RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) PORTANT SUR LA DEMANDE D'AUTORISATION RELATIVE À UN INVESTISSEMENT À L'USINE LSR ET À UN AJUSTEMENT AUX MODALITÉS DE L'ACTIVITÉ DE VENTES DE GNL

1. Références : (i) Pièce B-0013, page 5;
(ii) Pièce B-0014, page 16.

Préambule :

En référence (i) :

« Le présent dossier présente donc la solution développée et proposée par Gaz Métro pour permettre des ventes de GNL jusqu'à 50 $10^6 m^3$ par année et ce, sans modifier la sécurité d'approvisionnement des clients réglementés. »

En référence (ii) :

Gaz Métro indique ne pas avoir pris en compte la possibilité d'une panne de l'usine LSR dans l'établissement du volume maximum disponible pour GMST.

Demandes :

1.1 Veuillez élaborer sur les conséquences de la perte d'un équipement critique (transformateur, moteur, compresseur ou autre) sur la période de liquéfaction disponible.

Réponse :

L'usine LSR dispose d'un imposant inventaire de pièces de rechange qui permet rapidement de pallier à une défaillance mécanique ou électrique des composantes du procédé qui sont les plus susceptibles de défaillir. En cas de bris d'une de ces composantes, la problématique est résolue dans les heures qui suivent ou au plus tard dans un délai de sept jours et moins lorsque c'est une défaillance majeure à un des compresseurs.

Il est important de noter que la défaillance d'un équipement n'entraîne pas nécessairement l'arrêt de la liquéfaction. En effet, le correctif, selon le cas et l'équipement en cause, peut se faire alors que le procédé est maintenu en fonction.

Il y a quelques équipements, comme les transformateurs de puissance de 1000 KVA, 2000 KVA et 6500 KVA et les disjoncteurs à haute tension de 12,47 KV, pour lesquels il n'y a pas de jumeaux. Mais ces équipements font l'objet d'un programme d'entretien préventif et sont vérifiés chaque année par une firme spécialisée et ils sont en excellent état. En cas de défaillance majeure qui nécessiterait un remplacement d'équipement, le

délai d'interruption pourrait s'étendre jusqu'à trois mois dans le cas du pire scénario soit la remise à niveau du transformateur de 6500 KVA, 12.47 KV/4160 VAC. La réponse 1.2 ci-dessous précise l'impact sur la période de liquéfaction disponible.

1.2 Veuillez commenter sur la possibilité de limiter le volume maximum disponible pour GMST à, par exemple 46 10^6 m^3, pour tenir compte de la possibilité de panne. Le cas échéant, veuillez expliquer comment une limite pourrait être établie.

Réponse :

Gaz Métro ne voit pas la nécessité de limiter le volume maximum de ventes de GNL disponible pour GMST pour tenir compte d'une possibilité de panne.

Gaz Métro a déjà mentionné en réponse à la question 5.2 de la Régie (Gaz Métro-2, Document 1) que l'augmentation de la fréquence à laquelle des entretiens préventifs et correctifs sont faits va permettre de maintenir le haut taux de fiabilité observé pour les équipements de l'usine. De plus, Gaz Métro s'est assurée d'avoir chaque année une période minimale de 30 jours consécutifs pour effectuer les entretiens des équipements de liquéfaction. D'une certaine façon, elle a déjà limité le volume de ventes de GNL disponible annuellement.

Elle a également mentionné en réponse à la question 3.2 de la Régie (Gaz Métro-2, Document 1) que toute conséquence associée à une panne prolongée et pour laquelle Gaz Métro ne pourrait s'exonérer, notamment en invoquant la notion de force majeure auprès de GMST, n'aurait aucun impact pour la clientèle de l'activité réglementée.

À elles seules ces deux réponses amènent Gaz Métro à maintenir son évaluation d'offrir un volume des ventes de GNL allant jusqu'à 50 $10^6 m^3$, considérant toutefois les contraintes de capacité d'entreposage réservée et le maintien de la sécurité d'approvisionnement de la clientèle de l'activité réglementée, tels que spécifiés en preuve.

