D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2020-113	R-4076-2018	19 août 2020
	Phase 3	

PRÉSENTS :

Simon Turmel
Françoise Gagnon
François Émond
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le suivi des décisions D-2019-124 et D-2020-027 portant sur l'usine LSR et le Code de conduite régissant les transactions entre apparentées du groupe corporatif et sur le suivi de la décision D-2020-039 portant sur la méthodologie de répartition des coûts de l'usine LSR – Phase 3B

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des* Conditions de service et Tarif *d'Énergir à compter du 1er octobre 2019

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.
représentée par Mes Hugo Sigouin-Plasse, Vincent Locas et Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)
représentée par Me Hélène Sicard;

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)
représentée par Me Nicolas Dubé;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par Mes Jean-Philippe Therriault et André Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par Me Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)
représentée par Me Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par Me Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)
représenté par Me Dominique Neuman;

Union des municipalités du Québec (UMQ)
représentée par Me Jean-Philippe Fortin.

1. INTRODUCTION

[1] Le 10 décembre 2018, Énergir, s.e.c (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de son plan d'approvisionnement 2020-2023 et de modification de ses *Conditions de service et Tarif* à compter du 1er octobre 2019, en vertu des articles 31 (1°), (2°) et (2.1°), 32, 34 (2°), 48, 49, 52, 72 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi).

[2] Le 20 décembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-189[2] par laquelle elle accepte de procéder à l'examen de la demande d'Énergir en deux phases.

[3] Le 23 août 2019, la Régie crée une phase 3 et y reporte l'examen de la répartition des coûts de l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) entre les activités réglementées et non réglementées[3].

[4] Le 9 octobre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-124 portant sur le rapport annuel 2018 du Distributeur et lui demande de déposer une preuve complémentaire en lien avec l'usine LSR[4] pour examen au présent dossier.

[5] Le 15 janvier 2020[5], la Régie divise les sujets de la phase 3 du présent dossier entre la phase 3A (répartition des coûts de l'usine LSR entre les activités réglementées et non réglementées) et la phase 3B (suivis de la décision D-2019-124).

[6] Le 22 janvier 2020, Énergir dépose la preuve complémentaire de la phase 3B, en versions caviardée et confidentielle, ainsi qu'une 11e demande réamendée.

[7] Le 4 mars 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-027 portant sur les sujets d'examen de la phase 3B. Dans cette décision, la Régie ajoute l'adéquation du *Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe*

---

1 RLRQ, c. R-6.01.
2 Décision D-2018-189.
3 Pièce A-0048.
4 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 66 à 74.
5 Pièce A-0087.

corporatif (Code de conduite) comme question à examiner au présent dossier, considérant les nouvelles possibilités de gestion opérationnelle de l'usine LSR[6].

[8] Le 10 mars 2020, en suivi de la décision D-2020-027, Énergir dépose une mise à jour de la preuve complémentaire relative à la phase 3B, en versions caviardée et confidentielle, afin d'inclure le deuxième contrat cadre conclu avec le client GM GNL.

[9] Le 7 avril 2020, la Régie rend sa décision D-2020-039[7] portant sur la phase 3A.

[10] Le 27 avril 2020, le Distributeur dépose ses réponses aux demandes de renseignements (DDR), le suivi de la décision D-2020-039 portant sur la répartition des coûts de l'usine LSR ainsi qu'une 12ème demande réamendée (la Demande)[8].

[11] Les 8 et 11 mai 2020 respectivement, l'ACEFQ et la FCEI déposent leur preuve écrite.

[12] Le 19 juin 2020, Énergir dépose son argumentation alors que l'ACEFQ et la FCEI la dépose le 23 juin 2020.

[13] Le 26 juin 2020, Énergir dépose sa réplique. La Régie entame son délibéré ce même jour.

[14] La présente décision porte sur les suivis des décisions D-2019-124 et D-2020-027 relatifs aux contrats cadres conclus avec GM GNL, l'utilisation du liquéfacteur nº 2 et le Code de conduite ainsi que sur le suivi de la décision D-2020-039 relatif à la méthodologie de répartition des coûts de l'usine LSR.

[15] La Régie se prononcera ultérieurement sur la demande d'Énergir portant sur l'outil de maintien de fiabilité et le traitement confidentiel des informations caviardées.

---

6 Décision D-2020-027.
7 Décision D-2020-039.
8 Pièce B-0368.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[16] La Régie approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, le « Contrat cadre de réservation de GNL, d'achat-vente de GNL et d'achat-vente de service de liquéfaction » (Contrat cadre 1) ainsi que le « Contrat cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation » (Contrat cadre 2), conclus avec le client GM GNL (collectivement les Contrats cadres).

[17] La Régie demande à Énergir, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, de proposer une mécanique d'examen des contrats cadres (ou contrats maîtres) d'approvisionnement gaziers conclus avec des sociétés apparentées.

[18] La Régie modifie l'article 4.1 du Code de conduite par les articles 4.1 et 4.2 tels que présentés au paragraphe 56 de la présente décision et fixe son entrée en vigueur à la date de la présente décision.

3. SUIVIS DES DÉCISIONS D-2019-124 ET D-2020-027 RELATIFS AUX CONTRATS CADRES CONCLUS AVEC GM GNL

[19] Dans sa décision D-2019-124[9], la Régie relatait les transactions réalisées par Énergir auprès de GM GNL aux sections « *4.4.1 Service de liquéfaction* », « *4.4.2 Option d'achat de gaz naturel liquéfié* » et « *4.4.3 Achat du gaz naturel évaporé produit par le liquéfacteur n° 2* ». Elle notait que ces transactions découlaient de Contrats cadres et se questionnait sur la nécessité de les approuver. La Régie demandait donc au Distributeur de les déposer au présent dossier pour examen.

