

**NOUVELLE ACTIVITÉ DE
REGAZÉIFICATION DE GM GNL
ET
ÉTABLISSEMENT DES COÛTS DE
L'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR
L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE**

T A B L E D E S M A T I È R E S

INTRODUCTION.....	3
1. UTILISATION DES ACTIFS DE REGAZÉIFICATION DE L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL.....	4
1.1. Répartition des coûts de l'activité de regazéification entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée.....	5
1.2. Ajustement de la recharge ANR (autres frais non reliés à l'usine).....	9
1.3. Traitement des déséquilibres volumétriques.....	10
2. UTILISATION DE L'USINE LSR.....	11
2.1. Données sur les capacités de chaque activité de l'usine LSR.....	12
2.2. Répartition des coûts de l'usine LSR.....	14
2.3. Coûts unitaires moyens et coût d'utilisation pour le client GM GNL.....	15
3. COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ.....	15
4. TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2019-2020.....	16
CONCLUSION.....	16
ANNEXE 1 – Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2019-2020 considérant les ajustements à la méthode de répartition des coûts	
ANNEXE 2 – Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2019-2020 selon la méthode actuelle	

INTRODUCTION

1 Ce document a pour objectif de présenter la description détaillée de la méthode d'établissement
2 des coûts de l'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée. Ces coûts seront appliqués
3 en réduction du revenu requis de la Cause tarifaire 2019-2020 d'Énergir, s.e.c. (Énergir). Il est
4 également important de souligner que ces coûts ont été calculés sur la base des ajustements
5 proposés par Énergir à la méthode de répartition des coûts liés à l'usine LSR, comme décrit à la
6 pièce Énergir-N, Document 18.

7 Pour les trois ajustements visant à allouer au client GM GNL tous les coûts générés par son
8 utilisation de l'activité de regazéification (section 1), Énergir propose que ces ajustements
9 s'appliquent dès le Rapport annuel 2018-2019, car le client GM GNL a utilisé les regazéificateurs
10 d'Énergir au cours de l'exercice 2018-2019.

11 À noter que dans le présent document, le terme « client GM GNL » sera utilisé pour référer à
12 l'activité non réglementée.

13 Les éléments suivants sont couverts dans la présente demande :

- 14 1. utilisation des actifs de regazéification de l'usine LSR par le client GM GNL;
- 15 2. évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR, ventilation à travers les différents types
16 d'activités et détermination des coûts unitaires moyens;
- 17 3. impact sur la structure d'approvisionnement et évaluation de la capacité à contracter par
18 le client GM GNL afin d'assurer le maintien de la fiabilité; et
- 19 4. traitement dans les pièces de la Cause tarifaire 2019-2020.

1. UTILISATION DES ACTIFS DE REGAZÉIFICATION DE L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL

1 Dans le cadre de la phase 1 du présent dossier tarifaire à la pièce B-0005, Énergir-E, Document 1,
2 Énergir annonçait à la Régie de l'énergie (Régie), son intention de mettre à la disposition du client
3 GM GNL les actifs de regazéification de l'usine LSR afin que ce dernier puisse injecter du gaz
4 naturel sous forme gazeuse destiné à des tierces parties dans le réseau du Distributeur lorsque
5 la capacité de regazéification ne serait pas utilisée par l'activité réglementée. De plus, Énergir
6 informait la Régie qu'elle allait présenter en phase 2 du présent dossier, les ajustements requis
7 à la méthode actuelle de répartition des coûts visant à s'assurer que la clientèle réglementée soit
8 conservée indemne des coûts pouvant découler de cette nouvelle utilisation de l'activité de
9 regazéification par le client GM GNL au cours de l'hiver 2018-2019. Une nouvelle utilisation de
10 l'activité de regazéification est bénéfique pour les clients de l'activité réglementée en raison de
11 l'optimisation des actifs existants, venant ainsi réduire les coûts pour la clientèle d'Énergir par le
12 partage des coûts liés à cette activité avec le client GM GNL. Par ailleurs, par souci de cohérence
13 et d'équité et afin d'éviter l'interfinancement entre les activités réglementée et non réglementée,
14 Énergir propose trois ajustements visant à allouer au client GM GNL tous les coûts générés par
15 son utilisation de l'activité de regazéification, soit :

- 16 • La **méthodologie de répartition des coûts de l'usine LSR** doit être ajustée afin d'y
17 intégrer l'utilisation par le client GM GNL des actifs de regazéification de l'usine LSR.
- 18 • La **recharge ANR** doit être ajustée pour capter l'utilisation des ressources de l'activité
19 réglementée en l'occurrence, celle de la direction Transport et approvisionnement gazier.
- 20 • Le **traitement des déséquilibres** volumétriques et des frais qui en découlent, le cas
21 échéant.

22 De plus, il est important de souligner que cette nouvelle utilisation de l'activité de regazéification
23 est effectuée sans mettre à risque la sécurité d'approvisionnement de l'activité réglementée qui
24 conserve la priorité au niveau de l'utilisation des actifs de regazéification en tout temps. En effet,
25 cette nouvelle utilisation de l'activité de regazéification par le client GM GNL ne peut être effectuée
26 que si la capacité de regazéification n'est pas utilisée par l'activité réglementée. Ainsi, l'utilisation
27 de l'activité de regazéification par le client GM GNL est effectuée sur une base totalement
28 « interruptible ». Les nominations journalières doivent être faites par le client GM GNL à l'activité
29 réglementée qui confirme la demande uniquement s'il y a de la capacité de regazéification

1 disponible. Ainsi, cette utilisation des actifs de regazéification par le client GM GNL ne représente
2 aucun risque pour la clientèle de l'activité réglementée et pour la sécurité d'approvisionnement
3 d'Énergir. **Énergir propose que ces ajustements s'appliquent dès le Rapport annuel 2018-**
4 **2019 car GM GNL a utilisé les regazéificateurs d'Énergir au cours de l'exercice 2018-2019.**

1.1. RÉPARTITION DES COÛTS DE L'ACTIVITÉ DE REGAZÉIFICATION ENTRE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE ET L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE

5 La pièce sur la répartition des coûts de l'usine LSR présente déjà l'activité de regazéification.
6 Cependant, comme les actifs de regazéification peuvent être également utilisés par le client
7 GM GNL, un partage des coûts relatifs à cette nouvelle utilisation doit être mis en place
8 puisqu'actuellement, la totalité des coûts est attribuée à l'activité réglementée. Subséquemment,
9 une quote-part d'utilisation sera allouée au client GM GNL pour refléter l'utilisation des actifs de
10 regazéification appartenant à l'activité réglementée. Pour déterminer cette quote-part, Énergir a
11 analysé la composition des coûts reliés à cette activité pour établir leur lien de causalité.