D'autre part, tel que mentionné à la réponse 1.1 ci-dessus, les délais pour résoudre une panne peuvent prendre entre quelques jours et 3 mois. En soi, les pannes sont imprévisibles et si un tel évènement devait se produire il se produirait pendant l'activité propre à la panne (liquéfaction ou vaporisation). Une panne prolongée durant la liquéfaction dans les mois précédant le 1er décembre aurait effectivement pour effet de limiter la disponibilité de ventes de GNL à GMST, mais également de réduire les approvisionnements de l'hiver prochain pour l'activité réglementée. Ainsi, le risque de panne est présent pour les deux parties. Si Gaz Métro doit se prémunir contre les risques de panne à l'usine LSR dans l'établissement des volumes de ventes de GNL disponibles, elle devrait également le faire relativement à sa propre structure d'approvisionnement. Or, Gaz Métro n'a jamais considéré les risques de panne d'aucun outil d'approvisionnement dans sa planification et ne croit pas que cela soit requis.

2. Référence : Pièce B-0014, page 16.

Préambule :

« *Non, l'usine LSR ne dispose pas d'une redondance sur les transformateurs électriques et, de l'avis de Gaz Métro, cela n'est pas requis.* »

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer si les transformateurs d'alimentation de l'usine LSR sont la propriété d'Hydro-Québec ou de Gaz Métro.

Réponse :

Les transformateurs de puissance sont la propriété de Gaz Métro.

2.2 Si Gaz Métro est propriétaire des transformateurs d'alimentation de l'usine LSR, veuillez indiquer quelle est la tension d'alimentation par Hydro-Québec de l'usine LSR.

Réponse :

La tension d'alimentation de l'usine LSR par Hydro-Québec est de 12,47 KV.

3. Références:
(i) Pièce B-0013, pages 18 et 19;
(ii) Pièce B-0014, annexe 1, page 20, annexe 2, page 20, annexe 3, page 20 et annexe 4, page 20.

Préambule :

En référence (i) :

Gaz Métro indique que l'augmentation de l'activité de liquéfaction provoquerait des coûts additionnels d'entretien, de matériaux et pièces et de salaires.

En référence (ii) :

Les tableaux des coûts d'utilisation de l'usine LSR, selon les scénarios sans vente de GNL et avec des ventes de GNL de 24 10^6 m^3, 42 10^6 m^3 et 50 10^6 m^3 pour l'année climatique 2010, montrent que le coût des salaires, de l'entretien et des matériaux et pièces augmente avec le volume de vente de GNL. Les tableaux montrent également que ces coûts sont répartis entre les fonctions de l'usine au prorata de l'actif.

Demande:

3.1 Sans égard aux décisions passées de la Régie sur la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR qui ont été rendues dans le contexte d'une liquéfaction en été seulement, veuillez commenter sur la possibilité que les coûts additionnels mentionnés en préambule soient alloués exclusivement à la fonction liquéfaction de l'usine.

Réponse :

Dans sa réponse à la FCEI à la demande de renseignement # 1.8 (Gaz Métro 2-Document 2, page 9) Gaz Métro explique ce qui suit :

> « … certaines dépenses, notamment celles des services d'entretien ainsi que des matériaux et pièces, sont réparties au prorata de la valeur de l'actif. En effet, il demeure difficile, voire impossible, d'attribuer précisément ces dépenses à l'une ou l'autre des activités, et ce, même dans un scénario de base répondant à des conditions climatiques normales et sans vente de GNL. »

De plus, il serait difficile d'établir annuellement les coûts réels sans liquéfaction en hiver de façon à départager les coûts qui sont reliés aux activités de base, des coûts additionnels. D'autres facteurs que ceux découlant de la liquéfaction peuvent aussi avoir un effet sur les coûts. Des hypothèses devraient donc être posées pour déterminer les coûts additionnels et les hypothèses pourraient potentiellement différer d'une année à l'autre, ce qui complexifie l'exercice.

Gaz Métro réitère que la méthode actuelle d'allocation des coûts additionnels mentionnée en préambule sur la base du prorata de l'actif est simple à appliquer et qu'elle donne des résultats justes et raisonnables.

4. Référence : Pièce B-0014, page 1.

Préambule :

« *Les données maximales suivantes ont été prélevées à partir des dix exercices précédant les travaux de réfection, donc au cours de la période s'étendant du 1er octobre 1999 au 30 septembre 2010.*»

Demande:

4.1 Veuillez présenter les retraits ($10^6 m^3$) en période hivernale à l'usine LSR au cours de chacun des dix exercices pour la période s'étendant du 1er octobre 1999 au 30 septembre 2010.