[20] Dans sa décision D-2020-027[10] rendue au présent dossier, la Régie note qu'Énergir n'a déposé que le Contrat cadre 1. Elle lui demande donc de déposer le Contrat cadre 2. Énergir dépose les Contrats cadres sous pli confidentiel[11].

---

9 Dossier R- 4079-2018, décision D-2019-124, p. 68.

10 Décision D-2020-027, p. 12.

11 Pièce B-0342, annexe 1 (révisée comme pièce B-0363, annexes 1 et 2). Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0343, annexe 1 (révisée comme pièce B-0364, annexes 1 et 2).

3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[21] En ce qui a trait aux Contrats cadres déposés en suivi des décisions D-2019-124 et D-2020-027, Énergir demande à la Régie d'en prendre acte et de s'en déclarer satisfaite.

[22] Le Distributeur est d'avis que la Régie n'a pas à approuver les Contrats cadres. Au soutien de sa position, il indique, notamment, que la Régie a déjà statué sur cette question dans la décision D-2017-041[12] lorsqu'elle a accueilli, relativement aux transactions en matière d'approvisionnement gazier avec des sociétés apparentées : « *la proposition* [d'Énergir] *de l'informer, par écrit, une fois le contrat maître signé auprès d'une société apparentée* », sans plus.

[23] Énergir ajoute que seules les transactions issues des Contrats cadres intervenues avec une société apparentée sont sujettes à l'approbation spécifique de la Régie, conformément à l'article 81 de la Loi, lors des dossiers portant sur le rapport annuel.

[24] Elle est également d'avis qu'il serait difficile, pour la Régie, d'approuver les Contrats cadres dans la mesure où ces derniers sont dépourvus des caractéristiques essentielles d'un contrat d'approvisionnement, soit le prix, la quantité et la durée. Ces éléments se trouvent plutôt dans la confirmation de transaction qui est signée par Énergir et GM GNL pour conclure chaque transaction effectuée en vertu de ces Contrats cadres.

[25] En réponse à une DDR de la Régie[13], le Distributeur indique que la Loi ne définit pas quelles sont les caractéristiques des contrats qui doivent être approuvées par la Régie, pas plus qu'elle ne qualifie d'« essentielle » aucune d'entre elles. Il souligne que, par le passé, il a considéré que les caractéristiques qui devaient recevoir l'approbation de la Régie étaient le prix, la quantité et la durée.

[26] Énergir réfère, à titre d'exemple, à sa preuve déposée dans le dossier R-3987-2016, relative aux « *règles applicables aux transactions en matière d'approvisionnement gazier avec des sociétés apparentées* » où elle mentionnait ce qui suit :

---

12 Dossier R-3987-2016, décision D-2017-041, p. 94.

13 Pièce B-0384, p. 3. Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0370.

> *« Un contrat maître est un contrat « GasEDI » ou « NAESB » qui encadre la relation contractuelle entre deux contreparties. Chaque transaction d'achat de molécule ou de transport est régie par ce contrat maître et est confirmée par un document appelé « Transaction confirmation ». Ce document contient les éléments essentiels de la transaction, soit le prix, la quantité et la durée »*[14].

[27] [redacted].

[28] Énergir souligne aussi que la Régie lui a demandé, dans la décision D-2017-041, de déposer dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, un suivi portant sur l'évolution des transactions conclues avec des sociétés apparentées en matière d'approvisionnement gazier, notamment en termes de volume et du nombre de transactions. Énergir soumet que si la Régie souhaite revoir ou apporter des clarifications quant à la mécanique d'approbation des contrats cadres d'approvisionnement gazier intervenus avec des sociétés apparentées en vertu de l'article 81 de la Loi, le dossier tarifaire 2021-2022 pourrait être le forum approprié pour le faire[15]. Dans l'intervalle, Énergir propose de maintenir le processus actuellement en place.

3.2 POSITION DE L'ACEFQ

[29] L'ACEFQ soumet que, dans l'exercice de son pouvoir d'approbation des contrats énoncé à l'article 81 de la Loi, la Régie a pleine discrétion pour décider lesquelles parmi les caractéristiques d'un contrat elle doit examiner et approuver.

[30] L'ACEFQ constate que le Distributeur s'appuie sur les instructions formulées par la Régie, aux paragraphes 90 à 93 de sa décision D-2017-041, pour justifier le fait que les transactions conclues avec les sociétés apparentées ne sont soumises, pour approbation, qu'*a posteriori*, dans le cadre des rapports annuels. L'intervenante reconnait que cette approche est conforme aux façons de procéder de la Régie.

---

14 Dossier R-3987-2016, décision D-2017-041, p. 16, note de bas de page 27.

15 Pièce B-0384, p. 4.

[31] L'intervenante soumet cependant que ces mêmes dispositions de la décision D-2017-041 ne restreignent aucunement la discrétion de la Régie dans l'exercice de son pouvoir d'approbation d'un contrat prévu à l'article 81 de la Loi.