12 Les coûts reliés à l'activité de regazéification comprennent des frais fixes et des frais variables.
13 Ainsi, dans un premier temps, Énergir a scindé l'activité de regazéification en deux afin de répartir
14 adéquatement les coûts. Par la suite, Énergir a établi un coût unitaire moyen visant les frais
15 variables et un coût unitaire moyen visant les frais fixes afin de bien répartir les coûts entre le
16 client GM GNL et l'activité réglementée.

17 Regazéification - variables

18 Les coûts variables sont directement liés aux volumes regazéifiés. En conséquence, le coût
19 unitaire moyen est établi en divisant les coûts variables par le total des volumes regazéifiés au
20 cours de l'année. Si le client GM GNL utilise les regazéificateurs, la part des coûts variables qui
21 lui seront attribués est fonction du volume regazéifié par ce dernier par rapport à la totalité des
22 volumes regazéifiés. Cette façon de faire permet de respecter le lien de causalité et s'assure que
23 le client GM GNL assume la totalité des coûts variables qui lui reviennent.

24 Regazéification - fixes

25 Comme les coûts fixes ne sont pas directement liés aux volumes réels regazéifiés, Énergir a
26 établi le coût unitaire moyen en divisant les coûts fixes par la capacité potentielle de
27 regazéification de l'usine LSR. Ainsi, la capacité de regazéification disponible pour l'activité
28 réglementée correspond au maximum entre la capacité d'entreposage de l'usine LSR nette de la
29 capacité réservée par le client GM GNL ou les volumes réels totaux regazéifiés par l'activité
30 réglementée.

1 Bien que la capacité annuelle réelle des regazéificateurs soit plus élevée que la capacité
2 potentielle utilisée pour établir le coût moyen unitaire, Énergir est d'avis qu'il serait inapproprié
3 d'utiliser la capacité annuelle réelle puisque le volume pouvant être regazéifié est directement lié
4 à la quantité de GNL entreposée dans les réservoirs. Cette façon de faire est en cohérence avec
5 la méthode de répartition des coûts fixes de l'activité de liquéfaction 1 où la capacité potentielle
6 de liquéfaction est utilisée pour établir le coût moyen unitaire de cette même activité. En
7 conséquence, la capacité potentielle de regazéification de l'usine LSR est utilisée pour établir le
8 coût moyen de regazéification.

9 Si le client GM GNL utilise les regazéificateurs, la part des coûts fixes attribués au client GM GNL
10 est fonction de son besoin annuel regazéifié par rapport à la capacité potentielle de
11 regazéification. Cette façon de faire permet de respecter le lien de causalité et Énergir s'assure
12 que le client GM GNL assume la totalité des coûts fixes qui lui reviennent.

13 Sommaire :

14 **Comme le client GM GNL a utilisé les regazéificateurs d'Énergir au cours de l'exercice**
15 **2018-2019, cette dernière propose donc d'appliquer la méthode de répartition des coûts**
16 **dès le Rapport annuel 2018-2019.**

17 Le tableau ci-dessous résume la répartition des coûts liés à la regazéification entre l'activité
18 réglementée et le client GM GNL.

Tableau 1			
Méthode de répartition des coûts liés à la regazéification			
Activité	Composition des frais de regazéification	Base de calcul du coût unitaire moyen	Quote-part attribuable au client GM GNL
Regazéification Frais fixes	Coûts alloués en fonction de l'allocation directe : <ul style="list-style-type: none"> • Amortissement • Rendement et impôt • Assurances • Autres frais (entretien, matériaux et pièces, etc.) Frais généraux alloués en fonction des ratios d'utilisation (applicable uniquement pour l'exercice 2018-2019 considérant la proposition d'abolition des ratios d'utilisation à la Cause tarifaire 2019-2020 ¹)	Capacité potentielle de regazéification : Maximum entre : (i) Capacité totale des réservoirs moins capacité réservée par le client GM GNL ou (ii) Capacité regazéifiée par l'activité réglementée + Volume regazéifié par le client GM GNL	Demande de GNL regazéifié
Regazéification Frais variables	Électricité Gaz naturel de service	Volume total regazéifié	Demande de GNL regazéifié

1 Le tableau 2 présente la simulation des coûts à répartir au client GM GNL en fonction des
2 données relatives à l'utilisation de l'usine LSR basées sur la prévision 4/8 2019. Les frais fixes de
3 regazéification comprennent les coûts alloués en fonction de l'allocation directe en plus de la
4 quote-part des frais généraux non directement attribuables à une activité, répartis à l'activité de
5 regazéification en fonction des ratios d'utilisation prévus de l'exercice 2018-2019.

Tableau 2			
Calcul de la quote-part des coûts de regazéification attribuable au client GM GNL ²			
Prévision 4/8 2019			
Activité	Coûts totaux de l'activité avec ratio d'utilisation	Calcul du coût unitaire moyen	Quote-part attribuable au client GM GNL
Regazéification Frais fixes	674 k\$	$\frac{674 \text{ k\$}}{(58,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 - 10,0 \text{ } 10^6 \text{ m}^3) + 8,1 \text{ } 10^6 \text{ m}^3} =$ 1,189 ¢/m ³	8,1 10 ⁶ m ³ x 1,189 ¢/m ³ = 97 k\$
Regazéification Frais variables	147 k\$	$\frac{147 \text{ k\$}}{3,0 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 [\text{daQ}] + 8,1 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 [\text{GM GNL}]} =$ 1,315 ¢/m ³	8,1 10 ⁶ m ³ x 1,315 ¢/m ³ = 107 k\$

6 L'utilisation des regazéificateurs par le client GM GNL a pour conséquence d'augmenter le ratio
7 d'utilisation de l'activité de regazéification. L'application de la méthodologie des ratios d'utilisation

¹ Énergir-N, Document 18, section 4.1.

