis le début de 2023, la valeur du RIN D3 évolue dans  
 12 une fourchette de 25 \$US/MMBtu à 30 \$US/MMBtu.

Graphique 20



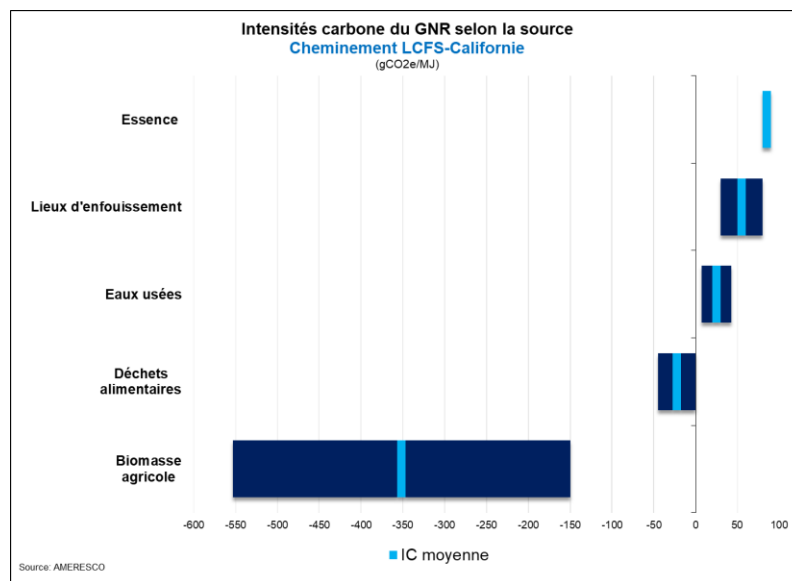
### Low Carbon Fuel Standards (LCFS)

1 Toujours dans le secteur des transports, plusieurs juridictions se sont dotées de  
2 programmes distincts de réduction de l'IC des carburants. Ces programmes valorisent les  
3 carburants ayant une IC inférieure à l'intensité cible. Pour se prévaloir de ces crédits, il  
4 faut démontrer que le biocarburant produit est destiné à être consommé dans la juridiction  
5 qui accorde le crédit. Plusieurs États américains, la Colombie-Britannique et le Canada  
6 se sont dotés de programmes de types LCFS ayant des objectifs et des modalités qui leur  
7 sont propres. Le plus important de ces programmes est celui en vigueur dans l'État de la  
8 Californie.

9 En vertu de ce type de programme, chaque carburant se voit attribuer une IC en fonction  
10 de son cycle de vie. Lorsque cette IC est supérieure à un indice de référence qui décroît  
11 chaque année, le carburant enregistre un déficit que le producteur doit combler par l'achat  
12 de crédits. Lorsque l'IC est inférieure à l'indice de référence, le carburant se voit attribuer  
13 un certain nombre de crédits LCFS.

14 Selon le type de matières premières ou le mode de production, l'indice IC d'un carburant  
15 renouvelable peut varier significativement. Le graphique suivant illustre les IC du GNR  
16 selon la matière première utilisée.

Graphique 21



1 Pour le GNR produit à partir de biomasse agricole, l'IC se situe en moyenne à  
 2 environ -350 gCO<sub>2</sub>e/MJ contre une moyenne de près de +50 gCO<sub>2</sub>e/MJ pour le GNR issu  
 3 des lieux d'enfouissement. Il s'agit d'un écart considérable qui entraîne des écarts tout  
 4 aussi importants dans le nombre de crédits LCFS émis et la valorisation du carburant à  
 5 faible IC.

6 Le graphique suivant montre l'évolution de la valeur du crédit LCFS de la Californie. Les  
 7 succès du programme ont certes permis de réduire significativement les émissions dans  
 8 les carburants. Le volume des crédits émis est en forte croissance, alors que la production  
 9 et la consommation de carburants affichent une baisse, notamment dans l'État de la  
 10 Californie. La surabondance de crédits pousse la valeur du crédit LCFS dans une  
 11 fourchette de 60 \$US/t à 80 \$US/t.



Graphique 22



1 L'an dernier, la Californie a amorcé la révision quinquennale de son programme et devrait  
 2 annoncer des modifications incluant un durcissement des cibles de réduction des GES à  
 3 l'horizon 2030. Ces éventuels changements devraient se traduire par un relèvement de la  
 4 valeur du crédit LCFS en Californie.