[32] L'ACEFQ recommande que soit effectuée, dès le dossier tarifaire 2021-2022, la révision des modalités d'approbation des contrats cadres et des transactions conclues en vertu du Contrat cadre 1 dont la possibilité d'examiner *a priori* la démonstration du caractère avantageux du prix offert au Distributeur pour un service reçu d'une entité apparentée.

[33] Toutefois, bien qu'elle soit favorable au maintien des modalités d'approbation des contrats découlant de la décision D-2017-041 d'ici à leur révision lors du dossier tarifaire 2021-2022, l'intervenante recommande que le Distributeur avise la Régie, *a priori*, de toute transaction qu'il prévoit conclure en vertu du Contrat cadre 1, d'ici la révision des modalités d'approbation des contrats cadres et des transactions qui seraient effectuées lors du dossier tarifaire 2021-2022.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[34] L'article 81 de la Loi prévoit que lorsqu'un distributeur de gaz naturel est approvisionné en gaz naturel par un fournisseur ayant un intérêt direct ou indirect dans son entreprise, il doit soumettre le contrat d'approvisionnement à l'approbation de la Régie :

> « *81. Lorsqu'un distributeur de gaz naturel est approvisionné en gaz naturel par un fournisseur qui a un intérêt direct ou indirect dans son entreprise, il doit soumettre le contrat d'approvisionnement à l'approbation de la Régie.*
>
> *Il en est de même dans le cas où le distributeur de gaz naturel a un intérêt direct ou indirect dans l'entreprise du fournisseur* ».

[35] L'exercice prévu à l'article 81 de la Loi diffère de celui qui doit être effectué en vertu de l'article 72 de la Loi, lequel prévoit que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit soumettre un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois :

> « 72. *À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique.* […] ».

[36] Ainsi, dans le cadre de l'application de l'article 72 de la Loi, les caractéristiques des contrats d'approvisionnement doivent être soumises pour approbation à la Régie. Dans le cas où un contrat est conclu entre le distributeur de gaz naturel et un fournisseur ayant un intérêt direct ou indirect dans l'entreprise, en application de l'article 81 de la Loi, le contrat d'approvisionnement, dans son ensemble, doit être soumis pour approbation.

[37] À la suite de l'examen des Contrats cadres, la Régie est d'avis qu'ils font partie des contrats d'approvisionnement, bien que ce soit les « Transactions », dont les termes sont confirmés par une « confirmation de transaction », qui comprennent les éléments principaux d'un contrat d'approvisionnement.

[38] [redacted].

[39] Dans le même sens, la preuve d'Énergir, déposée dans le cadre du dossier R-3987-2016, fait état de l'interrelation entre un contrat maître et les transactions qui en découlent :

> « *Un <u>contrat maître</u> est un contrat "GasEDI" ou "NAESB" qui <u>encadre la relation contractuelle entre deux contreparties</u>. <u>Chaque transaction d'achat de molécule ou de transport est régie par ce contrat maître et est confirmée par un document appelé "Transaction confirmation"</u>. Ce document contient les éléments essentiels de la transaction, soit le prix, la quantité et la durée* ». [nous soulignons]

[40] Dans le cadre de l'application de l'article 81 de la Loi, la Régie doit examiner non seulement les caractéristiques du contrat d'approvisionnement, mais l'ensemble des dispositions de ce contrat pour approbation. En d'autres termes, la Régie doit donc

examiner toutes les composantes du contrat d'approvisionnement, dont les dispositions du contrat cadre qui encadre les transactions qui en découlent.

[41] **Considérant ce qui précède et les conclusions présentées à la section 6.4 de la présente décision, la Régie approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, les Contrats cadres.**

[42] Par ailleurs, la Régie juge opportun de déterminer, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, une mécanique d'examen des contrats cadres d'approvisionnement gaziers conclus avec des sociétés apparentées dans le cadre de l'application de l'article 81 de la Loi. **La Régie ordonne donc à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, une proposition en ce sens, afin de déterminer le moment opportun pour examiner les contrats cadres.**

[43] Considérant que les transactions entre sociétés apparentées sont régies par le Code de conduite, la Régie ne juge pas nécessaire de retenir la recommandation de l'ACEFQ visant à être informée, *a priori*, des transactions conclues avec le client GM GNL en vertu du Contrat cadre 1. La Régie maintient donc la pratique réglementaire mise en place par la décision D-2017-041.

4. SUIVI DE LA DÉCISION D-2019-124 RELATIF À L'UTILISATION DU LIQUÉFACTEUR 2 DE L'USINE LSR

[44] Au cours de l'année 2018, Énergir a conclu une entente avec GM GNL afin d'utiliser le liquéfacteur n° 2 plutôt que le liquéfacteur n° 1 pour liquéfier le gaz à injecter dans les réservoirs de l'usine LSR pour les besoins de l'activité réglementée avant la période hivernale.

[45] À cet effet, dans sa décision D-2019-124, la Régie demandait à Énergir de présenter les avantages et les inconvénients d'utiliser le liquéfacteur n° 2 plutôt que le liquéfacteur n° 1 pour combler les besoins de l'activité réglementée 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 n° 1;*
- *risques techniques, opérationnels et économiques associés à la non-utilisation du liquéfacteur n° 1 à court et à long termes, ainsi que les moyens à sa disposition pour assurer son intégrité et mitiger les risques identifiés* »[16].

