

À projeter Panel 1 – Contre-interrogatoire de la FCEI

Pièce B-0135, question 3.17 et référence (x) de la question 3, p. 10 et 15 de 31

(x)

« À long terme, Énergir peut potentiellement développer son entreposage en franchise par l'entremise de sa filiale Intragaz. L'ajout de capacité avec TCPL permettrait aussi de répondre à ce déficit, mais la mise en service se ferait sur un horizon au-delà du plan d'approvisionnement actuel. »

3.17 Relativement à la référence (x), veuillez indiquer à quel moment de la nouvelle capacité sur TCPL pourrait devenir disponible si Énergir choisissait cette avenue.

Réponse :

Le 2 juillet 2026, TCPL a annoncé un appel d'offres pour de nouvelles capacités. Au total, 22 TJ seraient disponibles à partir de 1^{er} novembre 2027 et ces capacités pourraient potentiellement augmenter selon la résolution de contraintes opérationnelles à 35 TJ pour le 1^{er} novembre 2029 et 67 TJ pour le 1^{er} novembre 2030. Compte tenu des déficits actuels, Énergir prévoit répondre à cet appel d'offres afin de combler une portion de son déficit sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

Pièce B-0135, Réponses aux DDR de la FCEI, question 1.2, p. 2 de 31

- 1.2 Considérant l'écart considérable entre la production et la demande anticipées en 2030, veuillez indiquer si Énergir dispose d'information sur la manière par laquelle cet écart sera comblé.

Réponse :

Selon Bloomberg, l'écart entre la capacité actuellement en opération et planifiée (environ 174 Bcf) et la demande projetée de 352 Bcf ne constitue pas un déficit permanent, mais représente plutôt le volume de nouvelles capacités qui devront être développées d'ici 2030.

Le rapport indique qu'environ 178 Bcf de capacité additionnelle devront être construits, ce qui correspond essentiellement à un doublement de la capacité actuellement en opération et planifiée. Bloomberg estime que cet objectif est réalisable compte tenu du potentiel encore disponible, notamment dans les filières du gaz de sites d'enfouissement et des effluents agricoles.

Pièce B-0006, Plan d'approvisionnement 2027-2030, p. 28 de 33

Renewable Fuel Standard (RFS)

8 Le RFS procure une valeur pour les biocarburants qui se destinent au secteur du
9 transport. Il est possible de produire des RINs sous cinq catégories. Pour le GSR, la
10 catégorie d'intérêt est le RIN D3, puisque la majorité du GSR se qualifie comme étant un
11 biocarburant sous ce crédit et que la majorité des crédits D3 proviennent du GSR ou du
12 biogaz.

13 Le graphique 16 montre une baisse de la valeur du D3 en 2024-2025, en partie à cause
14 d'un surplus de crédits. En juin 2025, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) a publié
15 les volumes requis des différentes catégories de carburant renouvelables, dont celle du
16 D3, pour les années 2026 et 2027. À partir de cette information et de la prévision des
17 crédits D3 pour les années à venir, Bloomberg estime que le surplus de crédits pourrait
18 se poursuivre, maintenant la valeur du crédit à des prix similaires à ceux de 2024-2025.

19 En juin 2025, l'EPA a publié des propositions de changements au programme RFS⁵, dont
20 une réduction de 50 % des RINs produits par des biocarburants importés, pour le même
21 volume de biocarburants. Selon la compréhension d'Énergir, cette proposition affecterait
22 directement deux LET du Québec dans leur capacité de générer des revenus avec des
23 RINs D3, puisqu'ils produisent du GSR et l'exportent sur les marchés américains. Les
24 changements ont été proposés le 17 juin 2025 : une décision finale concernant ces
25 changements est toujours en attente.

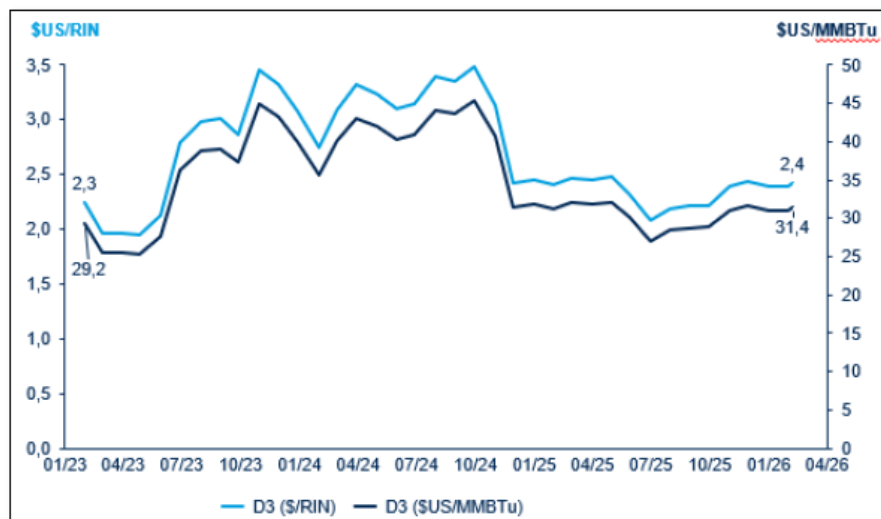
Renewable Fuel Standard (RFS)

8 Le RFS procure une valeur pour les biocarburants qui se destinent au secteur du
9 transport. Il est possible de produire des RINs sous cinq catégories. Pour le GSR, la
10 catégorie d'intérêt est le RIN D3, puisque la majorité du GSR se qualifie comme étant un
11 biocarburant sous ce crédit et que la majorité des crédits D3 proviennent du GSR ou du
12 biogaz.