Tableau 1

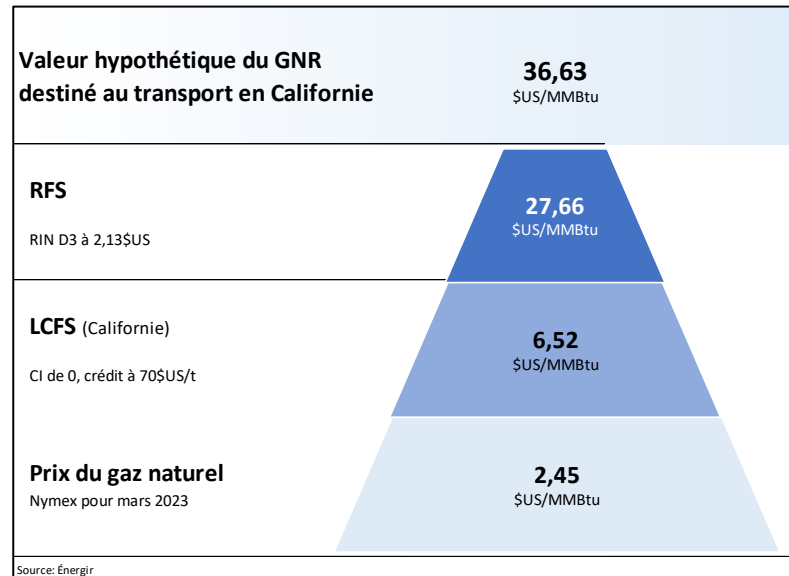
Calcul de la valeur du LCFS - Californie			
Intensité carbone		Valeur LCFS	
IC réf. 2023	IC du projet	\$US/t	\$US/MMBtu
	30		4,30
88,25	-50	70	10,21
	-350		32,37

Source: Argus, CARB, Énergir

5 La valeur actuelle du crédit LCFS se situe aux alentours de 70 \$US/t et se traduit par des  
 6 valorisations du GNR pouvant atteindre et dépasser les 30 \$US/MMBtu. Cette valorisation  
 7 issue du LCFS californien, ainsi que celles des autres États, s'additionne à celle du RFS  
 8 (RIN D3) lorsque le GNR se destine au secteur des transports, et ce, quelle que soit sa

1 provenance sur le continent. Selon les données actuelles, on obtient une valorisation  
 2 hypothétique de plus de 36 \$US/MMBtu ou environ 46 \$/GJ.

Tableau 2



3 Au Canada, la Colombie-Britannique administre également un programme de type LCFS  
 4 ayant ses propres cibles et modalités pour le secteur des transports. Sur le plan national,  
 5 le Canada a adopté le *Règlement sur les combustibles propres* (RCP), qui abrogera le  
 6 *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) établi en août 2010. Contrairement au  
 7 RCR, la RCP exige notamment des réductions de GES sur la base du cycle de vie du  
 8 combustible, en comptabilisant les émissions de la production à l'utilisation finale du  
 9 carburant. Le RCP établit des limites de l'IC sur le cycle de vie pour chaque type de  
 10 carburant.

11 En produisant du GNR, une installation sera admissible à recevoir des unités de  
 12 conformité dans la classe des combustibles gazeux conformément au RCP à titre de  
 13 fournisseur de carburant à faible intensité de carbone. L'obligation de se conformer aux  
 14 exigences réglementaires en matière de réduction de l'IC ne prendra effet que le  
 15 1<sup>er</sup> juillet 2023.

### **1.3 EN RÉSUMÉ**

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

4 Affecté par des températures estivales significativement au-dessus des normales, le marché du  
5 gaz naturel a enregistré en 2022 des prix qui n'avaient pas été enregistrés depuis plusieurs  
6 années. Au début de 2023, des températures encore au-dessus des normales ont au contraire  
7 fait chuter les prix vers des minimums et permis de regarnir les entreposages à des niveaux  
8 maximums aux États-Unis et même historiques dans l'est du Canada.

9 Face à des prix faibles, la production de gaz naturel en Amérique du Nord demeure influencée  
10 par la prudence financière des producteurs, mais également par certaines contraintes de  
11 transport qui se dessinent entre les grandes régions du continent. La production affichera une  
12 croissance modeste, mais atteindra des niveaux relativement confortables vis-à-vis la demande  
13 totale, et ce, malgré l'augmentation prévue des capacités d'exportations dès la fin de 2024 ou  
14 2025.

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

20 Le marché des biogaz et du GSR est en pleine expansion. Les volumes produits sont en hausse  
21 et la valeur potentielle des unités augmente également. Il existe de nombreux programmes  
22 gouvernementaux qui donnent une valeur au biogaz et au GSR lorsqu'ils sont destinés au  
23 transport ou à la production électrique. Ces programmes se superposent parfois ou sont  
24 autrement en compétition. Quoi qu'il en soit, les objectifs de décarbonation de ces nombreux  
25 programmes pour valoriser ces énergies renouvelables créent un engouement pour la ressource,  
26 et une très forte compétition entre ceux qui souhaitent l'acquérir.

**CONCLUSION**

Énergir demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2024-2027, incluant la présente vision long terme du contexte gazier.