[46] Dans sa preuve complémentaire déposée en suivi de cette décision, Énergir explique la difficulté à concilier l'intérêt de la clientèle de l'activité réglementée, l'intégrité économique et financière de l'entité apparentée et la conclusion d'une transaction au coût complet. En conséquence, elle indique que les transactions de liquéfaction de l'activité réglementée avec GM GNL seront limitées à l'avenir aux périodes hivernales ou aux circonstances exceptionnelles[17].

[47] En ce qui a trait aux enjeux économiques, bien qu'Énergir soit d'avis qu'il faudrait utiliser les coûts variables du liquéfacteur n° 1 pour déterminer l'avantage économique d'une transaction visant l'utilisation du liquéfacteur n° 2, elle indique que cette transaction se fera au coût complet, tel que le prévoit l'article 4.1 du Code de conduite.

4.1 OPINION DE LA RÉGIE

[48] En ce qui a trait au 2ème élément listé au paragraphe 45 de la présente décision, la Régie a approuvé, dans sa décision D-2020-039 rendue dans le cadre de la phase 3A, des ajustements à la méthodologie de répartition des coûts de l'usine LSR à compter de l'année 2019-2020. La Régie est d'avis que ces ajustements permettront d'éviter que les problématiques soulevées dans le cadre du rapport annuel 2018 en matière de répartition des coûts soient rencontrées à nouveau.

[49] Pour ce qui est des enjeux d'ordre technique, la Régie se prononce comme suit dans sa décision D-2020-027.

---

16 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 71, par. 254.
17 Pièce B-0342, p. 9.

> « *[35] Or, considérant que le liquéfacteur no 1 a été utilisé au cours de l'année 2019-2020 et sera utilisé dans le futur pour satisfaire les besoins de l'activité réglementée, les préoccupations d'ordre technique quant à l'absence totale de liquéfaction par ce train ne représentent plus un enjeu au présent dossier. Ces aspects techniques devront toutefois faire l'objet d'un examen dans un autre dossier advenant le cas où Énergir planifierait à nouveau l'utilisation du liquéfacteur no 2 plutôt que le liquéfacteur no 1 pour satisfaire l'entièreté des besoins de l'activité réglementée avant la période hivernale* »[18]. [note de bas de page omise]

[50] L'élément restant, soit celui portant sur l'avantage économique pour la clientèle réglementée, est traité à la section suivante.

[51] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2019-124 portant sur l'utilisation du liquéfacteur nº 2.**

5. AVANTAGE ÉCONOMIQUE D'UTILISER LE LIQUÉFACTEUR NO 2 DE L'USINE LSR ET CODE DE CONDUITE

[52] Dans sa décision D-2020-027, la Régie se prononce sur l'avantage économique lié à l'utilisation du liquéfacteur nº 2 de l'usine LSR comme suit :

> « *[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*

[18] Décision D-2020-027, p. 9.

> *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* »[19].

5.1 POSITION D'ÉNERGIR

[53] En réponse à une DDR de la Régie[20], Énergir indique ne pas voir d'inconvénient, de prime abord, à ce que de légères modifications soient apportées au Code de conduite afin de permettre à la clientèle de l'activité réglementée de bénéficier de transactions aux meilleurs prix dans le futur, sans toutefois réviser l'ensemble du Code de conduite.

[54] Selon le Distributeur, il pourrait être pertinent de fragmenter l'actuel article 4.1 en deux articles, soit les articles 4.1 et 4.2. L'article 4.1 traiterait des transactions impliquant des services offerts par le Distributeur à ses entités apparentées et/ou ses activités non réglementées. Ces modifications ne modifieraient en rien les paramètres de ces transactions : elles devraient toujours être conclues au coût complet du Distributeur.

[55] Le nouvel article 4.2 traiterait des transactions de services reçus par le Distributeur de ses entités apparentées et/ou des activités non réglementées et viendrait modifier les paramètres dans lesquels ces transactions peuvent être effectuées. Énergir soumet que l'utilisation du coût complet n'assure pas nécessairement le prix le plus avantageux pour les clients du Distributeur lors de certaines transactions, en plus de poser des enjeux au niveau de la démonstration potentielle du coût complet des entités apparentées, puisqu'elles œuvrent dans un marché non réglementé. Elle est d'avis qu'un concept opérationnellement et financièrement plus pertinent que le coût complet pour encadrer ces transactions pourrait être utilisé.

[56] Énergir soumet que si la Régie retient cette possibilité, les modifications au Code de conduite pourraient être les suivantes :

> « *4.1 Le prix d'une contrepartie utilisé lors de transactions impliquant des services offerts par le Distributeur à ses entités apparentées et/ou à des activités non réglementées* ~~*ou des services reçus par le Distributeur de ses entités apparentées et/ou des activités non réglementées*~~ *doit correspondre au coût*

---

19 Décision D-2020-027, p. 10 et 11.

20 Pièce B-0375, p. 3 et 4.

complet des services offerts ~~ou reçus~~, tel que défini à la section 5 du présent Code de conduite.

Pour ces services offerts, s'il n'est pas possible de connaître avec précision le coût complet d'un bien ou d'un service fourni à ~~par~~ une entité apparentée, le Distributeur doit préparer une estimation de ce coût complet, incluant une justification des hypothèses qu'il aura alors retenues.

4.2 Lors de transactions impliquant des services reçus par le Distributeur de ses entités apparentées et/ou des activités non réglementées, le prix d'une contrepartie doit correspondre au coût complet des services reçus, tel que défini à la section 5 du présent Code de conduite.

