

Mémoire de la fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)

Portant sur la

**Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des
Conditions de service et Tarif d'Énergir s.e.c. à compter du 1^{er} octobre 2019**

Préparé dans le cadre du dossier

R-4076-2018 Phase 3B

de la Régie de l'énergie du Québec

Par

Antoine Gosselin, économiste

Montréal, le 8 mai 2020

Table des matières

1.	Introduction	3
2.	Utilisation du liquéfacteur n° 2 de l'usine LSR	3
3.	Sources 3 et 4: Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2 et des chargements de camions-citernes	6
4.	Sommaire des recommandations	8

1. Introduction

Dans sa décision D-2019-124, la Régie demande à Énergir de faire un suivi comparant les avantages et les inconvénients d'utiliser un service alternatif au liquéfacteur 1.

« [254] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de la phase 3 du dossier tarifaire R-4076-2018, une preuve présentant 12 les avantages et les inconvénients d'utiliser [REDACTED] plutôt que le liquéfacteur n° 1 à l'égard des éléments suivants :

- avantages économiques pour la clientèle réglementée;
- simplicité et transparence des méthodes de répartition des coûts;
- implications techniques et économiques associées aux périodes d'arrêts plus longues entre les périodes d'utilisation pour le liquéfacteur no 1;
- risques techniques, opérationnels et économiques associés à la non-utilisation du liquéfacteur no 1 à court et à long termes, ainsi que les moyens à sa disposition pour assurer son intégrité et mitiger les risques identifiés. »

Par ailleurs, dans sa décision D-2020-039, la Régie demande également à Énergir «de justifier sa proposition selon laquelle elle se doit d'assumer les coûts de compression pour le gaz d'évaporation des sources 3 et 4 considérant le transfert de propriété en amont du compresseur. À cet effet, la Régie demande au Distributeur de comparer les caractéristiques du contrat maître avec les caractéristiques d'achat de gaz naturel d'autres contrats. »¹

La présente preuve porte sur les suivis déposés par Énergir eu égard à ces deux demandes de la Régie.

2. Utilisation du liquéfacteur n° 2 de l'usine LSR

À la suite du suivi demandé par la Régie au paragraphe 254 de la décision D-2019-124, Énergir avise la Régie « qu'elle ne conclura plus d'entente avec GM GNL afin qu'elle liquéfie le gaz à injecter dans les réservoirs de l'usine LSR, avant la période d'hiver afin de constituer l'inventaire nécessaire aux besoins de l'activité réglementée, lorsque le liquéfacteur no 1 est fonctionnel. »² Elle n'exclut toutefois pas la possibilité de conclure de telles ententes lors de la période d'hiver.

¹ Paragraphe 101

² B-0342, p. 4

Cette décision repose sur la difficulté de concilier l'intérêt de la clientèle de la daQ, l'intégrité économique et financière de l'entité apparentée et la conclusion d'une transaction au coût complet. Selon Énergir, il ne serait pas avantageux pour l'activité réglementée de payer le coût complet de l'utilisation du liquéfacteur n° 2 si celui-ci excède le coût marginal du liquéfacteur n° 1.³

La FCEI partage l'analyse d'Énergir selon laquelle il serait déraisonnable pour la clientèle réglementée de payer un coût qui excède le coût marginal du liquéfacteur n° 1.

La FCEI constate que les transactions visant les services de liquéfaction présentent un potentiel de bénéfice mutuel en été comme en hiver, mais que celui-ci ne peut être réalisé à cause des dispositions du Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe corporatif (« Le Code de conduite») et, notamment, de sa clause 4.1 qui exige que toutes les transactions entre l'activité et l'activité non réglementée soient faites au coût complet. Elle estime que, dans le cas présent, cette disposition du Code est contraire à l'intérêt de la clientèle.

