C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4110-2019

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de distributeur
Demanderesse

-et-

REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION, L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ), un Regroupement comprenant les organismes suivants : l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, *Stratégies Énergétiques (S.É.),* le *Groupe d'Initiatives et de Recherches Appliquées au Milieu (GIRAM)* et *Énergie solaire Québec (ÉSQ)*.
Intervenant

RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1 DE LA RÉGIE

Déposée par le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques*

Le 28 juin 2022
v.r. le 11 juillet 2022

RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1 DE LA RÉGIE

Déposée par le *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques*

Le 28 juin 2022
v.r. le 11 juillet 2022

1. RÉFÉRENCES :

(i) Pièce B-0248, p. 38 :

> « *Le facteur d'émission considéré pour le diesel léger est de 2,734 kg CO_2/litre, inférieur à celui du carburant lourd qui est de 3,146 kg CO_2/litre. En contrepartie, comme le pouvoir calorifique du diesel léger est inférieur à celui du carburant lourd, un volume supérieur d'environ 11 % est requis pour produire la même quantité d'énergie. On estime le rendement de la centrale à 4,645 kWh/litre de carburant lourd comparativement à 4,168 kWh/litre de diesel léger. Ainsi, l'intensité des émissions liées à l'utilisation du diesel léger est légèrement inférieure, soit à 0,656 kg CO_2/kWh comparativement à 0,677 kg CO_2/kWh.* » [la Régie souligne]

(ii) Pièce C-RTIEÉ-0090, p. 23 et 24 :

> « ***Mais le RTIEÉ souhaite la conversion au mazout léger de l'actuelle centrale de Cap-aux-Meules non seulement dans le scénario S-3 de raccordement à Percé mais également dans tous les scénarios éoliens et solaires, malgré ce que HQD propose.*** *Une telle conversion de cette centrale au mazout léger même dans les scénarios éoliens et solaires constituerait une « variante raisonnable » de tels scénarios.* […] [emphase de l'intervenant]
>
> *Une conversion de la centrale de Cap-aux-Meules du mazout lourd au mazout léger même en cas de scénario éolien terrestre ou solaire réduirait au contraire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'opération de cette centrale, mais certes à un coût en combustible plus élevé pour HQD qui devra être pris en compte dans la comparaison économique : voir HQD, Dossier R-4110-2019, Pièces HQD-12, Docs. 1.1 et 11.2.* » [la Régie souligne]

DEMANDE 1.1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE AU RTIEÉ :

Veuillez préciser si le RTIEÉ a évalué la réduction des émissions de gaz à effet de serre anticipée pour les scénarios éoliens terrestres ou les scénarios solaires combinés à la centrale de Cap-aux-Meules dans un contexte où celle-ci fonctionnerait uniquement au diesel léger, correspondant aux « variantes raisonnables » des scénarios S-7, S-8, S-11 et S-12. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette évaluation. Dans la négative, veuillez indiquer si vous êtes en mesure d'évaluer cette réduction.

RÉPONSE 1.1 DU RTIEÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

Nous avions invité HQD à nous fournir cette évaluation des *« variantes raisonnables »*, ce qu'elle a choisi de ne pas faire et que nous regrettons. **HQD dispose en effet de toutes les ressources nécessaires pour effectuer cette évaluation des *« variantes raisonnables »* et il est encore possible à la Régie de la lui demander au moyen d'une DDR supplémentaire.**