Pour ces services reçus, s'il n'est pas possible de connaître avec précision le coût complet d'un bien ou d'un service fourni par une entité apparentée, le Distributeur doit préparer une estimation de ce coût complet, incluant une justification des hypothèses qu'il aura alors retenues.

Dans l'éventualité où le prix de la contrepartie ne correspond pas au coût complet, le Distributeur doit être en mesure de faire la démonstration que les transactions effectuées étaient les plus avantageuses parmi les options disponibles à ce moment pour répondre au besoin du Distributeur et qu'elles étaient dans l'intérêt de la clientèle de son activité réglementée »[21].

[57] Énergir est également d'avis que le Code de conduite doit être envisagé comme un tout cohérent et que toute modification à une de ses dispositions doit faire l'objet d'une analyse minutieuse quant à ses répercussions sur d'autres cas de figure potentiels.

[58] Ainsi, dans l'éventualité où la Régie souhaitait modifier le Code de conduite autrement, le Distributeur soumet que cette question devrait faire l'objet d'une preuve dans un tout autre dossier.

---

[21] Pièce B-0375, p. 3 et 4.

5.2 POSITION DE L'ACEFQ

[59] L'ACEFQ est favorable au principe de scinder la clause 4.1 du Code de conduite pour les motifs invoqués par Énergir. Toutefois, l'intervenante recommande d'approuver les modifications proposées, sous réserve de certaines conditions.

[60] Selon l'intervenante, la seule façon de s'assurer que le prix est effectivement égal ou inférieur au coût variable de l'utilisation du liquéfacteur n° 1 serait de rendre obligatoire le dépôt du coût complet, détaillé, du service rendu par GM GNL sur une base confidentielle. De plus, la démonstration que la transaction conclue avec l'entité apparentée est la plus avantageuse pour la clientèle devrait être faite *a priori* et non *a posteriori*, dans le cadre des rapports annuels.

5.3 POSITION DE LA FCEI

[61] La FCEI est d'avis qu'il serait déraisonnable pour la clientèle réglementée de payer un coût qui excède le coût marginal du liquéfacteur n° 1.

[62] L'intervenante 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 et, notamment, de sa clause 4.1 qui exige que toutes les transactions entre les activités réglementées et non réglementées soient faites au coût complet. Elle estime que, dans le cas présent, cette disposition du Code de conduite est contraire à l'intérêt de la clientèle.

[63] 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.

[64] De plus, l'intervenante estime que la Régie doit intervenir pour modifier le rapport de force de la négociation entre Énergir et le client GM GNL considérant l'absence d'information sur les coûts du liquéfacteur n° 2. Pour ce faire, elle propose de fixer un seuil de bénéfice minimal que doit retirer l'activité réglementée pour que la transaction avec GM GNL 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 nº 1.

[65] 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 une étude visant à évaluer les activités d'entretien additionnelles requises dans l'éventualité où le liquéfacteur nº 1 était utilisé à raison d'un mois aux deux à trois ans.

5.4 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR

[66] En ce qui a trait à la FCEI, Énergir soumet que rien dans la preuve de l'intervenante ne vient soutenir sa recommandation de fixer un seuil de bénéfice minimal, qui ne semble pas prendre en considération la méthodologie de répartition des coûts de l'usine LSR entre les activités réglementées et non réglementées[22].

[67] De plus, Énergir rappelle les dispositions de la décision D-2020-027[23] à l'effet que les aspects techniques devront faire l'objet d'un examen dans un autre dossier advenant le cas où Énergir planifierait à nouveau l'utilisation du liquéfacteur nº 2 plutôt que le liquéfacteur nº 1 pour satisfaire l'entièreté des besoins de l'activité réglementée avant la période hivernale.

5.5 OPINION DE LA RÉGIE

[68] La Régie est d'avis que le Code de conduite dans sa forme actuelle est adéquat pour encadrer les transactions entre l'entité règlementée (distribution au Québec ou daQ) et les sociétés apparentées. Elle partage toutefois l'analyse d'Énergir et des intervenants à l'effet que le coût complet prévu au Code de conduite n'assure pas nécessairement toujours le prix le plus avantageux pour la clientèle de l'activité réglementée.

---

22 Pièce B-0382, p. 6.
23 Décision D-2020-027, p. 9.

[69] La Régie estime qu'il est possible d'apporter certaines modifications au Code de conduite afin de permettre à la clientèle de la daQ de bénéficier de transactions au meilleur prix dans le futur.

[70] La Régie note que le fractionnement de l'article 4.1 en deux articles distincts, tels que proposés par le Distributeur et relatés au paragraphe 56 de la présente décision, permet de maintenir le principe actuel du coût complet, tant pour les services offerts par le Distributeur à ses entités apparentées et/ou ses activités non réglementées (article 4.1), que pour ceux qu'il reçoit (article 4.2).

[71] Elle note également que l'ajout du dernier paragraphe de l'article 4.2 rend possible la réalisation de transactions à un prix qui serait établi sur une autre base que le coût complet, en autant que le Distributeur soit en mesure de faire la démonstration que les transactions effectuées étaient les plus avantageuses parmi les options disponibles à ce moment pour répondre au besoin du Distributeur et qu'elles étaient dans l'intérêt de la clientèle de son activité réglementée.

