

SUIVIS DÉCOULANT DE
LA DÉCISION D-2020-039 PORTANT SUR
LA RÉPARTITION DES COÛTS DE L'USINE LSR
ENTRE LES ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉE
ET NON RÉGLEMENTÉE

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	3
1 MISE À JOUR DU SCHÉMA DE L'USINE LSR	4
2 COÛTS DE COMPRESSION POUR LE GAZ D'ÉVAPORATION DES SOURCES 3 ET 4	5
3 ACTIVITÉ DE CHARGEMENTS	7
CONCLUSION	9

INTRODUCTION

Le 7 avril 2020, la Régie de l'énergie (la Régie) a rendu la décision D-2020-039, dans le cadre de la phase 3A du présent dossier tarifaire 2019-2020.

Par cette décision, la Régie approuve :

- à compter de l'exercice financier 2018-2019, la répartition des coûts de l'activité de regazéification de l'usine LSR entre l'activité réglementée et le client GM GNL, l'allocation des coûts de la direction Transport et approvisionnement gazier au client GM GNL par l'entremise de la recharge de l'activité non réglementée (ANR), ainsi que le traitement des déséquilibres volumétriques, comme proposés par Énergir, s.e.c. (Énergir);
- à compter de l'année tarifaire 2019-2020, les ajustements à la méthode de répartition des coûts de l'usine LSR comme proposés par Énergir, à l'exception des ajustements liés au gaz d'évaporation des sources 3 et 4.

Relativement à ce dernier point, la Régie a formulé trois demandes de suivis :

- 1) **« [100] À cet égard, la Régie demande à Énergir de déposer dans le cadre de la phase 3B [...] une mise à jour du schéma 3 de la présente décision afin d'illustrer l'emplacement des instruments de mesure et du point de réception pour le gaz d'évaporation de la source 4. »**
- 2) **« [101] Elle 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. »**
- 3) **« [111] En conséquence, la Régie demande à Énergir de poursuivre ses analyses afin de déposer une nouvelle proposition comme base de calcul du coût unitaire moyen de l'activité « Chargements ». À cette fin, elle lui demande de tenir compte de la capacité de chargement potentielle ou utile du quai 0. Elle demande également à Énergir de déposer [...] un calendrier de dépôt pour cette nouvelle proposition. »**

Le présent document, déposé dans la phase 3B du présent dossier, constitue la réponse d'Énergir à ces demandes de la Régie.

1 MISE À JOUR DU SCHÉMA DE L'USINE LSR

1 Dans sa décision D-2020-039 (paragr. 100) :

2 « [...] **la Régie demande à Énergir de déposer dans le cadre de la phase 3B [...] une mise à**
3 **jour du schéma 3 de la présente décision afin d'illustrer l'emplacement des instruments de**
4 **mesure et du point de réception pour le gaz d'évaporation de la source 4. »**

5 Vous trouverez à l'annexe 1 du présent document un schéma illustrant l'emplacement des
6 instruments de mesure et les points de réception des sources 3 et 4. Vous pouvez également
7 référer à la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 10 de la Régie
8 (B-0344, Énergir-U, Document 1, pages 13 et 14) qui présente un tableau sommaire des
9 instruments de mesure par source de gaz naturel comprimé.

2 COÛTS DE COMPRESSION POUR LE GAZ D'ÉVAPORATION DES SOURCES 3 ET 4

Dans sa décision D-2020-039 (paragr. 101), 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. »

Les points de réception des sources 3 et 4 coïncident approximativement avec la fin des installations détenues par GM GNL et le début de celles appartenant à Énergir (veuillez vous référer au schéma présenté à l'annexe 1). Il s'agit du lieu physique de réception de la molécule provenant de l'activité non réglementée et ne pourrait être situé à un autre endroit. Ainsi, considérant qu'Énergir devient propriétaire de ces volumes de gaz avant le point de compression, elle réitère qu'elle se doit de les compresser afin de distribuer le gaz naturel dans le réseau gazier. Le contrat d'achat convenu avec GM GNL reflète ce positionnement.

En ce qui a trait au parallèle avec les achats de gaz naturel d'autres contrats, Énergir ne voit pas d'incohérence. Le prix des contrats d'achat de fourniture tient compte du point d'achat et du différentiel de lieu. Lorsque Énergir achète de la fourniture à Empress, le prix payé est généralement plus bas qu'un achat à Dawn afin de prendre en considération les coûts de transport et de compression pour transporter ce gaz jusqu'à Dawn. Cette logique est la même entre les achats à Dawn et les achats en franchise. En effet, le prix payé pour la fourniture en franchise est plus élevé qu'à Dawn, car il prend en considération les coûts évités de transport ainsi que les coûts de compression. La Régie peut notamment constater ce fait dans le cadre du suivi des approvisionnements en gaz naturel de la Ville de Saint-Hyacinthe au Rapport annuel 2019¹.