² Énergir-N, Document 18, Annexe 2, colonnes 9 et 10

1 a pour effet d'augmenter la quote-part des frais généraux alloués à cette activité et
 2 conséquemment de réduire la quote-part des frais généraux alloués aux autres activités. La
 3 modification des ratios d'utilisation se traduit donc par une baisse de la quote-part des coûts
 4 attribuables au client GM GNL à travers les autres activités de 80 k\$. Ainsi, l'impact net sur
 5 l'allocation des coûts au client GM GNL de l'utilisation des regazéificateurs est une hausse de
 6 124 k\$ (97 k\$ + 107 k\$ - 80 k\$).

7 Le tableau 3 présente la simulation des coûts à répartir au client GM GNL en fonction des
 8 données relatives à l'utilisation de l'usine LSR sur la base de la Cause tarifaire 2019-2020.
 9 Puisqu'Énergir propose d'abolir les ratios d'utilisation³, les frais fixes de regazéification
 10 comprennent uniquement les coûts alloués en fonction de l'allocation directe.

Tableau 3			
Calcul de la quote-part des coûts de regazéification attribuable au client GM GNL ⁴			
Cause tarifaire 2019-2020			
Activité	Coûts totaux de l'activité Abolition des ratios d'utilisation	Calcul du coût unitaire moyen	Quote-part attribuable au client GM GNL
Regazéification Frais fixes	342 k\$	$\frac{342 \text{ k\$}}{(58,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 - 5,0 \text{ } 10^6 \text{ m}^3) + 8,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3} =$ 0,551 ¢/m ³	$8,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 \times$ $0,551 \text{ ¢/m}^3 =$ 46 k\$
Regazéification Frais variables	96 k\$	$\frac{96 \text{ k\$}}{2,1 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 [\text{daQ}] + 8,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 [\text{GM GNL}]} =$ 0,919 ¢/m ³	$8,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 \times$ $0,919 \text{ ¢/m}^3 =$ 77 k\$

11 Cette façon de répartir les coûts liés à l'activité de regazéification permet d'établir une méthode
 12 de répartition équitable et cohérente avec la méthodologie de répartition des coûts de l'usine LSR.

13 En conséquence, Énergir propose :

- 14 - d'allouer les coûts variables de regazéification au prorata du volume regazéifié pour le client
 15 GM GNL par rapport au volume total regazéifié;
- 16 - d'allouer les coûts fixes de regazéification au prorata du volume regazéifié pour le client
 17 GM GNL par rapport à la capacité potentielle de regazéification de l'usine LSR; **et**
 18 **d'appliquer cette méthode de répartition des coûts dès le Rapport annuel 2018-2019.**

³Énergir-N, Document 18, section 4.1

⁴Énergir-N, Document 18, Annexe 1, tableau 4, colonnes 7 et 8

1.2. AJUSTEMENT DE LA RECHARGE ANR (AUTRES FRAIS NON RELIÉS À L'USINE)

1 Les services offerts par les ressources internes d'Énergir pour les activités courantes fournis à
2 GM GNL, autres que ceux directement liés à l'usine LSR, sont déjà prévus dans la recharge ANR
3 et présentés annuellement à la Régie dans le cadre des rapports annuels. À titre indicatif, la pièce
4 B-0027, Énergir-4, Document 8 présente la recharge ANR au Rapport annuel 2017-2018 (dossier
5 R-4079-2018). Comme l'utilisation des regazéificateurs d'Énergir par le client GM GNL a été
6 effectuée pour la première fois au cours de l'hiver 2018-2019, aucuns frais ANR n'étaient prévus
7 auparavant pour le travail additionnel qu'engendre cette nouvelle utilisation de l'activité de
8 regazéification au niveau des nominations, de la gestion des déséquilibres et des inventaires par
9 la direction Transport et approvisionnement gazier.

10 Suite aux analyses effectuées *a posteriori* par l'activité réglementée pour l'hiver 2018-2019, un
11 équivalent de 0,03 temps complet de la direction Transport et approvisionnement gazier sera
12 ajouté à la recharge à GM GNL au Rapport annuel 2018-2019, représentant un montant annuel
13 d'environ 5 k\$. À noter que cette recharge sera réévaluée en fin d'année dans le cadre des
14 rapports annuels comme c'est le cas pour l'ensemble des recharges ANR.

15 Cette façon de faire permet d'éviter l'interfinancement entre les activités réglementées et non
16 réglementées et de respecter le *Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre*
17 *apparentées du groupe corporatif.*

18 En conséquence, Énergir propose :

- 19 - d'allouer des coûts de la direction Transport et approvisionnement gazier à GM GNL par
20 l'entremise de la recharge ANR;
- 21 - **d'appliquer cette recharge des coûts dès le Rapport annuel 2018-2019.**

1.3. TRAITEMENT DES DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES

1 Les volumes injectés par le client GM GNL dans le réseau d'Énergir sont suivis quotidiennement
2 de manière à relever tout écart entre la quantité de gaz nominée par le client GM GNL et ce qui
3 est réellement injecté dans le réseau du Distributeur à partir de l'usine LSR. Ces écarts
4 engendrent des déficits ou des excédents de livraison et potentiellement des coûts. L'objectif
5 étant d'avoir un écart qui tend vers l'équilibre quotidien et cumulatif visant à minimiser les
6 excédents ou déficits de fourniture à la fin de l'hiver et ultimement, à éviter les coûts pour le
7 Distributeur.

8 Pour atteindre cet objectif, Énergir propose d'appliquer l'équivalent de la mécanique du traitement
9 des déséquilibres volumétriques quotidiens et cumulatifs prévue aux *Conditions de service et*
10 *Tarif* (article 13.2.2.2). Afin d'avoir l'évaluation des coûts réels potentiels la plus juste possible et
11 ne pas induire d'interfinancement, les seuils de tolérance appliqués par Énergir seraient ceux de
12 l'entente spécifique « *Limited Balancing Agreement* » avec le transporteur TransCanada
13 PipeLines Limited (TCPL), soit de 2 111 GJ pour les déséquilibres quotidiens et de 4 221 GJ pour
14 les déséquilibres cumulatifs et ce, en cohérence avec les décisions passées de la Régie⁵ en lien
15 avec l'ANR et l'interfinancement. Notamment, dans la décision D-2010-144, la Régie a approuvé
16 la compensation pour les coûts relatifs à la distribution en fonction de l'allocation des coûts et non
17 des tarifs de distribution, car ceux-ci incluent de l'interfinancement entre les clients et ne reflètent
18 donc pas directement les coûts.