Dans sa décision D-2020-027, la Régie se questionne sur le caractère adéquat du Code de conduite considérant les nouvelles possibilités de gestion opérationnelle de l'usine LSR:

« [40] Considérant la position d'Énergir et les conclusions recherchées par les intervenantes, la Régie se questionne sur l'utilisation du coût complet pour déterminer le juste prix que devrait assumer le Distributeur dans le cas spécifique de l'utilisation des services de liquéfaction de GM GNL dans le futur.

[41] En effet, un des objectifs du Code de conduite est d'assurer que les décisions prises par le Distributeur à l'égard de ses activités non réglementées ne se feront pas au détriment de ses activités réglementées. Or, un prix de transaction pour l'utilisation du liquéfacteur no 2 sera vraisemblablement plus onéreux pour la clientèle s'il est évalué en tenant compte du coût complet. Ainsi, une des questions à examiner au présent dossier porte sur le caractère adéquat du Code de conduite considérant les nouvelles possibilités de gestion opérationnelle de l'usine LSR. » (Nous soulignons)

Dans la foulée de ce questionnement de la Régie, **la FCEI propose de modifier l'article 4.1 du Code de conduite de sorte que, plutôt que d'imposer que toutes les transactions soient réalisées au coût complet, celui-ci devrait constituer le seuil maximum que l'activité réglementée puisse payer pour un service obtenu et le seuil minimal qu'elle puisse facturer pour un service rendu**. Ainsi, le résultat d'une transaction ne pourrait qu'être équivalent ou plus avantageux pour l'activité réglementée que ce que prévoit le Code de conduite actuel préservant ainsi l'objectif de protection de la clientèle réglementée. De plus, certaines transactions mutuellement bénéfiques qui sont aujourd'hui impossibles à

³ B-0342, p. 7

conclure deviendraient réalisables, notamment des ententes de liquéfaction. Le FCEI ne croit pas que cette modification compromettrait les autres objectifs du Code de conduite. Notamment, tel que l'affirme Énergir, « comme il s'agit de contrats négociés de gré à gré, on ne peut que présumer que les termes des transactions respectent l'intégrité économique de GM GNL, sans quoi cette dernière aurait refusé les transactions. »⁴

Cela dit, la FCEI constate qu'à toutes fins utiles, [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]⁵

Un tel résultat suggère qu'Énergir a partagé l'information détaillée sur les coûts marginaux de liquéfaction du train no 1 dans le cadre de la négociation de cette entente ou que GM GNL a été en mesure de les évaluer très précisément à partir de l'information disponible dans les dossiers réglementaires publics d'Énergie. Dans les deux cas, la négociation est biaisée en faveur de l'activité non réglementée.

En effet, puisque GM GNL connaît le prix de réserve de l'activité réglementée pour le service qu'elle lui offre, [REDACTED]

[REDACTED] Il semble évident que le maintien du statu quo en la matière entraînera des résultats similaires si de nouvelles ententes devaient être conclues.

Afin de pallier ce problème, la FCEI estime que la Régie doit intervenir de manière à modifier le rapport de force de la négociation. **Pour ce faire, la FCEI propose que la Régie fixe un seuil de bénéfice minimal que doit retirer l'activité réglementée pour que la transaction puisse se conclure.** Ainsi, une entente de liquéfaction ne pourrait être conclue que si elle procure à l'activité réglementée un bénéfice supérieur ou égal à un seuil prédéterminé par rapport à l'utilisation du liquéfacteur n° 1. **La FCEI propose de fixer initialement le seuil de bénéfice minimal à 15%. Toutefois, une transaction présentant un bénéfice inférieur à ce seuil pourrait être acceptée à condition que la contrepartie révèle ses coûts et les soumette à l'examen de la Régie.** La FCEI soumet que ce cadre outillerait l'activité réglementée afin qu'elle puisse négocier des ententes qui soient plus équitables et davantage dans l'intérêt des clients du service de distribution.