Nous attirons aussi l'attention de la Régie sur le fait que le maintien des PUEÉRA fait également partie des aspects des *« variantes raisonnables »* des scénarios de raccordement à Percé et éoliens terrestres et solaires que nous aurions souhaité qu'HQD évalue dans notre DDR à son attention et à laquelle elle a choisi de ne pas répondre. L'abandon des PUEÉRA à lui seul, représenterait un accroissement de 18,1 % des émissions de gaz à effet de serre d'HQD par rapport au statu quo (centrale au mazout lourd) sans PUEÉRA. Voir **HQD**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce B-0204, HQD-11, Doc.1, p.20, Tableau 1 et Pièce HQD-12, Doc. 11.2 (confidentielle). Mais l'on doit aussi tenir compte du fait que les émissions de GES issues du mazout léger utilisé pour le chauffage direct par les clients en cas de maintien des PUEÉRA représenteraient environ 40% des émissions issues de la combustion de ce même mazout pour produire de l'électricité pour chauffer (**RTIEÉ**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce C-RTIEÉ-0090, RTIEÉ-2, Doc.1, parag. 41). **Au net, l'abandon des PUEÉRA aurait donc pour effet d'accroître d'environ 11% émissions de gaz à effet de serre d'HQD (si l'on additionne celles de la chauffe par les clients) par rapport au statu quo (centrale au mazout lourd) sans PUEÉRA.** Tel que nous l'avons mentionné, la suppression des PUEÉRA des divers scénarios a pour effet artificiel de hausser leurs émissions de GES par rapport au *« statu quo »* qui, lui, maintient les PUEÉRA. Cela donne le résultat aberrant que les scénarios solaires émettent davantage de GES que ce *« statu quo »*.

Les émissions de GES des *« variantes raisonnables »* des scénarios de raccordement à Percé et éoliens terrestres et solaires s'établiraient alors comme suit :

Émissions de GES annuelles moyennes (2028-2067) en t CO_2éq.
Après ajustement de certains scénarios

Scénario	**Tel qu'énoncé par HQD avec abandon des PUEÉRA et maintien du mazout lourd**	**Après réduction des émissions de mazout lourd de la centrale CAM si conversion au mazout léger (*0,656 kg CO_2éq./kWh comparativement à 0,677 kg CO_2éq./kWh*)**	**TOTAL de la variante raisonnable des scénarios après réduction nette de 11% des émissions de la centrale CAM (tenant compte du maintien des PUEÉRA, mais avec ajout des émissions dues à la chauffe par les clients). Note : Nous sommes conscients que ce taux de 11% est très approximatif**	**% des émissions de cette variante raisonnable par rapport au statu quo avec maintien des PUEÉRA mais avec ajout des émissions dues à la chauffe par les clients (123 339 t CO_2éq.*1,11=136906 t CO_2éq.)**
S3 Percé + GDP		6771	6026,19	4,75
S7 Éol 13,4 MW	108833	105499	93894,11	73,99
S8 Éol 26,8 MW	80155	77699	69152,11	54,49
Scénario avec 8 éoliennes terrestres (60 MW). Mêmes émissions que S-10 si 5 MW en mer. Nous avons inclus ici ce scénario car il s'agit du seul scénario éolien énoncé par HQD dans son sondage, mais celle-ci indiquait faussement aux sondés que les GES ne seraient alors réduits que de 50% par rapport au statu quo. Voir : HQD, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce B-0204, HQD-11, Doc.1, page Adobe 141, Page 5 du sondage.	34558	33499	29814,11	23,49
S11 Sol. 10MW	137966	133739	119027,71	93,79
S12 Sol. 20MW	134076	129968	115671,52	91,15

À cela nous ajoutons que la pollution accrue de la combustion du mazout lourd par rapport au mazout léger ne tient pas seulement à leurs émissions de gaz à effet de serre (*0,656 kg CO_2éq./kWh comparativement à 0,677 kg CO_2éq./kWh*, en tenant compte du rendement différent tel que vu plus haut) mais également à leurs émissions d'oxydes de soufre, oxydes d'azote, ozone au sol, particules $PM_{2,5}$ et PM_{10}.

C'est l'ensemble de ces écarts de pollution atmosphérique qui rendent comparativement préférable la combustion du mazout léger par rapport à celle du mazout lourd. Et c'est pourquoi HQD a raison d'opter pour ainsi convertir la centrale en cas de raccordement à Percé, mais a tort de ne pas inclure une telle conversion en cas de scénarios éoliens et solaires.