19 Pour ce qui est de l'excédent ou du déficit cumulatif de livraison à la fin de la période d'hiver, il
20 peut être reporté à la prochaine journée de regazéification de l'hiver suivant ou réglé par une
21 transaction spéciale par le client GM GNL avec une ou des tierces parties.

22 Comme mentionné précédemment, le client GM GNL a utilisé les regazéificateurs de l'activité
23 réglementée au cours de l'exercice 2018-2019. En conséquence, Énergir propose d'appliquer le
24 traitement des déséquilibres dès le Rapport annuel 2018-2019. À noter que les déséquilibres
25 quotidiens et cumulatifs constatés pour l'hiver 2018-2019 se situent en deçà des seuils, ainsi,
26 aucuns frais ne seront facturés au client GM GNL pour l'hiver 2018-2019.

27 En conséquence, Énergir demande :

⁵ Notamment les décisions D-2010-057 et D-2010-144.

- 1 - d'appliquer l'équivalent du traitement des déséquilibres volumétriques quotidiens et
2 cumulatifs prévu aux *Conditions de service et Tarif* (article 13.2.2.2) pour l'activité de
3 regazéification du client GM GNL à l'exception des seuils de tolérance qui sont ceux de
4 TCPL en vigueur et applicables à Énergir;
- 5 - **d'appliquer cette méthode de traitement des déséquilibres volumétriques dès le**
6 **Rapport annuel 2018-2019.**

2. UTILISATION DE L'USINE LSR

7 Compte tenu des ajustements proposés à la pièce Énergir-N, Document 18, il y a maintenant 9
8 types d'activité à l'usine LSR : l'entreposage, la liquéfaction en été à partir du liquéfacteur 1
9 (liquéfaction 1 en été), la liquéfaction en hiver à partir du liquéfacteur 1 (liquéfaction 1 en hiver),
10 la regazéification, la compression, les chargements, l'activité réglementée, l'activité non
11 réglementée et les frais généraux.

12 De plus, physiquement, une évaporation du gaz naturel est observée quotidiennement générant
13 un impact sur l'activité de liquéfaction 1 puisque le gaz naturel évaporé doit être reliquéfié. Ces
14 éléments seront considérés dans la détermination du coût de l'utilisation de l'usine LSR pour les
15 besoins du client GM GNL.

16 La période d'hiver visée dans le présent exercice couvre la période du 16 décembre 2019 au
17 15 mars 2020.

18 Le processus d'évaluation des coûts unitaires moyens d'utilisation de la capacité de l'usine LSR
19 est le suivant :

- 20 1. répartition des coûts de l'usine LSR entre les différents types d'activité, en distinguant les
21 coûts fixes et les coûts variables;
- 22 2. établissement d'un coût unitaire moyen pour chacune des activités; et
- 23 3. évaluation de la portion des coûts attribués au client GM GNL pour chaque service qui lui
24 est fourni.

25 Cette approche permet d'identifier spécifiquement les différents coûts liés à l'utilisation de
26 l'usine LSR en fonction de ses activités distinctes et de les attribuer adéquatement entre l'activité
27 réglementée et le client GM GNL. Les coûts unitaires moyens sont obtenus en divisant les coûts

1 reliés à chaque type d'activité par un dénominateur particulier à chaque cas qui sera expliqué en
2 détail dans les sous-sections suivantes. Le tableau 4 de l'annexe 1 présente l'évaluation des
3 coûts unitaires moyens d'utilisation de l'usine LSR pour la Cause tarifaire 2019-2020 ainsi que la
4 portion de coûts attribués au client GM GNL.

2.1. DONNÉES SUR LES CAPACITÉS DE CHAQUE ACTIVITÉ DE L'USINE LSR

Entreposage (annexe 1, tableau 1, lignes 1 à 3)

5 La capacité totale d'entreposage de l'usine LSR est de $59,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$. La capacité de volume
6 utile s'élève à $58,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$. Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen
7 des frais fixes de cette activité.

8 La capacité d'entreposage réservée par le client GM GNL pour répondre à ses besoins, hiver
9 comme été, en fonction de sa projection des ventes de GNL pour l'exercice 2019-2020 est de
10 $5\ 000 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$.

Liquéfaction 1 (annexe 1, tableau 1, lignes 4 à 12)

11 La capacité potentielle de liquéfaction 1 de $53\ 600 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ est attribuée entièrement à l'activité
12 réglementée puisque le client GM GNL ne prévoit pas utiliser le liquéfacteur 1 (annexe 1,
13 tableau 1, lignes 4 à 6). Ainsi, la totalité des coûts fixes relatifs à l'activité de liquéfaction 1 est
14 attribuée à l'activité réglementée.

15 La quantité annuelle de demande liquéfiée à partir du liquéfacteur 1 est utilisée pour répartir
16 les coûts variables de liquéfaction 1 et elle est scindée en deux éléments : la quantité annuelle
17 de demande liquéfiée en été et la quantité annuelle de demande liquéfiée en hiver.
18 L'évaporation générée pour chaque source, ayant un impact sur le niveau de l'inventaire de
19 GNL, est ajoutée directement à chacune d'elles, comme présenté au tableau 2 de l'annexe 1.

- 20 • La quantité annuelle de demande liquéfiée en été de $13\ 282 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ (liquéfaction 1 en été),
21 incluant les volumes liés à l'évaporation, est ensuite reportée au tableau 1, de l'annexe 1,
22 aux lignes 7 à 9.
- 23 • La quantité annuelle de demande liquéfiée en hiver (liquéfaction 1 en hiver), incluant les
24 volumes liés à l'évaporation, est ensuite reportée au tableau 1, de l'annexe 1, aux lignes
25 10 à 12. Il est à noter qu'aucune activité de liquéfaction n'est prévue au cours de l'hiver
26 2019-2020.