[72] **Considérant que l'un des objectifs premiers du Code de conduite est d'assurer l'intérêt de la clientèle de l'activité réglementée, la Régie modifie l'article 4.1 du Code de conduite par les articles 4.1 et 4.2 tels que présentés au paragraphe 56 de la présente décision et fixe son entrée en vigueur à la date de la présente décision.**

[73] Quant à la démonstration de l'avantage économique d'une transaction pour la clientèle réglementée, celle-ci doit se faire dans le cadre du rapport annuel, conformément au paragraphe 43 de la présente décision. Il appartiendra à la formation alors saisie du dossier d'examiner la preuve soumise par le Distributeur afin de s'assurer du caractère avantageux de ladite transaction.

[74] La Régie est d'avis que le Code de conduite est adéquat pour encadrer les transactions entre la daQ et les sociétés apparentées et/ou activités non réglementées. Elle ne retient pas la recommandation de la FCEI visant à imposer un seuil de bénéfice minimal pour une transaction réalisée avec le client GM GNL afin de palier l'asymétrie d'information.

6. SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-039 RELATIF AUX COÛTS DE COMPRESSION DES GAZ D'ÉVAPORATION DES SOURCES 3 ET 4

6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[75] Dans sa décision 2020-039 rendue dans le cadre de la phase 3A du présent dossier, la Régie demande au Distributeur de justifier sa proposition selon laquelle il doit assumer les coûts de compression pour le gaz d'évaporation des sources 3 et 4, considérant le transfert de propriété en amont du compresseur. Elle lui demande notamment de comparer les caractéristiques du Contrat cadre 2 avec les caractéristiques d'achat de gaz naturel d'autres contrats[24].

[76] En suivi de cette décision, Énergir mentionne que les points de réception des sources 3 et 4 coïncident approximativement avec le début des installations lui appartenant et la fin de celles détenues par GM GNL. Le schéma suivant illustre notamment ces points de réception[25].

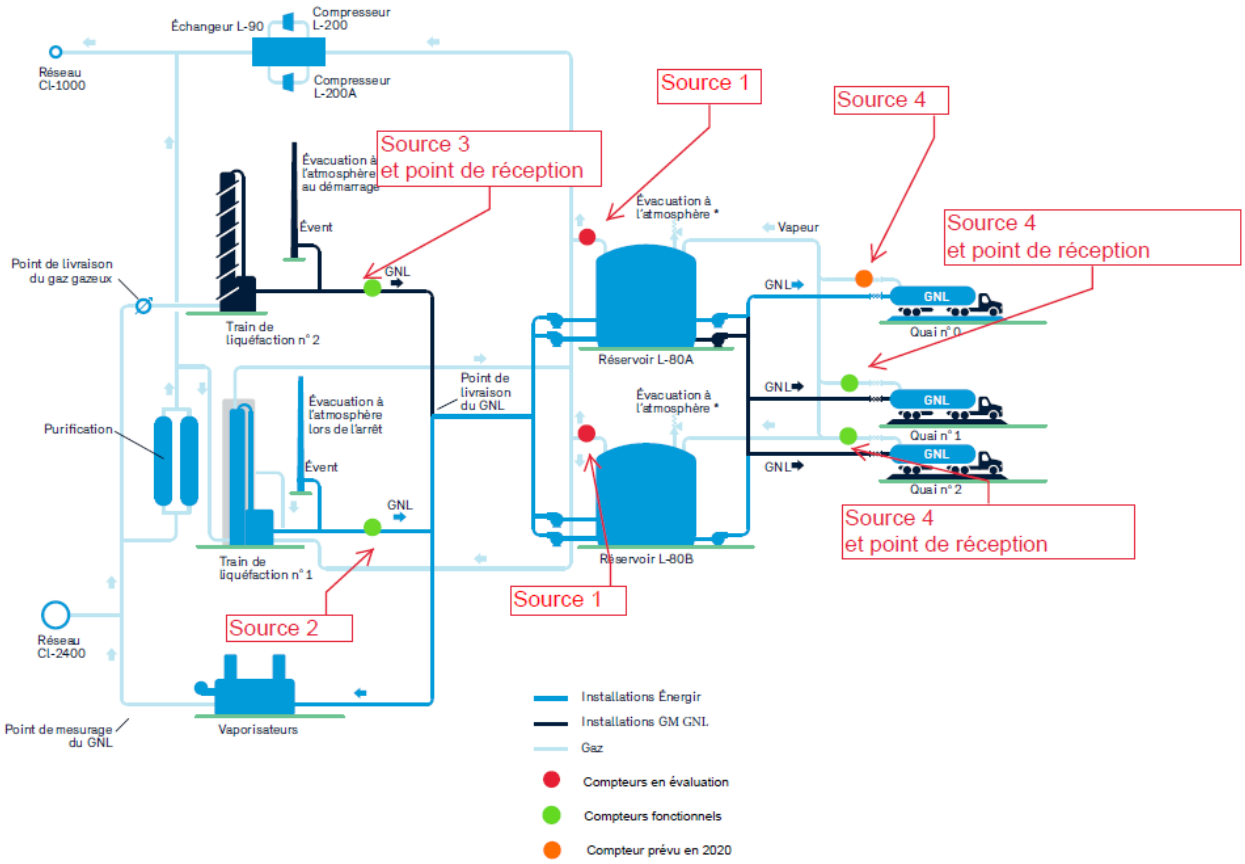
---

24 Décision D-2020-039, p. 23 à 26, section 4.3.4.

25 Pièce B-0376, Annexe 1.

SCHÉMA 1

POINTS DE RÉCEPTION ET COMPTEURS À L'USINE LSR



Source : Pièce B-0376, Annexe 1.