* * *

Nous notons que, pour le seul scénario éolien énoncé par HQD dans son sondage, celle-ci envisageait 8 éoliennes de plus *(et laissait planer le **risque d'un dérangement maximal des insulaires**, en exprimant une incertitude quant à leur localisation y compris des « perturbations sonores pour les résidents à proximité des éoliennes » alors que le débat municipal avait pourtant déjà tranché et clairement limité la zone d'implantation la moins dérangeante possible)*. En plus de faire craindre ce dérangement maximal, le texte du sondage **sous-estimait faussement les GES alléguant que, pour 8 éoliennes, ils ne seraient alors réduits que de 50% par rapport au statu quo** (voir **HQD**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce B-0204, HQD-11, Doc.1, page Adobe 141Adobe 141, Page 5 du sondage), ce qui est substantiellement moindre que l'évaluation qu'en fait HQD pour 8 éoliennes dans sa propre preuve (voir **HQD**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce B-0204, HQD-11, Doc.1, page 20, Tableau 1 et Pièce HQD-12, Doc. 11.2 confidentielle : *une réduction de 75,83% des GES par rapport au statu quo*) et encore davantage inférieur à l'évaluation que nous en faisons ci-dessus (*une réduction de 76,51% (soit 100%-23,49%) des GES par rapport au statu quo*, si l'on convertit la centrale au mazout léger et si l'on maintient les PUEÉRA mais en tenant bien compte des émissions de GES accrues résultant de la chauffe directe par les clients).

Ce biais dans la formulation des questions du sondage (**dérangement maximal et sous-estimation des réductions de GES**) fait partie de la longue liste de biais de ce sondage, nuisibles à l'option éolienne, que nous avons énumérés dans notre mémoire (**RTIEÉ**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce C-RTIEÉ-0090, RTIEÉ-2, Doc.1, chapitre 8).

Nous invitons le lecteur à relire notre analyse des biais du sondage en ce chapitre 8 de notre mémoire. Nous notons un intérêt de la Régie à ce sujet, notamment dans sa récente DDR 11 à Hydro-Québec Distribution. Nous y reviendrons en argumentation et avons déposé la Pièce C-RTIEÉ-0095, RTIEÉ-2, Doc. 4, faisant état des divers biais que les bonnes pratiques des sondages auraient dû amener HQD à éviter ici.

Comme indiqué à notre mémoire (**RTIEÉ**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce C-RTIEÉ-0090, RTIEÉ-2, Doc.1, chapitre 10), le RTIEÉ recommande à la Régie de l'énergie de retenir le scénario S-8 (quatre éoliennes totalisant 26,8 MW avec SSÉ et centrale diesel), avec variante raisonnable *(conversion de la centrale au diesel léger, PUEÉ, PGEÉ, microproduction et continuation graduelle de l'implantation d'énergies renouvelables et donc, en suivant la même approche graduelle qui est pratiquée ailleurs dans le monde dans des réseaux insulaires et selon ce qui surviendra alors, possibilité d'autres éoliennes, continuation du développement de la microproduction distribuée et de la réduction de la demande, batteries, etc.), pour atteindre le même niveau de service que le scénario S-3)*.

2. RÉFÉRENCES :

(i) Pièce C-RTIEÉ-0090, p. 13 à 15 :

> « *18- Certes le gaz naturel renouvelable liquéfié (GNL-R) est réputé carboneutre et remplirait donc apparemment l'objectif de la transition énergétique vers des énergies renouvelables et la décarbonation de l'économie québécoise.*
>
> *19- Toutefois, le gaz naturel renouvelable (GNR) disponible est rare.*
>
> *Énergir peine en effet à s'approvisionner en GNR pour atteindre ses propres cibles gouvernementales réglementaires de 1 % de ses livraisons gazières en 2021, de 2 % en 2023 et de 5 % en 2025, sans compter la cible gouvernementale de 10 % en 2030, et surtout de les obtenir à un coût abordable et préférablement de source québécoise (voir Dossier R-4008-2017).* […]
>
> *20- À cela s'ajoute le fait que, sans diminuer les grands avantages de cette filière, l'approvisionnement en GNR connaît des enjeux de fiabilité.*
>
> *21- Pour l'ensemble de ces raisons, le RTIEÉ recommande donc d'éliminer du champ des scénarios possibles ceux comportant un approvisionnement électrique produit par du gaz naturel liquéfié (GNL), y compris du gaz renouvelable liquéfié (GNL-R).* » [la Régie souligne]