Réponse :

L'annexe 1 ci-jointe présente l'historique de la regazéification effectuée en période hivernale depuis le 1er octobre 1999.

5. Références : (i) Pièce B-0014, pages 6, 7 et 8;
(ii) Pièce B-0015, page 14.

Préambule :

En référence (i) :

Le distributeur présente les tableaux des coûts d'électricité dans des conditions climatiques normales pour chacun des scénarios de ventes de GNL.

Pour un volume de GMST à 24 $10^6 m^3$, le tableau de la consommation électrique à l'usine LSR montre une puissance facturée de 7 136 kW pour la période de facturation du 15 février.

En référence (ii) :

« 1.16 Veuillez indiquer la puissance requise pour faire fonctionner les équipements de liquéfaction.

Réponse :
Une puissance moyenne de 6 864 kW est requise lorsque l'activité de liquéfaction est effectuée. Si on réduit la puissance moyenne de base de 850 kW, on obtient une puissance moyenne de 6 014 kW pour la seule activité de liquéfaction.

1.17 Veuillez indiquer la puissance requise pour faire fonctionner les équipements de regazéification.

Réponse :
Une puissance moyenne de 1 300 kW est requise lorsque l'activité de regazéification est effectuée. Si on réduit la puissance moyenne de base de 850 kW, on obtient une puissance moyenne de 450 kW pour la seule activité de regazéification.

1.18 Veuillez indiquer la puissance requise de base (lorsque ni la liquéfaction, ni la regazéification ne fonctionnent).

Réponse :
Une puissance moyenne de 850 kW (…) »

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer si les puissances souscrites présentées dans les tableaux des coûts d'électricité sont optimisées de façon à minimiser la facture électrique.

Réponse :

Oui, les puissances souscrites des scénarios à conditions climatiques normales pour application du tarif électrique L ont été optimisées.

5.2 Veuillez expliquer comment est obtenue la puissance facturée de 7 136 kW citée à la référence (i) compte tenu des réponses présentées en référence (ii).

Réponse :

D'emblée, il est bon de signaler que la puissance facturée de 7 136 kW dans le scénario de 24 $10^6 m^3$ pour la période de facturation du 15 janvier a été établie en utilisant les données réelles de l'exercice 2009-2010 comme référence. Ainsi, la puissance facturée a donc été établie en additionnant :

- la puissance moyenne de 6 864 kW correspondant à la puissance moyenne pour la liquéfaction et les besoins de base; et
- la puissance moyenne de 272 kW correspondant à la puissance requise pour la regazéification. Cette dernière a été établie à partir du différentiel entre la puissance facturée de janvier 2010, période de regazéification, et la puissance facturée en mai 2009, période où il n'y avait aucune activité de production à l'usine. De cette façon, la puissance facturée propre à l'activité de regazéification a été isolée.

6. Référence : Pièce B-0014, pages 10 et 11.

Préambule :

« *Si GMST opte pour le service interruptible et qu'il est au sous-tarif 507- volet A, il pourrait y avoir des clients aux paliers supérieurs interrompus durant les journées de liquéfaction. La demande gazeuse pour fins de liquéfaction de GMST sera considérée comme toute autre demande de la clientèle interruptible et les modalités prévues aux Conditions de service et Tarif seront applicables, incluant les modalités relatives à l'ordre d'interruption*.»

Demande :

6.1 Veuillez présenter, pour chacun des scénarios suivants, le plan d'approvisionnement, le nombre de jours d'interruption au service interruptible et les résultats de la simulation de l'hiver extrême correspondant, y compris le nombre de jours d'interruption au service interruptible :

- demande du dossier tarifaire 2012 sans vente de GNL et sans possibilité de liquéfaction l'hiver (scénario A);
- demande du dossier tarifaire 2012 sans vente de GNL et avec possibilité de liquéfaction l'hiver (scénario B);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 24 000 10^3m^3 au service interruptible et sans liquéfaction l'hiver (scénario C);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 24 000 10^3m^3 au service interruptible et avec liquéfaction l'hiver (scénario D);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 24 000 10^3m^3 au service continu et avec liquéfaction l'hiver (scénario E);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 42 000 10^3m^3au service interruptible et avec liquéfaction l'hiver (scénario F);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 42 000 10^3m^3au service continu et avec liquéfaction l'hiver (scénario G);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 50 000 10^3m^3au service interruptible et avec liquéfaction l'hiver (scénario H);
- demande du dossier tarifaire 2012 avec volume annuel de vente GNL de 50 000 10^3m^3au service continu et avec liquéfaction l'hiver (scénario I).