[77] Le Distributeur précise que le lieu physique de réception de la molécule provenant de l'activité non réglementée ne pourrait être situé à un autre endroit. Il précise que le contrat d'achat conclu avec GM GNL reflète cette situation.

[78] Selon le Distributeur, il n'y a pas d'incohérence entre ce contrat et d'autres contrats d'achat de gaz naturel. Il indique que le prix payé est plus élevé pour un achat de fourniture en franchise que pour un achat à Dawn ou à Empress, car il prend en considération les coûts évités de transport et les coûts évités de compression. Le Distributeur compare ce fait avec l'approvisionnement en gaz naturel de la Ville de Saint-Hyacinthe[26].

---

26 Pièce B-0376, p. 5 et 6.

[79] De plus, dans le cas d'un achat de fourniture à GM GNL, Énergir souligne qu'il n'y a pas de coût variable au niveau du compresseur afin d'acheminer le gaz naturel dans le réseau gazier. Elle rappelle que la capacité de compression est établie sur la base des besoins du liquéfacteur 1. Le 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.

[80] 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.

[81] Par ailleurs, compte tenu de la réalité physique et opérationnelle des installations de l'usine LSR, le Distributeur soumet que les recommandations de la FCEI ne permettent pas une répartition des coûts de manière équitable et, qu'au contraire, la méthode qu'il propose assure pour sa part un partage juste et adéquat des coûts entre les activités réglementées et non réglementées qui respecte le principe de causalité.

6.2 POSITION DE LA FCEI

[82] La FCEI réitère son désaccord avec la proposition du Distributeur. Elle soumet que le but premier de l'exercice est d'allouer les coûts de l'usine LSR et non de se procurer un nouvel approvisionnement. Elle est d'avis que d'analyser cette question du point de vue des approvisionnements n'est pas approprié et conduit à un résultat contraire aux principes fondamentaux d'allocation que sont notamment la causalité, l'absence de service gratuit et le partage des économies d'échelle.

[83] Selon l'intervenante, 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[27].

[84] De la même manière, la FCEI constate qu'une portion des coûts fixes d'entreposage à l'usine LSR est allouée à GM GNL même si le fait qu'elle réserve une

[27] Pièce C-FCEI-0094.

partie de la capacité d'entreposage n'a aucun impact sur le coût total d'entreposage ni sur les coûts d'approvisionnement globaux d'Énergir.

[85] Selon la FCEI, 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 mètres cubes additionnels dans les réservoirs, (lorsque le besoin d'un outil de maintien de la fiabilité est nul comme c'est le cas présentement).

[86] De plus, la FCEI soumet qu'en l'absence d'achat par Énergir du gaz d'évaporation des sources 3 et 4, le client GM GNL 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.

[87] Enfin, l'intervenante constate que le GNL appartenant à l'activité non réglementée circule dans des installations d'Énergir sans poser d'enjeu quant à sa propriété. Dans ce contexte, elle demeure perplexe face à la prétention d'Énergir que le gaz d'évaporation des sources 3 et 4 doit changer de propriétaire à l'intersection des installations de GM GNL et d'Énergir et qu'il ne peut demeurer la propriété de GM GNL jusqu'en aval des compresseurs.

[88] En conséquence, la FCEI recommande que le gaz d'évaporation provenant des sources 3 et 4 soit attribué en totalité à GM GNL pour les fins de l'allocation des coûts de compression. Elle recommande également que la responsabilité de ce gaz naturel soit totalement assumée par l'activité non réglementée.

[89] Enfin, si la Régie devait retenir la proposition d'Énergir, l'intervenante demande, en argumentation, que la démonstration d'un avantage économique lui soit présentée :

> « *Dans l'éventualité où la Régie devait retenir les arguments d'Énergir quant à l'allocation des coûts découlant de ces transactions entre l'activité réglementée et GM GNL, la FCEI demande à la Régie de ne pas permettre à Énergir de réaliser ces transactions à moins qu'elle ne fasse la démonstration qu'elles sont équivalentes ou plus avantageuses à des approvisionnements équivalents à Dawn*

après la prise en compte de leur impact sur la fonctionnalisation des coûts de l'usine LSR.

GM GNL pourrait alors vendre directement ce gaz à la clientèle en franchise ou hors franchise. La FCEI rappelle que GM GNL utilise déjà les actifs de vaporisation pour procéder à de telles ventes »[28].

6.3 RÉPLIQUE D'ÉNERGIR

[90] Énergir constate que la demande de la FCEI visant à permettre les transactions entre les activités réglementées et non réglementées conditionnellement à la démonstration d'un avantage économique ne se trouve pas à la preuve de l'intervenante et n'est donc nullement justifiée. De plus, Énergir peine à comprendre à quelles « transactions » et à quel « gaz » précisément l'intervenante fait référence. Énergir demande donc à la Régie de passer outre cette demande de la FCEI formulée tardivement dans son argumentation.

6.4 OPINION DE LA RÉGIE

[91] Comme ce fût le cas dans le cadre de la phase 3A du présent dossier, la Régie examine la réalité physique et opérationnelle de l'usine LSR pour juger du bien-fondé de la proposition d'Énergir.