(ii) Pièce C-AQPER-0068, p. 15 :

> « *Concernant le GNL-R, compte tenu des cibles gouvernementales, l'AQPER estime après consultation de ses membres, qu'il y aura suffisamment de GNR en 2025 pour répondre à 100% des besoins des IDLM en GNR.* » [la Régie souligne] [note de bas de page omise]

DEMANDE 2.1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE AU RTIEÉ :

Veuillez commenter l'affirmation de l'AQPER qui « *estime après consultation de ses membres, qu'il y aura suffisamment de GNR en 2025 pour répondre à 100% des besoins des IDLM en GNR* » (référence (ii)).

RÉPONSE 2.1 DU RTIEÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

La question que l'AQPER aurait dû se poser est la suivante : *Y aura suffisamment de GNR en 2025 pour répondre à 100% des besoins des IDLM en GNR sans nuire à l'atteinte à un coût raisonnable par Énergir et Gazifère de leurs objectifs d'accroissement de la part de GNR dans le gaz naturel qu'elles livrent ?*

Énergir a déposé au Dossier R-4008-2017 Phase 1, Étape D, un énoncé de sa stratégie qui lui permettraient d'atteindre les très maigres objectifs de GNR 1% de son gaz livré en 2020-2021, 2% en 2023-2024, 5% en 2025-2026 et bientôt 7% en 2027-2028 et 10% en 2030-2031 (ce qui signifierait même alors que 90% du gaz naturel livré par elle ne serait toujours pas du GNR, malgré le fait que jadis Deloitte envisageait que ce taux aurait pu atteindre 66%; nous sommes loin du compte).

Ainsi dans **ÉNERGIR**, Dossier R-4008-2017 Phase 1, Étape D, Pièce B-0732, Gaz Métro-8, Doc. 1 (v.r.r.), celle-ci indique :

> *Page 17 : 3.1 LA SITUATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE*
> ***On observe un déséquilibre croissant entre l'offre de GNR et la demande. Les lois d'une économie de marché font en sorte que la pression sur le prix du GNR est à la hausse****.*
>
> *Page 20 :* ***Face à cette analyse, le débat entourant la priorité à accorder aux projets de production de GNR au Québec apparaît être un faux débat. En effet, tous les projets, petits et grands, contribueront à l'atteinte des seuils et Énergir n'aura pas le luxe de les ignorer pour privilégier des projets au Québec ou hors-Québec****.*
>
> *Page 24 : Ces exemples d'initiatives de la part d'entreprises de services publics de même que les nouvelles réglementations exercent une* ***pression à la hausse sur les prix du GNR, qui dépassent les simples coûts de production****.* ***Les joueurs sont de plus en en plus nombreux*** *et certains, comme Fortis, réussissent à sécuriser de plus en plus de volumes afin de rencontrer leur cible réglementaire grâce à un modèle réglementaire flexible qui leur permet d'envoyer des signaux clairs sur le marché.*
>
> *Page 25 : 3.2 RÉSULTATS DE L'APPEL D'OFFRES*
> ***À l'été 2021, Énergir a constaté que son portefeuille de projets en développement ne suffirait pas pour atteindre le seuil de 2 % pour l'année tarifaire 2023-2024****. Elle a donc lancé un appel d'offres le 15 novembre 2021 afin de pallier ce manque de projets et de volumes. L'appel d'offres s'est terminé le 21 janvier 2022 : Énergir a reçu 19 propositions provenant de neuf soumissionnaires différents. De ces 19 propositions, une seule provenait du Québec, d'un site produisant déjà du GNR. […]* ***Les prix proposés sont toutefois révélateurs de la valeur du GNR sur le marché actuel et semblent***