De plus, afin d'établir correctement le bénéfice que retirerait l'activité réglementée d'une entente de liquéfaction, **la FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de réaliser l'étude visant à évaluer les activités d'entretien additionnelles requises dont il est fait mention en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements de la FCEI.**⁶

⁴ B-0342, p. 8

⁵ [REDACTED]

⁶ B-0373, pp. 10 et 11

3. Sources 3 et 4: Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2 et des chargements de camions-citernes

Dans sa décision D-2020-039, la Régie demandait à Énergir « de justifier sa proposition selon laquelle elle se doit d'assumer les coûts de compression pour le gaz d'évaporation des sources 3 et 4 considérant le transfert de propriété en amont du compresseur. À cet effet, la Régie demande au Distributeur de comparer les caractéristiques du contrat maître avec les caractéristiques d'achat de gaz naturel d'autres contrats. »

Énergir dépose la réponse à ce suivi dans la pièce B-0376.

Énergir y présente l'achat du gaz d'évaporation des sources 3 et 4 comme des achats de fourniture comparables aux achats faits à Empress ou Dawn. Elle soutient qu'étant donné qu'Énergir n'encourt pas de coûts additionnels pour compresser ce gaz, il est normal qu'elle le paie au même prix que celui d'une source de fourniture alternative.

« En effet, dans le cas d'un achat de fourniture à GM GNL en amont du réseau de distribution, il n'y a pas de coût variable au niveau du compresseur, et ce, afin d'acheminer le gaz naturel dans le réseau gazier. En effet, Énergir rappelle que le compresseur installé est en mesure de répondre à une grande capacité de compression. Cette capacité est établie sur la base des besoins du liquéfacteur 1 et ce, autant pour la source 1 (évaporation régulière du gaz naturel liquide (GNL) des réservoirs) que la source 2 (gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1). Ce compresseur demeure en fonction en tout temps et un apport de gaz supplémentaire à compresser, provenant par exemple d'une hausse des volumes compressés issus des sources 3 et 4, n'entraîne pas de coûts additionnels; les coûts de compression étant essentiellement fixes, ils n'engendrent aucun coût variable.

Dans ce contexte, et contrairement au gaz de compression qui est un coût d'approvisionnement variable, Énergir considère que GM GNL n'a pas à assumer de coût de compression (à l'usine LSR) pour être en mesure de distribuer le gaz naturel acheté (sources 3 et 4), car il y a absence de coût variable de compression. »⁷

D'emblée, la FCEI réitère son désaccord avec la proposition d'Énergir et maintient ses recommandations de la phase 3A.

Elle formule les commentaires suivants quant à la réponse d'Énergir au suivi demandé par la Régie.

Premièrement, la FCEI soumet que le but premier de l'exercice actuel est d'allouer les coûts de l'usine LSR et non de se procurer un nouvel approvisionnement. Analyser la question du point de vue des approvisionnements n'est pas approprié et conduit à un résultat contraire aux

⁷ B-0376, p. 6

principes d'allocation fondamentaux établis par la Régie que sont notamment la causalité, l'absence de service gratuit et le partage des économies d'échelle.⁸ À cet égard, il est indéniable que l'activité de GM GNL fait augmenter le besoin de compression. Si les autres activités de l'usine ne nécessitaient pas de compression, il faudrait en construire pour répondre à un besoin de GM GNL. Le fait qu'une capacité soit déjà en place, que le besoin total reste à l'intérieur de la capacité de compression existante et que le coût de compression soit fixe ne justifie pas d'offrir le service gratuitement à GM GNL. Ce qui cause le besoin d'un compresseur c'est l'existence d'une évaporation et la capacité du compresseur est dictée par le débit d'évaporation. Le respect des principes de causalité exige donc que l'allocation des coûts soit faite en fonction de l'évaporation causée par chacun des utilisateurs.

À titre de comparaison, une part des coûts des conduites de distribution est allouée même aux clients interruptibles qui n'entraînent aucun investissement dans le réseau de distribution.