1 Le client GM GNL ne prévoit pas avoir recours au liquéfacteur 1 durant l'exercice 2019-2020,
2 en conséquence sa demande (ligne 9 du tableau 2 de l'annexe 1) et sa capacité potentielle
3 de liquéfaction (ligne 6 du tableau 1 de l'annexe 1) sont nulles. Par ailleurs, une quote-part
4 de l'évaporation régulière est tout de même attribuée au client GM GNL compte tenu de la
5 capacité d'entreposage qu'il réserve correspondant à un volume de $695\ 10^3\text{m}^3$ (ligne 10 du
6 tableau 2 de l'annexe 1). De plus, les volumes d'évaporation causés par ses activités soit,
7 l'évaporation du train 2, l'évaporation liée aux chargements ainsi que celle de regazéification
8 lui sont attribués (lignes 12 à 14 du tableau 2 de l'annexe 1) totalisant un volume de
9 $4\ 750\ 10^3\text{m}^3$. Ainsi, la liquéfaction 1 en été pour le client GM GNL, correspondant à sa quote-
10 part de l'évaporation, est reportée à la ligne 9 du tableau 1 de l'annexe 1.

11 La quantité totale annuelle de demande liquéfiée en été sera utilisée pour déterminer le coût
12 unitaire moyen des frais variables de cette activité. La portion attribuable au client GM GNL
13 pour l'exercice 2019-2020 est donc de $5\ 445\ 10^3\text{m}^3$.

14 Aucun coût n'est attribué à l'activité de liquéfaction 1 en hiver puisqu'il n'y a pas de demande
15 de liquéfaction en hiver (lignes 10 à 12 du tableau 1 de l'annexe 1).

Regazéification (annexe 1, tableau 1, lignes 13 à 18)

16 La capacité potentielle de regazéification est évaluée en fonction des quantités disponibles à
17 la regazéification pour l'activité réglementée ($53\ 600\ 10^3\text{m}^3$) et pour le client GM GNL
18 ($8\ 350\ 10^3\text{m}^3$), pour un total de regazéification de $61\ 950\ 10^3\text{m}^3$ (annexe 1, tableau 1, lignes
19 13 à 15). Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen des frais fixes
20 de cette activité.

21 La quantité annuelle de demande regazéifiée sera utilisée pour déterminer le coût moyen des
22 frais variables de cette activité (annexe 1, tableau 1, ligne 16). La portion attribuable au client
23 GM GNL pour l'exercice 2020 est de $8\ 350\ 10^3\text{m}^3$ (annexe 1, tableau 1, ligne 18).

Compression (annexe 1, tableau 1, lignes 19 à 21)

24 La capacité potentielle de compression est évaluée en fonction des quantités disponibles à la
25 compression pour l'activité réglementée ($24\ 438\ 10^3\text{m}^3$) et pour le client GM GNL
26 ($1\ 100\ 10^3\text{m}^3$), pour un total de compression de $25\ 538\ 10^3\text{m}^3$ (annexe 1, tableau 1, lignes 19
27 à 21). Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen des frais fixes de

1 cette activité. Le détail du calcul de la capacité de compression pour chacune des entités est
2 présenté au tableau 3 de l'annexe 1.

Chargements- Quai daQ

3 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité réglementée. Comme le client GM GNL
4 n'utilise pas ce service pour la Cause tarifaire 2019-2020, la totalité des coûts de cette activité
5 est attribuable à l'activité réglementée. Le calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas requis et
6 le client GM GNL n'a donc pas à assumer une partie de ces coûts.

Activité réglementée

7 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité réglementée. Comme la totalité des coûts de
8 cette activité est attribuable à l'activité réglementée, le calcul d'un coût unitaire moyen n'est
9 pas requis. Le client GM GNL n'a donc pas à assumer une partie de ces coûts.

Activité non réglementée

10 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité non réglementée. Comme la totalité des coûts
11 de cette activité (anciennement nommée Liquéfaction 2) est attribuable au client GM GNL, le
12 calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas requis. L'activité réglementée n'a donc pas à
13 assumer une partie de ces coûts.

Frais généraux

14 Énergir a établi les coûts attribuables à l'activité des frais généraux. Étant donné que ces
15 coûts sont répartis dans une proportion de 50%/50% entre l'activité réglementée et le client
16 GM GNL, le calcul d'un coût unitaire moyen n'est pas requis.

2.2. RÉPARTITION DES COÛTS DE L'USINE LSR

17 Les lignes 1 à 28 du tableau 4 de l'annexe 1 présentent les résultats de la répartition des
18 coûts entre les différentes activités : entreposage, liquéfaction 1 en été, liquéfaction 1 en hiver,
19 regazéification, compression, chargements, activité réglementée, activité non réglementée et
20 frais généraux.

21 Les éléments plus spécifiques relatifs aux calculs et aux répartitions effectués sont les
22 suivants :

- 1 • les coûts de l'usine LSR prévus à la Cause tarifaire 2019-2020 ont été évalués en fonction
2 du niveau d'activité prévu;
- 3 • les coûts de l'usine LSR prévus à la Cause tarifaire 2019-2020 ont été répartis entre
4 chacune des activités selon la méthode de la répartition directe telle que proposée à la
5 pièce Énergir-N, Document 18;
- 6 • les colonnes 3 à 13 détaillent, pour chaque type d'activité de l'usine LSR, la répartition
7 des coûts fixes et variables; et
- 8 • le coût total d'utilisation de l'usine LSR, incluant les dépenses d'amortissement, le
9 rendement sur la base de tarification relié aux coûts non amortis et les impôts, est
10 présenté à la ligne 28.

2.3. COÛTS UNITAIRES MOYENS ET COÛT D'UTILISATION POUR LE CLIENT GM GNL

11 Les coûts unitaires moyens d'utilisation de l'usine LSR sont présentés par activité à la ligne 30
12 du tableau 4 de l'annexe 1.

13 Le coût de l'utilisation de l'usine LSR pour le client GM GNL est présenté au tableau 4 de
14 l'annexe 1 à la ligne 32. Il est calculé en appliquant le coût unitaire moyen de l'entreposage,
15 de la liquéfaction 1 en été, de la regazéification et de la compression à la capacité ou quantité
16 respective et propre au client GM GNL pour chacune de ces activités.

17 Quant aux coûts associés à l'activité non réglementée (tableau 4, colonne 12), comme
18 mentionné précédemment, ils sont entièrement attribués au client GM GNL, sans égard au
19 niveau d'activité.

20 Finalement, les frais généraux (tableau 4, colonne 13) sont attribués au client GM GNL en
21 fonction de la quote-part des frais généraux qui lui est attribuable, soit 50 %.