> ***confirmer ce déséquilibre entre l'offre et la demande*** *plus amplement discuté à la section précédente.*
>
> *Le constat qui s'impose à ce stade-ci est que le coût moyen des approvisionnements en GNR de 15 $/GJ retenu par la Régie dans l'étape B du présent dossier n'est plus d'actualité. La valeur du GNR a connu une hausse significative depuis ce temps pour se situer, selon toutes probabilités,* ***entre 25 $/GJ et 35 $/GJ [NDLR du RTIEÉ : Il s'agit ici non pas de la valeur du nouveau GNR mais de la moyenne incluant aussi tout le GNR déjà acquis antérieurement par Énergir; le nouveau GNR serait à 45$/GJ; voir plus bas]*** *selon les propositions reçues dans l'appel d'offre de 2021-2022. Rappelons que l'appel d'offres lancé par Énergir en 2019 avait résulté en des propositions dont la moyenne des prix (pour l'année 1 de livraison) étaient de 18,98 $/GJ. On constate donc une augmentation de plus de 50 % de cette moyenne.*
>
> *Page 34 :* ***Énergir propose que le prix maximal d'un contrat de GNR fonctionnalisé à Dawn soit fixé à 45 $/GJ (170,505 ¢/m³)****.*
>
> *[Souligné en caractère gras par nous]*

De plus, dans **ÉNERGIR**, Dossier R-4008-2017 Phase 1, Étape D, Pièce B-0733, Gaz Métro-8, Doc. 4 (v.r.), celle-ci ajoute :

> Page 6 : […] Énergir est en accord avec la Régie que le marché du GNR est définitivement un marché en évolution. Comme le montrent la section 3 de la pièce B-0718 ainsi que la section 8 de la présente pièce, le marché nord-américain du GNR a grandement évolué au cours des deux dernières années. **La demande, réelle et annoncée, des utilités gazières nord-américaines a considérablement augmenté, ce qui a eu pour effet d'exercer une pression à la hausse sur les prix, comme le démontrent les résultats du plus récent appel d'offres d'Énergir par rapport à l'appel d'offres précédent**.
>
> **Tableau 2**

Appel d'offres	Prix moyen contrat ($CAD/GJ)	Évolution du prix moyen
2021	36,44 $	+ 59,7 %
2019	22,82 $	

> **L'évolution du marché démontre que les prix seront amenés à augmenter avec une demande de plus en plus croissante** (voir section 3.1.2. de la preuve d'Énergir à la pièce B-0718 [NDLR du RTIEÉ : révisée

sous Pièce B-0732, Gaz Métro-8, Doc. 1 (v.r.r.); voir plus haut]) et **un potentiel de production limité par la matière organique disponible** (section 3.1.1 page 19 ligne 5 à 7 de la pièce B-0718 [NDLR du RTIEÉ : révisée sous Pièce B-0732, Gaz Métro-8, Doc. 1 (v.r.r.); voir plus haut]).

Page 7 : De plus, puisqu'il a été démontré dans la preuve d'Énergir à la pièce B-0718 [NDLR du RTIEÉ : révisée sous Pièce B-0732, Gaz Métro-8, Doc. 1 (v.r.r.); voir plus haut] et à la section 8 du présent document que **le marché du GNR tend vers des prix à la hausse**, Énergir est d'avis qu'il est plus prudent de favoriser les contrats à long terme pour combler les besoins de la cible réglementaire. Pour Énergir, la durée des contrats pour atteindre ces cibles devrait pouvoir aller jusqu'à 20 ans.

Énergir propose donc que, dans la mesure où les projets disponibles le permettent, l'entièreté des volumes nécessaires à l'atteinte des cibles réglementaires soit comblée par des contrats à long terme. En effet, ce faisant, Énergir permet à sa clientèle de profiter des prix actuels du marché et s'assure de pouvoir minimalement répondre aux exigences réglementaires de volumes livrés.

Page 10 : **Énergir rappelle que le marché du GNR est émergent et toujours, à ce jour, en développement. Cette immaturité actuelle du marché réduit donc la liquidité et la disponibilité des volumes ce qui limite Énergir dans ses choix de répartition de portefeuille d'approvisionnement**.