[92] Pour le gaz d'évaporation de la source 3, cette réalité physique et opérationnelle se caractérise par le lieu de réception de la molécule provenant de l'activité non réglementée[29]. La Régie retient l'affirmation du Distributeur selon laquelle ce lieu physique, reflété dans les Contrats cadres, ne pourrait être situé à un autre endroit. Selon le schéma 1 présenté dans la présente décision, la Régie constate la présence de compteurs au point de réception. La Régie en déduit que le compteur, qui permet de mesurer le gaz naturel fourni à Énergir, ne pourrait être situé à un autre endroit.

---

28 Pièce C-FCEI-0095, p. 2.

29 Voir la section 6.1 de la présente décision.

[93] La Régie juge qu'il est approprié que le point de livraison/réception du gaz d'évaporation de la source 3 se situe à l'endroit où est installé le compteur. La Régie reconnaît donc que le transfert de propriété à Énergir soit en amont du compresseur, comme le prévoit le Contrat cadre 2. En conséquence, puisque le gaz d'évaporation de la source 3 appartient à Énergir, il est de sa responsabilité de le compresser et d'en assumer les coûts.

[94] Selon la Régie, la même logique s'applique pour la compression des gaz d'évaporation de la source 4.

[95] Par ailleurs, la Régie constate que l'achat par Énergir des gaz d'évaporation issus des activités de GM GNL permet d'éviter qu'ils soient émis et se retrouvent dans l'atmosphère. Il est donc dans l'intérêt public de permettre ces transactions d'achat de gaz naturel.

[96] **En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-039 portant sur la compression des gaz d'évaporation des sources 3 et 4 et s'en déclare satisfaite. Elle approuve les ajustements liés au gaz d'évaporation à compresser venant des sources 3 et 4 de la méthode de répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR, à partir de l'exercice financier 2019-2020, tels que proposés par Énergir et relatés dans la décision D-2020-039.**

[97] De plus, à l'instar d'Énergir, la Régie ne voit pas d'incohérence à ce que l'achat des gaz d'évaporation issus des activités de GM GNL soit traité de la même manière que d'autres achats de gaz naturel en franchise. À cet égard, la Régie note que le prix payé en franchise est plus élevé que le prix payé à Dawn car il prend en considération les coûts évités du transport et du gaz de compression. Elle retient également la comparaison que fait Énergir avec l'approvisionnement auprès de la Ville de Saint-Hyacinthe.

[98] [redacted].

[99] À cet égard, selon le schéma 1 présenté dans la présente décision, la Régie note que les conduites permettant de capter les gaz d'évaporation des quais 1 et 2 appartiennent à Énergir et non au client GM GNL. Dans le cas où ces conduites sont installées aux seules fins de capter les gaz d'évaporation de la source 4, la Régie se questionne sur le prix payé par le client GM GNL pour rembourser l'investissement.

[100] **La Régie demande à Énergir, dans le cadre du rapport annuel 2020, de présenter, aux fins de son approbation, la formule d'établissement du prix d'achat/vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 et de déposer, le cas échéant, le contrat conclu avec GM GNL à cette fin**. **Elle lui demande également de présenter et justifier le traitement des coûts des conduites appartenant à Énergir et reliant les quais de chargement 1 et 2.**

7. SUIVI DE LA DÉCISION 2020-039 RELATIF À L'ACTIVITÉ « CHARGEMENTS »

[101] En ce qui a trait à l'activité « Chargements », la Régie dans sa décision D-2020-039 rendue dans le cadre de la phase 3A du présent dossier, 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.*
>
> *[112] Dans l'intervalle, considérant l'utilisation marginale du quai 0 pour les fins de GM GNL, la Régie autorise Énergir à utiliser la capacité théorique de chargement du quai 0 pour établir la quote-part attribuable au client GM GNL, le cas échéant* »[30].

[30] Décision D-2020-039, p. 28.

7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[102] En suivi de la décision précitée, Énergir rappelle que l'activité « Chargements » vise à prévoir une répartition adéquate des coûts du quai de chargement 0 de l'activité réglementée advenant des circonstances exceptionnelles, où le client GM GNL souhaiterait l'utiliser en remplacement de ses quais de chargement 1 et 2.

[103] À cet égard, Énergir souligne qu'une réflexion sera entreprise pour identifier la meilleure alternative à l'utilisation de la capacité théorique de chargements du quai de chargement 0 pour établir le coût unitaire moyen de cette activité. Le Distributeur soumet que cet exercice n'est pas simple considérant qu'il n'a pas été dimensionné en fonction d'un besoin de chargement précis pour l'activité réglementée.

[104] Énergir demande donc à la Régie de reporter le dépôt d'une nouvelle proposition dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022.

7.2 OPINION DE LA RÉGIE

[105] Considérant l'utilisation marginale du quai de chargement 0 pour les fins de l'activité non réglementée, la Régie accorde au Distributeur le temps qu'il estime nécessaire pour mener à bien sa réflexion.

[106] **La Régie ordonne à Énergir de déposer, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, une nouvelle proposition comme base de calcul du coût unitaire moyen de l'activité « Chargements ».**

[107] **Vu ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE, en application de l'article 81 de la Loi, le Contrat cadre de réservation de GNL, d'achat-vente de GNL et d'achat-vente de service de liquéfaction et le Contrat cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation, conclus avec le client GM GNL;

MODIFIE l'article 4.1 du Code de conduite par les articles 4.1 et 4.2 tels que présentés au paragraphe 56 de la présente décision et **FIXE** son entrée en vigueur à la date de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des dispositions contenues à la présente décision.

Simon Turmel
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

François Émond
Régisseur