¹ R-4114-2019, B-0069, Énergir-12, Document 9, annexe 1, pages 1 à 4.

1 Toujours en lien avec le coût du gaz de la compression, celui-ci doit être pris en considération
2 lors des achats selon différents points d'approvisionnement, car il constitue effectivement un coût
3 d'approvisionnement. Cependant, bien que lors d'un achat de fourniture en amont du réseau de
4 distribution, tel qu'à Empress ou Dawn, Énergir doit assumer le coût variable du gaz de
5 compression, ce n'est pas le cas avec le coût de compression à l'usine LSR. En effet, dans le
6 cas d'un achat de fourniture à GM GNL en amont du réseau de distribution, il n'y a pas de coût
7 variable au niveau du compresseur, et ce, afin d'acheminer le gaz naturel dans le réseau gazier.
8 En effet, Énergir rappelle que le compresseur installé est en mesure de répondre à une grande
9 capacité de compression. Cette capacité est établie sur la base des besoins du liquéfacteur 1 et
10 ce, autant pour la source 1 (évaporation régulière du gaz naturel liquide (GNL) des réservoirs)
11 que la source 2 (gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1). Ce compresseur
12 demeure en fonction en tout temps et un apport de gaz supplémentaire à compresser, provenant
13 par exemple d'une hausse des volumes compressés issus des sources 3 et 4, n'entraîne pas de
14 coûts additionnels; les coûts de compression étant essentiellement fixes, ils n'engendrent aucun
15 coût variable.

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

3 ACTIVITÉ DE CHARGEMENTS

Dans sa décision D-2020-039 (paragr. 111), la Régie :

« [...] demande à Énergir de poursuivre ses analyses afin de déposer une nouvelle proposition comme base de calcul du coût unitaire moyen de l'activité "Chargements". À cette fin, elle lui demande de tenir compte de la capacité de chargement potentielle ou utile du quai 0. Elle demande également à Énergir de déposer [...] un calendrier de dépôt pour cette nouvelle proposition. »

Énergir utilise son quai 0 pour répondre à des besoins de GNL de l'activité réglementée pour soutenir la distribution de gaz naturel lors de travaux prévus ou urgents sur le réseau gazier.

Dans les ajustements à apporter à la méthode de répartition des coûts de l'usine LSR, Énergir propose la création de l'activité « Chargements » afin d'isoler les coûts relatifs au quai de chargement « 0 » et d'en allouer adéquatement la quote-part attribuable au client GM GNL advenant qu'il utilise cette activité. Or, Énergir ne prévoit pas pour le moment que GM GNL utilise le quai 0 pour répondre à ses besoins de chargement dans le cadre normal de ses activités commerciales.

La création de l'activité « Chargements » vise essentiellement à prévoir une répartition adéquate des coûts du quai 0 advenant des circonstances exceptionnelles, où le client GM GNL souhaiterait utiliser le quai 0 parce que ses quais de chargement s'avèrent inopérants ou insuffisants pour répondre à sa clientèle.

L'activité non réglementée ne prévoyant pas faire usage du quai 0 pour le moment, l'établissement de la méthode de calcul du coût unitaire moyen pour cette activité n'engendre, aucun impact sur le coût de service de l'activité réglementée.

Comme demandé par la Régie, une réflexion sera donc entreprise pour identifier la meilleure alternative à l'utilisation de la capacité théorique de chargements du quai 0 pour établir le coût unitaire moyen de cette activité. Cet exercice n'est cependant pas aussi simple qu'il n'y paraît considérant que cet actif n'a pas été dimensionné en fonction d'un besoin de chargement précis pour la distribution au Québec (daQ) et ne pourra réalitement pas être complété au cours des prochains mois.

1 Ainsi, pour éviter de retarder indûment le processus de décision de la Régie à l'égard des autres
2 éléments de la phase 3B, et considérant l'absence d'impact sur le dossier tarifaire de l'activité
3 « Chargements », Énergir demande respectueusement à la Régie de reporter le dépôt de cette
4 nouvelle proposition dans le cadre du prochain dossier tarifaire, soit le dossier 2021-2022 (le
5 dossier tarifaire 2020-2021 étant déjà complété et partiellement déposé en date de la présente).

CONCLUSION

- | | |
|---|--|
| 1 | Énergir demande à la Régie de prendre acte des suivis demandés à sa décision D-2020-039 devant être déposés dans le cadre de la phase 3B du présent dossier et de s'en déclarer satisfaite. |
| 2 | |
| 3 | |