Page 24 : Tout d'abord, dans sa pièce déposée le 2 mars 2022, Énergir a fait un état de la situation en Amérique du Nord à l'égard de l'offre et de la demande. **Le déséquilibre croissant constaté entre l'offre et la demande projetée a conduit Énergir à postuler qu'elle devra saisir un maximum d'opportunités pertinentes et sérieuses dans le cadre des critères internes qu'elle a établis, québécois ou pas, afin d'atteindre les cibles fixées par règlement et/ou la demande volontaire, et ultimement, jouer un rôle utile dans la transition énergétique et arriver à cette carboneutralité annoncée pour 2050**.

Aussi, imposer une caractéristique de contenu québécois pourrait avoir un effet pernicieux. En effet, sachant qu'Énergir doit atteindre une certaine proportion de GNR produit au Québec, un producteur pourrait tenter de profiter de la situation en vendant son GNR à un prix supérieur à sa valeur.

[Souligné en caractère gras par nous]

Ce qui précède confirme la rareté du GNR que nous invoquions dans notre mémoire, du moins à un coût raisonnable.

Ce coût raisonnable marginal serait dorénavant de l'ordre de **45 $/GJ (170,505 ¢/m³)**, ce qui représente plus du double que le coût unitaire extrêmement bas, qu'Hydro-Québec Distribution a erronément utilisé pour évaluer son scénario GNR-L (voir **HQD**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce B-0204, HQD-11, Doc.1, page 20, Tableau 1 et Pièce HQD-12, Doc. 11.2 confidentielle). Et même avec ce coût du GNR estimé extrêmement bas, le scénario GNR-L est plus onéreux que de multiples autres scénarios dont l'éolien et le solaire : voir **HQD**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce B-0204, HQD-11, Doc.1, page 23, Tableau 2 et Pièce HQD-12, Doc. 11.2 confidentielle.

Et, comme nous le soulignons dans notre mémoire (**RTIEÉ**, Dossier R-4110-2019 Ph.2, Pièce C-RTIEÉ-0090, RTIEÉ-2, Doc.1), en section 3.2, même si HQD se résignait à acquérir du GNR-L au coût contemporain élevé qui est désormais le sien, elle le ferait nécessairement au détriment d'Énergir (et de Gazifère) qui peinent à trouver du GNR à prix abordable pour satisfaire leurs obligations réglementaires déjà très faibles. Dans les citations ci-dessus, Énergir a elle-même énoncé que la rareté du GNR disponible la privait du luxe de choisir ses approvisionnements : elle est contrainte de contracter tous les fournisseurs qui lui sont disponibles à coût raisonnable. Elle ne peut pas même s'offrir le luxe de cibler ses achats vers le GNR québécois.

Notre mémoire ajoutait :

> ***19-*** *[…] Encore récemment, la Régie de l'énergie a provisoirement refusé d'approuver la caractéristique « prix » de deux contrats d'approvisionnement d'Énergir en GNR québécois à Neuville et Chicoutimi, ce prix étant considéré trop élevé (sous réserve de la réévaluation future possible à la hausse du prix moyen et maximal de GNR que la Régie jugerait acceptable dans la suite de son dossier) :* ***RÉGIE DE L'ÉNERGIE****, Dossier R-4008-2017, Décision D-2022-054 (version caviardée), parag. 68-69. […]*
>
> ***20-*** *À cela s'ajoute le fait que, sans diminuer les grands avantages de cette filière, l'approvisionnement en GNR connaît des enjeux de fiabilité.*
>
> *On l'a vu à la Ville de Saint-Hyacinthe (qui s'avère incapable de livrer les volumes contractés vu la concurrence féroce des sites d'enfouissement pour s'accaparer les matières résiduelles, ce qui a contraint la révision à la baisse de 16 $10^6 m^3$ à 7 $10^6 m^3$ de l'engagement de livraison de GNR par la Ville).* [1]
>
> *On l'a aussi vu à la SÉMER (Société d'économie mixte d'énergie renouvelable de la région de Rivière-du-Loup, dont le projet tarde toujours à se concrétiser,*

[1] **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4008-2017, Décision D-2021-096, comparer le parag. 47 (tableau 6) et le parag. 158 (tableau 8).