3. COÛT DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

22 Dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2020-2023 et conformément à la décision
23 D-2015-12 de la Régie, Énergir a analysé les besoins d'outil de maintien de la fiabilité (Énergir-H,
24 Document 1, pages 77 à 79).

1 Les résultats de cette analyse démontrent que la réservation d'une capacité de l'usine LSR par
2 le client GM GNL ne nécessite pas d'ajout de capacité de transport. Ainsi, aucun outil de maintien
3 de fiabilité n'est requis pour l'exercice 2019-2020.

4. TRAITEMENT À LA CAUSE TARIFAIRE 2019-2020

4 Le plan d'approvisionnement 2020-2023, présenté à la pièce Énergir-H, Document 1, est établi
5 en intégrant la réduction de la capacité d'entreposage de l'usine LSR réservée à la clientèle de
6 l'activité réglementée.

7 La structure d'approvisionnement ainsi établie pour l'exercice 2019-2020, est considérée dans
8 l'évaluation des coûts de service et du revenu additionnel requis présentés dans la Cause
9 tarifaire 2019-2020.

10 Le revenu requis est ajusté de façon à considérer la projection du remboursement des coûts par
11 le client GM GNL pour l'exercice 2019-2020. Ce remboursement inclut l'ensemble des coûts
12 attribués au client GM GNL décrit aux sections 1 à 3 de ce document. Le revenu requis ajusté
13 servira à l'établissement des tarifs pour l'exercice 2019-2020.

CONCLUSION

14 En plus de présenter les ajustements proposés à être appliqués dès l'exercice financier
15 2018-2019 découlant de la nouvelle utilisation des actifs de regazéification de l'activité
16 réglementée par le client GM GNL, Énergir a présenté dans cette pièce l'établissement des coûts
17 d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL prévu à la Cause tarifaire 2019-2020,
18 conformément à la méthode de répartition des coûts proposée à la pièce Énergir-N,
19 Document 18. Ainsi, le revenu requis de la Cause tarifaire 2019-2020 prendra en considération
20 les coûts de l'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL établis en fonction des coûts unitaires
21 moyens d'entreposage, de liquéfaction 1 en été, de regazéification et de compression ainsi que
22 les coûts totaux attribués au client GM GNL par l'entremise de l'activité non réglementée et des
23 frais généraux. À titre indicatif, Énergir présente à l'annexe 2 les coûts projetés de l'utilisation de
24 l'usine LSR à la Cause tarifaire 2019-2020 considérant la méthode actuelle (mais en incluant la
25 regazéification de GM GNL).

Énergir demande à la Régie :

- d'approuver la répartition proposée des coûts de l'activité de regazéification de l'usine LSR entre l'activité réglementée et le client GM GNL, telle que décrite à la section 1.1 du présent document et ce, à partir de l'exercice financier 2018-2019;
- d'approuver l'allocation des coûts de la direction Transport et approvisionnement gazier au client GM GNL par l'entremise de la recharge ANR, telle que décrite à la section 1.2 du présent document et ce, à partir de l'exercice financier 2018-2019;
- d'autoriser l'application pour l'activité de regazéification de l'usine LSR utilisée par le client GM GNL de l'équivalent du traitement des déséquilibres volumétriques quotidiens et cumulatifs prévu à l'article 13.2.2.2 des *Conditions de service et Tarif*, à l'exception des seuils de tolérance qui sont ceux de TCPL en vigueur et applicables à Énergir, telle que décrite à la section 1.3 du présent document et ce, à partir de l'exercice financier 2018-2019;
- d'approuver l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2019-2020, conformément à la méthode de répartition des coûts proposée à la pièce Énergir-N, Document 18.

ANNEXE 1 – Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2019-2020 considérant les ajustements à la méthode de répartition des coûts

Coûts de l'usine LSR – Répartition des capacités et des quantités par activité

Tableau 1 : Capacité / quantité par activité			Tableau 2 : Répartition de la quantité annuelle de demande liquéfiée (liquéfacteur 1) (10 ³ m ³)			
	(a)	(b)				
	10 ³ m ³	Ratio		hiver	été	Total
1 Capacité d'entreposage	58 600		1 Demande totale	-	837	837
2 Clientèle régulière	53 600	91,5%	2 Évaporation régulière ⁽¹⁾	-	8 147	8 147
3 GM GNL	5 000	8,5%	3 Évaporation de liquéfaction train 1 ⁽²⁾	-	(420)	(420)
4 Capacité potentielle de liquéfaction (liquéfacteur 1)	53 600		4 Évaporation de liquéfaction train 2 ⁽²⁾	-	4 460	4 460
5 Clientèle régulière	53 600	100,0%	5 Évaporation liée aux chargements ⁽³⁾	-	417	417
6 GM GNL	-	0,0%	6 Évaporation de regazéification ⁽⁴⁾	-	(160)	(160)
7 Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)	13 282		7 Liquéfaction totale	-	13 282	13 282
8 Clientèle régulière	7 837	59,0%	8 GM GNL	-	-	-
9 GM GNL ⁽¹⁾	5 445	41,0%	9 Demande	-	-	-
10 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver (liquéfacteur 1)	-		10 Évaporation régulière ⁽¹⁾	-	695	695
11 Clientèle régulière	-	0,0%	11 Évaporation de liquéfaction train 1 ⁽²⁾	-	-	-
12 GM GNL	-	0,0%	12 Évaporation de liquéfaction train 2 ⁽²⁾	-	4 460	4 460
13 Capacité potentielle de regazéification	61 950		13 Évaporation liée aux chargements ⁽³⁾	-	417	417
14 Clientèle régulière	53 600	86,5%	14 Évaporation de regazéification ⁽⁴⁾	-	(127)	(127)
15 GM GNL	8 350	13,5%	15 Liquéfaction totale GM GNL	-	5 445	5 445
16 Quantité annuelle de demande regazéifiée	10 489		16 daQ	-	-	-
17 Clientèle régulière	2 139	20,4%	17 Demande	-	837	837
18 GM GNL	8 350	79,6%	18 Évaporation régulière ⁽¹⁾	-	7 452	7 452
19 Capacité potentielle de compression ⁽²⁾	25 538		19 Évaporation de liquéfaction train 1 ⁽²⁾	-	(420)	(420)
20 Clientèle régulière	24 438	95,7%	20 Évaporation de liquéfaction train 2 ⁽²⁾	-	-	-
21 GM GNL	1 100	4,3%	21 Évaporation liée aux chargements ⁽³⁾	-	-	-
22 ⁽¹⁾ Correspond à la liquéfaction de l'évaporation du GNL des réservoirs			22 Évaporation de regazéification ⁽⁴⁾	-	(33)	(33)
23 ⁽²⁾ Veuillez vous référer au Tableau 3 pour le détail de la capacité potentielle de compression			23 Liquéfaction totale daQ	-	7 837	7 837
			24 ⁽¹⁾ Évaporation régulière ventilée au prorata de la capacité d'entreposage			
			25 ⁽²⁾ Évaporation ventilée au prorata de la demande liquéfiée pour chaque train de liquéfaction			
			26 ⁽³⁾ Évaporation ventilée au prorata des volumes de chargements			
			27 ⁽⁴⁾ Évaporation ventilée au prorata de la demande regazéifiée			