Note : Le nom des scénarios a été ajouté par Gaz Métro pour fins de référence.

Réponse :

L'annexe 2 présente les plans d'approvisionnement des différents scénarios, les besoins quotidiens pour répondre à l'hiver extrême ainsi que le nombre de jours d'interruption projeté sous un hiver extrême ou un hiver normal.

Considérant les volumes importants de vente de GNL et le nombre de jours d'interruption prévu sous chacun des scénarios de la Régie, Gaz Métro ne croit pas que GSMT opterait pour un service interruptible.

Les résultats comparatifs sous les scénarios H et I (ventes de GNL à 50 10^6m^3) montrent que les besoins pour l'hiver extrême sont similaires que GMST soit au service interruptible ou continu. Ceci découle principalement des impacts de la réservation d'un niveau de capacité d'entreposage supérieur à trois semaines de ventes de GNL sur la structure d'approvisionnement.

7. Références : Pièce B-0014, page 11.

Préambule :

« *GMST ne pourrait donc pas décider de liquéfier quotidiennement la quantité de gaz naturel au rythme de ses besoins de GNL.*
Étant donné ce mode de gestion de liquéfaction, il s'avère impossible de définir le profil de consommation propre à GMST.»

Demandes :

7.1 Veuillez confirmer que le profil de consommation est requis pour calculer les coûts d'équilibrage.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

7.2 Veuillez confirmer que le profil de consommation de GMST l'hiver est nécessairement connu car, à chaque jour de l'hiver où l'usine LSR fonctionne en mode liquéfaction, Gaz Métro sait si l'usine produit pour la clientèle réglementée ou GMST.

Réponse :

Gaz Métro confirme que la partie qui liquéfie durant la période d'hiver peut être identifiée, qu'il s'agisse d'activité réglementée ou non réglementée.

7.3 Veuillez confirmer que le profil de consommation de GMST en dehors de l'hiver est également identifiable car la production de l'usine en dehors de la période d'hiver est conjointe pour la clientèle réglementée et GMST. Le profil de GMST est alors égal au profil de production de l'usine multiplié par la part de GMST dans la production en dehors de la période d'hiver.

Réponse :

La Régie soumet dans sa question un mode de répartition entre les entités qui pourrait effectivement être utilisé. Cette répartition vient confirmer le fait que le profil de liquéfaction en dehors de la période d'hiver est défini par l'utilisation globale de l'usine LSR. Ainsi, GMST ne peut décider de son profil de consommation et liquéfier en fonction de ses propres besoins de GNL, tel que cité au préambule.

8. Référence : Pièce B-0014, page 13.

Préambule :

« *Par exemple, si le niveau des inventaires de l'activité réglementée au 31 janvier était inférieur à 26 652 10³m³, la liquéfaction en hiver serait maintenue. En aucun temps, le processus de cyclage de la capacité d'entreposage réservée à GMST ne serait suspendu avant le 31 janvier. Advenant que l'activité réglementée ait les outils disponibles, la liquéfaction servirait à remonter les niveaux de l'inventaire réglementé. Si ce n'est pas le cas, GMST pourrait alors liquéfier pour ses besoins.* »

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer comment a été établi le niveau de 26 652 $10^3 m^3$ au 31 janvier.

Réponse :

Le tableau suivant présente les quantités de gaz naturel regazéifié sur les mois d'hiver, de 1999 à 2012.