13 Le graphique 16 montre une baisse de la valeur du D3 en 2024-2025, en partie à cause
14 d'un surplus de crédits. En juin 2025, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) a publié
15 les volumes requis des différentes catégories de carburant renouvelables, dont celle du
16 D3, pour les années 2026 et 2027. À partir de cette information et de la prévision des
17 crédits D3 pour les années à venir, Bloomberg estime que le surplus de crédits pourrait
18 se poursuivre, maintenant la valeur du crédit à des prix similaires à ceux de 2024-2025.

19 En juin 2025, l'EPA a publié des propositions de changements au programme RFS⁵, dont
20 une réduction de 50 % des RINs produits par des biocarburants importés, pour le même
21 volume de biocarburants. Selon la compréhension d'Énergir, cette proposition affecterait
22 directement deux LET du Québec dans leur capacité de générer des revenus avec des
23 RINs D3, puisqu'ils produisent du GSR et l'exportent sur les marchés américains. Les
24 changements ont été proposés le 17 juin 2025 : une décision finale concernant ces
25 changements est toujours en attente.

Graphique 16
Historique de la valeur du crédit RIN D3
2023 à février 2026



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025.

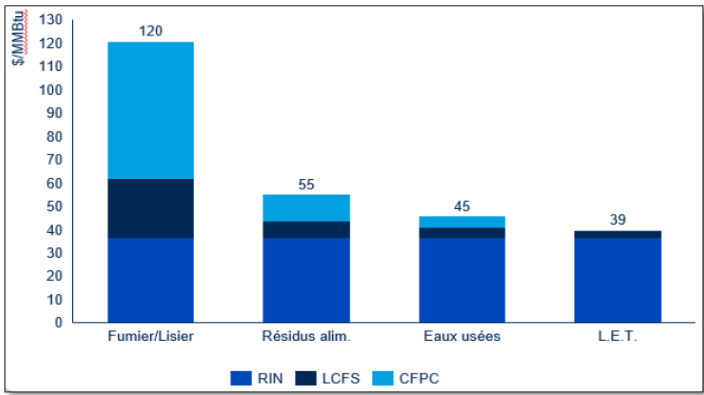
Crédits d'impôt à la production, *Clean Fuel Production Credit (section 45Z)*

7 Sous la section 45Z, l'IRA inclut un crédit d'impôt pour les biocarburants (incluant le GSR),
8 le *Clean Fuel Production Credit* (CFPC), qui peut être utilisé dans le secteur du transport :
9 les projets éligibles devraient être en mesure de produire des crédits cette année. Dans
10 la proposition soumise par l'administration Biden en janvier 2025, le crédit serait disponible
11 jusqu'en 2031 et permettrait aux producteurs de GSR d'obtenir une valeur selon l'intensité
12 carbone de leur projet. Un projet basé sur du fumier avec une intensité carbone négative
13 pourrait capter jusqu'à 60 \$US/MMBtu. L'administration Trump a proposé des

1 ajustements à la proposition, lesquels sont encore dans la phase de proposition et n'ont
2 pas été approuvés.

3 Si les propositions sous la section 45Z sont approuvées, et selon les données actuelles,
4 le graphique 18 présente la valorisation potentielle de différents projets dont le GSR serait
5 dédié au secteur du transport en Californie. Ces projets pourraient générer des revenus
6 allant de 40 \$US à 120 US\$ par MMBtu.

Graphique 18
Valorisation potentielle du GSR selon différents programmes incitatifs
Secteur du transport, Californie



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025

Détails du calcul des caractéristiques de prix indexés

	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Indice des prix à la consommation (IPC) réel (%) *	-	6,36	5,14	2,95	2,07	-	-	-	-
IPC projeté (Energir-H, Document 2, tableau 2) (%)	-	-	-	-	-	2,14	2,02	2,00	2,00
Coût moyen d'acquisition maximal (\$/GJ) **	25,00 \$	26,59 \$	27,96 \$	28,78 \$	29,38 \$	30,01 \$	30,61 \$	31,22 \$	31,85 \$
Coût maximal; projet > 5Mm³ (\$/GJ)	35,00 \$	37,23 \$	39,14 \$	40,29 \$	41,13 \$	42,01 \$	42,86 \$	43,71 \$	44,59 \$
Coût maximal; projet < 5Mm³ (\$/GJ)	45,00 \$	47,86 \$	50,32 \$	51,81 \$	52,88 \$	54,01 \$	55,10 \$	56,20 \$	57,33 \$

* Moyenne de la variation annuelle en (%) d'octobre à septembre par rapport à l'année précédente.

** Le coût moyen d'acquisition autorisé était de 20 \$/GJ pour 2022-2023 et 2023-2024, mais à des fins d'illustration, Énergir présente un coût moyen de 25 \$/GJ.