Tableau 3 : Calcul de la capacité potentielle de compression			
	Calcul de la capacité potentielle de compression	Portion attribuable à l'activité non réglementée	Portion attribuable à l'activité réglementée
1 Sources de gaz naturel compressé (en 10 ³ m ³) (Énergir-N, Document 18, tableau 1, page 7)			
2 Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs			
3 Évaporation régulière	8 147	695 ⁽²⁾	7 452
4 Évaporation de liquéfaction train 1	(420)	0 ⁽⁴⁾	(420)
5 Évaporation de liquéfaction train 2	4 460	381 ⁽²⁾	4 080
6 Évaporation de regazéification	(160)	(11) ⁽³⁾	(149)
7 Évaporation liée aux chargements	417	36 ⁽²⁾	382
8 Total source 1	12 445 ⁽¹⁾	1 100	11 344
9 Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1	11 510 ⁽⁵⁾	-	11 510
10 Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2	1 300	-	1 300
11 Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes	283	-	283
12 Total capacité potentielle de compression	25 538	1 100	24 438
13 ⁽¹⁾ Reliquéfaction de l'évaporation régulière du GNL des réservoirs qui a été compressée au cours de l'exercice 2019-2020			
14 Évaporation régulière du GNL des réservoirs au cours de l'exercice 2019-2020	12 445		
15 Portion de l'évaporation régulière reliquée au cours de l'exercice 2019-2020	12 445		
16 Portion de l'évaporation régulière reliquée au cours de l'exercice 2020-2021	-		
17 ⁽²⁾ La portion attribuable à GM GNL est obtenue en appliquant le ratio de la capacité réservée par GM GNL, soit 8,5% (tableau 1, ligne 3) sur la capacité potentielle de compression.			
18 ⁽³⁾ Obtenu en appliquant au résultat de la note 2 le ratio de la quantité annuelle de demande regazéifiée par GM GNL, soit 79,6% (tableau 1, ligne 18).			
19 ⁽⁴⁾ Résultat de zéro car il n'est pas prévu que GM GNL utilise le train de liquéfaction 1 au cours de l'exercice.			
20 ⁽⁵⁾ Obtenu en multipliant la production de gaz naturel à compresser lors d'une journée de liquéfaction (Énergir-N, Document 18, tableau 1, page 7) par le nombre de jours de liquéfaction prévu pour remplir la capacité d'entreposage des réservoirs en excluant la capacité réservée par GM GNL (64,3 10 ³ m ³ X 179 jours).			

Coûts de l'usine LSR – Répartition du coût d'utilisation : activité réglementée et client GM GNL

Tableau 4 : Répartition des coûts par élément (000\$)		Coûts	Entreposage		Liquéfaction 1		Regazéification		Compression	Chargements	Activité réglementée	Activité non réglementée	Frais généraux
			Fixes	Fixes	Variables		Fixes	Variables	Fixes	Fixes	Fixes	Fixes	Fixes
					Été	Hiver							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	
Frais de l'usine													
1	Salaires et avantages sociaux	3 903	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 903
2	Assurances	1 297	299	62	-	-	17	-	3	2	424	473	17
3	Services d'entretien	615	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	615
4	Matériaux et pièces	328	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	328
5	Services professionnels	175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	175
6	Taxes municipales	260	6	42	-	-	45	-	30	-	-	78	59
7	Autres frais divers	548	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	548
8	Réfrigérant Gaz naturel	122	-	-	122	-	-	-	-	-	-	-	-
9	regazéification	40	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-
10	liquéfaction	22	-	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-
11	autres	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
12	Total gaz naturel	72	-	-	22	-	40	-	-	-	-	-	10
13	Électricité												
14	fixes - frais de base	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
15	fixes - compression	265	-	-	-	-	-	265	-	-	-	-	-
16	variables - regazéification	56	-	-	-	-	56	-	-	-	-	-	-
17	variables - liquéfaction	431	-	-	431	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Total électricité	807	-	-	431	-	56	265	-	-	-	-	55
18	Sous-total frais de l'usine	8 127	305	105	575	-	62	96	297	2	424	550	5 710
Dépenses d'amortissement													
19	Spécifique à l'activité	919	501	292	-	-	89	-	28	9	-	-	-
20	Général	407	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	407
21		1 326	501	292	-	-	89	-	28	9	-	-	407
Rendement à 6,49 %													
22	Spécifique à l'activité	909	307	320	-	-	157	-	90	32	-	2	-
23	Général	621	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	621
24		1 530	307	320	-	-	157	-	90	32	-	2	621
Impôts reliés au rendement (7,87 % - 6,49 %)													
25	Spécifique à l'activité	193	65	68	-	-	33	-	19	7	-	0	-
26	Général	132	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132
27		325	65	68	-	-	33	-	19	7	-	0	132
28	Grand Total	11 309	1 179	785	575	-	342	96	435	51	424	553	6 870
29	Capacité / quantité totale pour chaque élément (10 ^{m3})		58 600	53 600	13 282	-	61 950	10 489	25 538	-	-	-	-
30	Coût unitaire de chaque élément (¢/m ³)		2,012	1,464	4,328	-	0,551	0,919	1,704	-	-	-	-
Coût d'utilisation pour GM GNL													
31	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ^{m3})		5 000	-	5 445	-	8 350	8 350	1 100	-	0%	100%	50%
32	Coûts totaux (000 \$) (l. 30 x l. 31)	4 465	101	-	236	-	46	77	19	-	-	553	3 435
Coût d'utilisation pour l'activité réglementée													
33	Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ^{m3})		1 078	785	339	-	296	20	416	51	424	-	3 435
34	Coûts totaux (000 \$) (l. 28 - l. 32)	6 843	1 078	785	339	-	296	20	416	51	424	-	3 435