> *nécessitant encore une nouvelle aide financière gouvernementale avant de pouvoir démarrer [2]).*
>
> *Encore récemment, Énergir a contracté en Nouvelle-Écosse un approvisionnement en GNR (dont les caractéristiques ont été approuvées à* ***RÉGIE DE L'ÉNERGIE****, Dossier R-4008-2017, Décision D-2022-054 (version caviardée), parag. 62) à un prix surprenant et défiant toute concurrence auprès d'un promoteur qui anticipe même de livrer davantage de GNR que la totalité du potentiel technico-économique en GNR de la province évalué par une firme d'experts (ce qui a amené SÉ-AQLPA-GIRAM à exprimer des doutes sur la fiabilité d'un tel approvisionnement qu'Énergir qualifie elle-même d'« ambitieux »). [3]*
>
> *Si l'éventuel fournisseur en GNR auprès d'HQD devait donc lui-même éprouver des difficultés à fournir, l'on serait contraint de combler le manque par des approvisionnements au mazout léger comme Hydro-Québec Distribution l'indique elle-même dans sa description ci-dessus du scénario S-5 et S-6.*

Nous maintenons donc ces affirmations.

* * *

Mais, ceci étant dit, il existe un autre aspect non abordé par l'AQPER ni par Énergir dans les documents précités : la possibilité que se développe, à terme, une production de GNR (qui serait désormais renommé *« gaz de source renouvelable (GSC) »*) produite à partir d'hydrogène vert, suite à la Loi LQ.2021, c. 28 (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4008-2017 Ph. 1 Étape D, Pièce A-0348) et un Projet de Règlement en cours d'examen (**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4008-2017 Ph. 1 Étape D, Pièce A-0345). Si ce Règlement est adopté et entre en vigueur, il devient théoriquement possible que l'offre en GNR s'accroisse et ainsi en réduise la hausse du coût. Cette possibilité demeure toutefois très théorique à ce stade. Le gouvernement avait eu l'occasion récemment d'annoncer une *« Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies »* mais, le 25 mai 2022, n'a émis en lieu et place qu'un timide

---

2 **Andréanne LEBEL, journaliste**, *Le maire de Rivière-du-Loup Mario Bastille dénonce «une pression» dans le dossier de la SÉMER*, Infodimanche Rivière-du-Loup, le 16 mars 2022, https://www.infodimanche.com/actualites/actualite/455204/le-maire-de-riviere-du-loup-mario-bastille-denonce-une-pression-dans-le-dossier-de-la-semer .

3 **M. Jean SCHIETTEKATTE, Analyste, M. André BÉLISLE, Analyste, Me Dominique NEUMAN, LL.B., Procureur (pour le Regroupement SÉ-AQLPA-GIRAM)**, *Caractéristiques des contrats d'approvisionnement par Énergir en gaz naturel renouvelable à Gore (Nouvelle Écosse), Chicoutimi et Neuville. Mémoire. Version caviardée publique*, déposé sous : **SÉ-AQLPA-GIRAM**, Dossier R-4008-2017, Pièce C-SÉ-AQLPA-GIRAM-0186, SÉ-AQLPA-GIRAM-5, Doc. 6, Sections 1.2 et 1.3.

communiqué de presse ne comportant que très peu d'engagements financiers : https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/le-gouvernement-du-quebec-devoile-la-strategie-quebecoise-sur-lhydrogene-vert-et-les-bioenergies-decarboner-innover-et-rayonner-40659.

Nous ne pouvons donc pas écarter à ce stade la possibilité qu'un jour, un marché de GNR généré par de l'hydrogène vert se développe et fasse baisser le prix du GNR et en accroisse la disponibilité, mais les signaux à cet égard ne sont toujours pas convaincants à l'heure actuelle.