	Quantité regazéifiée (GJ)	
Année	**Février**	**Mars**
1999	26 063	0
2000	103 600	0
2001	0	0
2002	284 416	0
2003	**645 141**	**229 769**
2004	0	34 411
2005	0	0
2006	70 543	0
2007	23 854	0
2008	10 606	0
2009	0	0
2010	0	0
2011	758 640	0
2012	1 014 299	24 019

En utilisant les données historiques maximales observées pour chacun des mois de février et mars (valeurs ombragées dans le tableau), les niveaux minimums d'inventaire requis à la fin janvier et février sont établis comme suit :

Quantité totale maximale regazéifiée

	GJ
après le 28 ou 29 février	229 769
après le 31 janvier	874 910

Une marge additionnelle équivalente à un retrait quotidien maximal de 215 000 GJ a été ajoutée à ces valeurs pour fixer les niveaux minimums d'inventaire à détenir. Gaz Métro a donc établi les niveaux suivants :

Règle du niveau minimum d'inventaire à détenir

	GJ	10^3m^3
au 31 janvier	1 000 000	26 652
au 28 ou 29 février	500 000	13 326

Il est à noter que les quantités de gaz regazéifié au cours du mois de février des années 2011 et 2012 l'ont été dans le cadre des travaux de réfection à l'usine LSR et ne découlent pas de besoins de la demande. Elles n'ont donc pas été considérées dans l'analyse.

8.2 Veuillez indiquer si un niveau de 26 652 10^3m^3 au 31 janvier permet de faire face à la pire période du 1er février au 15 mars enregistrée dans l'historique des 20 dernières années.

Réponse :

Oui. Veuillez vous référer à la réponse de la question 8.1 ci-dessus. Il est à noter que l'historique n'est disponible qu'à compter de 1999.

8.3 Veuillez expliquer les deux dernières phrases de la citation reproduite en préambule débutant par « *Advenant que l'activité* […] ». Veuillez donner des exemples illustratifs.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce Gaz Métro-1, Document 1, section 10, la liquéfaction en hiver à l'usine LSR sera considérée dans la gestion des approvisionnements pour l'activité réglementée. Cette liquéfaction en hiver est possible lorsqu'il y a des excédents de transport afin de pouvoir amener le gaz naturel jusqu'au territoire de Gaz Métro. L'interruption des clients interruptibles est également considérée, permettant ainsi de libérer des quantités d'approvisionnement en vue de liquéfier le gaz et d'augmenter les inventaires réservés à l'usine LSR pour l'activité réglementée.

Si les outils pour liquéfier ne sont pas disponibles pour l'activité réglementée, GMST pourra alors liquéfier pour répondre à ses besoins.

Le tableau ci-dessous présente 3 cas types pouvant survenir suite à une utilisation accrue de l'usine LSR en hiver et qui requiert de l'activité réglementée de liquéfier pour soutenir le niveau de ses inventaires :

- Cas 1 : Des capacités de transport STS sont disponibles après avoir comblé les besoins d'injection au site d'entreposage de Pointe-du-Lac. L'activité réglementée aura la priorité pour liquéfier.

- Cas 2 : La clientèle interruptible du Volet A n'est pas totalement interrompue. L'activité réglementée aura la priorité pour liquéfier.

- Cas 3 : Il n'y a pas d'outil excédentaire et toute la clientèle interruptible du Volet A est interrompue; l'activité réglementée ne peut liquéfier. GMST pourra alors liquéfier pour ses besoins.

Pour ces illustrations, Gaz Métro a considéré que GMST est en service continu.

Seuls les clients du Volet A sont considérés dans l'évaluation des approvisionnements disponibles pour des fins de liquéfaction par l'activité réglementée. Le nombre de jours d'interruption au Volet B étant limité, leur utilisation est plus contrôlée.

	Approvisionnements disponibles après desserte des clients			Clients interruptibles Volet A desservis						Approvisionnements disponibles pour liquéfaction par AR	Demande GMST (continu) pour liquéfier	Liquéf. par AR	Liquéf. par GMST
	Excédent STS	Injection PDL	Appro disp. après inj. PDL	505	506	507	508	509	Total				
	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3			
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10) = (3) + (9)	(11)	(12)	(13)
Cas 1	2 400	1 300	1 100	450	500	600	1 100	700	3 350	4 450	oui	oui (1)	non
Cas 2	0	0	0	450	0	0	0	0	450	450	oui	oui (2)	non
Cas 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	oui	non	oui

AR : Activité réglementée

(1) Utilisation de 288 10^3m^3 de capacité de STS par l'activité réglementée pour liquéfier
(2) Interruption d'une partie des clients interruptibles desservis pour liquéfier 288 10^3m^3 par l'activité réglementée