ANNEXE 2 – Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2019-2020 selon méthode actuelle

Coûts de l'usine LSR – Répartition du coût d'utilisation : activité réglementée et client GM GNL

	(a)	(b)
	10 ³ m ³	Ratio
1 Capacité d'entreposage	58 600	
2 Clientèle régulière	53 600	91,5%
3 GM GNL	5 000	8,5%
4 Capacité potentielle de liquéfaction (liquéfacteur 1)	53 600	
5 Clientèle régulière	53 600	100,0%
6 GM GNL	-	0,0%
7 Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)	13 282	
8 Clientèle régulière	12 587	94,8%
9 GM GNL ⁽¹⁾	695	5,2%
10 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver (liquéfacteur 1)	-	
11 Clientèle régulière	-	0,0%
12 GM GNL	-	0,0%
13 Capacité potentielle de regazéification	61 950	
14 Clientèle régulière	53 600	86,5%
15 GM GNL	8 350	13,5%
16 Quantité annuelle de demande regazéifiée	10 489	
17 Clientèle régulière	2 139	20,4%
18 GM GNL	8 350	79,6%
19 ⁽¹⁾ Correspond à la liquéfaction de l'évaporation régulière		

	hiver	été	Total
1 Demande	-	4 026	4 026
2 Évaporation de liquéfaction ⁽¹⁾	-	1 108	1 108
3 Évaporation régulière ⁽²⁾	-	8 147	8 147
4 Liquéfaction totale	-	13 282	13 282
5 GM GNL			
6 Demande	-	-	-
7 Évaporation de liquéfaction ⁽¹⁾	-	-	-
8 Évaporation régulière ⁽²⁾	-	695	695
9 Liquéfaction totale GM GNL	-	695	695
10 daQ			
11 Demande	-	4 026	4 026
12 Évaporation de liquéfaction ⁽¹⁾	-	1 108	1 108
13 Évaporation régulière ⁽²⁾	-	7 452	7 452
14 Liquéfaction totale daQ	-	12 587	12 587
15 ⁽¹⁾ Évaporation de liquéfaction ventilée au prorata de la demande			
16 ⁽²⁾ Évaporation régulière ventilée au prorata de la capacité d'entreposage			

(1)	Coûts	Méthode d'allocation	Entreposage		Liquéfaction 1		Gaz Métro GNL	Regazéification		
			Fixes	Fixes	Variables			Fixes	Fixes	Variables
					Été	Hiver				
(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)		
1 Coefficient d'utilisation			12	19			19	18		
2 Jours d'utilisation des fonctions			365	42			292	17		
3 Ratio d'utilisation des ressources			4 380	798			5 548	306		
4 Ratio d'utilisation (%)			39,70%	7,23%			50,29%	2,77%		
Frais de l'usine										
1 Salaires et avantages sociaux	3 903	Ratio d'utilisation	1 549	282	-	-	1 963	108	-	
2 Assurances	1 297	Allocation directe	520	207	-	-	473	98	-	
3 Services d'entretien	615	Ratio d'utilisation	244	44	-	-	309	17	-	
4 Matériaux et pièces	328	Ratio d'utilisation	130	24	-	-	165	9	-	
5 Services professionnels	175	Ratio d'utilisation	69	13	-	-	88	5	-	
6 Taxes municipales	260	Ratio d'utilisation	103	19	-	-	131	7	-	
7 Autres frais divers	548	Ratio d'utilisation	218	40	-	-	276	15	-	
8 Rétrogrément	122	Allocation directe	-	-	122	-	-	-	-	
9 Gaz naturel										
10 regazéification	40	Allocation directe	-	-	-	-	-	-	40	
11 liquéfaction	22	Allocation directe	-	-	22	-	-	-	-	
12 autres	10	Ratio d'utilisation	4	1	-	-	5	0	-	
13 Total gaz naturel	72		4	1	22	-	5	0	40	
14 Électricité										
15 fixes - frais de base	320	Ratio d'utilisation	127	23	-	-	161	9	-	
16 variables - regazéification	56	Allocation directe	-	-	-	-	-	-	56	
17 variables - liquéfaction	431	Allocation directe	-	-	431	-	-	-	-	
18 Total électricité	807		127	23	431	-	161	9	56	
19 Sous-total frais de l'usine	8 127		2 965	652	575	-	3 570	269	96	
Dépenses d'amortissement										
18 Spécifique à l'activité	882	Allocation directe	501	292	-	-	-	89	-	
19 Général	444	Ratio d'utilisation	176	32	-	-	223	12	-	
20	1 326		677	324	-	-	223	102	-	
Rendement à 6,49 %										
21 Spécifique à l'activité	786	Allocation directe	307	320	-	-	2	157	-	
22 Général	744	Ratio d'utilisation	295	54	-	-	374	21	-	
23	1 530		603	374	-	-	376	177	-	
Impôts reliés au rendement (7,87 % - 6,49 %)										
24 Spécifique à l'activité	167	Allocation directe	65	68	-	-	0	33	-	
25 Général	158	Ratio d'utilisation	63	11	-	-	80	4	-	
26	325		128	79	-	-	80	38	-	
27 Grand Total	11 309		4 374	1 430	575	-	4 249	586	96	
28 Capacité / quantité totale pour chaque élément (10 ³ m ³)			58 600	53 600	13 282	-	-	61 950	10 489	
29 Coût unitaire de chaque élément (¢/m ³)			7,463	2,667	4,328	-	-	0,945	0,919	
Coût d'utilisation pour GM GNL										
30 Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)			5 000	-	695	-	-	8 350	8 350	
31 Coûts totaux (000 \$) (l. 29 x l. 30)	4 808		373	-	30	-	4 249	79	77	
Coût d'utilisation pour l'activité réglementée										
32 Capacité / quantité du client GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)			4 000	1 430	545	-	-	507	20	
33 Coûts totaux (000 \$) (l. 27 - l. 31)	6 501									