De manière analogue, certains coûts de l'usine LSR sont fixes et cela n'empêche en rien d'en allouer une partie à GM GNL. Par exemple, avant la construction du deuxième train de liquéfaction, GM GNL assumait une part des coûts fixes du liquéfacteur 1. De la même manière, GM GNL se voit allouer une portion des coûts (fixes) d'entreposage même si le fait qu'elle en réserve une partie n'a aucun impact sur le coût total d'entreposage ni sur les coûts d'approvisionnement globaux d'Énergir. L'application à l'entreposage de la logique proposée par Énergir pour l'évaporation de sources 3 et 4 aurait pour conséquence que l'espace d'entreposage devrait être offert gratuitement à GM GNL. En effet, tout comme il n'y a, selon Énergir, globalement aucun coût marginal à compresser plus de gaz naturel, il n'y a aucun coût additionnel à entreposer des m³ additionnels dans les réservoirs (lorsque le besoin d'un outil de maintien de la fiabilité est nul comme c'est le cas présentement).

Deuxièmement, la FCEI soumet que l'argument invoqué par Énergir selon lequel l'activité réglementée ne subit aucun coût additionnel en assumant la responsabilité de la compression est erroné. En effet, si Énergir n'achetait pas ce gaz de GM GNL, ce dernier devrait en assumer la compression afin de pouvoir l'acheminer dans le réseau de distribution pour vente à une tierce partie. Ce faisant, il deviendrait responsable d'une plus grande part des coûts de compression ce qui réduirait d'autant les coûts devant être assumés par l'activité réglementée. Par conséquent, il serait plus avantageux financièrement pour l'activité réglementée d'acquérir du gaz livré en franchise que d'acquérir le gaz d'évaporation.

Finalement, la FCEI souligne que, selon le schéma de l'usine LSR⁹, le GNL produit par GM GNL circule dans des conduites d'Énergir pour se rendre aux réservoirs, ce qui ne semble poser aucun problème quant à la propriété du GNL. De la même manière, lorsque GM GNL réalise des transactions d'optimisation en vaporisation du gaz, celui-ci transite également par des conduites de l'usine qui appartiennent à l'activité réglementée sans que cela semble poser d'enjeu de propriété. Dans ce contexte, la FCEI demeure perplexe face à la prétention d'Énergir que le gaz doive changer de propriétaire à l'intersection des installations de GM

⁸ D-2016-100, section 4.3

⁹ B-0376, Annexe 1

GNL et d'Énergir et qu'il ne peut demeurer la propriété de GM GNL jusqu'en aval des compresseurs. D'ailleurs, le schéma de l'usine LSR montre que le point de réception du gaz d'évaporation de source 3 se situe sensiblement en amont de la jonction entre les installations d'Énergir de GM GNL.

4. Sommaire des recommandations

Eu égard au service de liquéfaction, la FCEI recommande de :

- modifier l'article 4.1 du Code de conduite de sorte que, plutôt que d'imposer que toutes les transactions soient réalisées au coût complet, celui-ci devrait constituer le seuil maximum que l'activité réglementée puisse payer pour un service obtenu et le seuil minimal qu'elle puisse facturer pour un service rendu;
- fixer un seuil de bénéfice minimal de 15 % que devrait retirer l'activité réglementée pour qu'une transaction puisse se conclure;
- fixer initialement le seuil de bénéfice minimal à 15% (Toutefois, une transaction présentant un bénéfice inférieur à ce seuil pourrait être acceptée à condition que la contrepartie révèle ses coûts et les soumette à l'examen de la Régie.); et
- ordonner au Distributeur de réaliser l'étude visant à évaluer les activités d'entretien additionnelles requises dont il est fait mention en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements de la FCEI.

Eu égard à l'allocation des coûts de l'activité « compression » de l'usine LSR, la FCEI recommande que :

- l'évaporation de liquéfaction train 2, de même que l'évaporation liée aux chargements soient entièrement attribuées à l'activité non réglementée pour les fins de l'allocation des coûts de compression;
- la responsabilité du gaz naturel provenant des sources 3 et 4 soit attribuée en totalité à l'activité non réglementée.