9. Références: (i) Pièce B-0014, page 14**;**
(ii) Site internet de la Régie de l'énergie :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexesAetB_SuiviD-2001-162_06juin2012.pdf

Préambule :

En référence (i) :

« La présidente et chef de la direction de Gaz Métro et le directeur des Approvisionnements gaziers sont disposés à remettre à la Régie une lettre d'attestation de la fiabilité de l'approvisionnement des besoins de la clientèle réglementée, à l'instar d'Hydro-Québec, lorsque Gaz Métro suspendra le processus de cyclage de la capacité d'entreposage réservée à GMST.

À titre informatif, Gaz Métro dépose à l'annexe 5 une copie de l'attestation produite par Hydro-Québec le 8 décembre 2011.»

En référence (ii) :

Documentation déposée par Hydro-Québec dans le cadre du suivi administratif des critères de fiabilité :

Annexe A: Respect du critère de fiabilité en énergie pour les approvisionnements provenant d'Hydro-Québec Production;

Annexe B : Lettre d'attestation de la fiabilité énergétique du parc de production d'Hydro-Québec Production.

Demande :

9.1 La Régie comprend que la référence faite par Gaz Métro à l'attestation produite par Hydro-Québec réfère également à l'annexe A de cette attestation expliquant en détail le respect du critère de fiabilité. Veuillez confirmer.

Réponse :

L'annexe A de l'attestation produite par Hydro Québec comporte des informations qui lui sont propres et qui ne s'appliquent pas au dossier d'approvisionnement de Gaz Métro. Gaz Métro laisse le soin à la Régie de préciser les détails qu'elle souhaiterait obtenir en complément d'information à l'attestation de la fiabilité de l'approvisionnement des besoins de la clientèle réglementée de Gaz Métro.

10. Références: (i) Pièce B-0014, annexe 1, page 20, annexe 2, page 20, annexe 3, page 20 et annexe 4, page 20;
(ii) Pièce B-0015, pages 13 et 14.

Préambule :

En référence (i) :

Gaz Métro présente les tableaux de coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR montrant que les coûts fixes d'électricité (ligne 32) sont de 400 000 $ dans tous les scénarios, peu importe le volume de GNL vendu et le tarif d'électricité retenu en hypothèse.

En référence (ii) :

En page 14 il est indiqué:

« 1.18 Veuillez indiquer la puissance requise de base (lorsque ni la liquéfaction, ni la regazéification ne fonctionnent).

Réponse :
Une puissance moyenne de 850 kW est observée lorsqu'aucune activité de liquéfaction ou regazéification n'est effectuée. »

En page 13, Gaz Métro présente le coût mensuel projeté d'électricité, en puissance et en énergie, pour un volume de vente de GNL de 24 10^6 m^3, réparti entre les besoins de base, la liquéfaction et la regazéification.

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer que les coûts fixes d'électricité sont les mêmes dans tous les scénarios, quel que soit le tarif d'Hydro-Québec auquel est soumise l'usine LSR.

Réponse :

Les coûts fixes d'électricité ont été établis sur la base des données historiques, alors que le tarif M était applicable. Comme, avant l'exercice 2011, l'activité était assez similaire d'une année à l'autre et excluait toute activité de vente de GNL, Gaz Métro a pris pour hypothèse que cette base fixe serait celle de référence quelque soit le tarif applicable d'Hydro-Québec.

10.2 Veuillez présenter les paramètres et hypothèses (puissance, énergie et taux) utilisées pour établir le coût mensuel de la puissance et de l'énergie pour chacune des trois fonctions (base, liquéfaction et regazéification).

Réponse :

Les principaux paramètres et hypothèses utilisés pour établir le coût mensuel de la puissance et de l'énergie réparti par activité ont été établis à partir des données réelles de l'exercice 2009-2010 inscrites par Hydro-Québec sur sa facture. Ces données ont permis d'établir les paramètres ayant servi à produire les différentes simulations. De plus, le tarif L d'Hydro-Québec en vigueur au 1er avril 2012 a été appliqué afin de simuler les coûts d'électricité pour un volume de ventes de GNL de 24 $10^6 m^3$. L'annexe 3 présente le résumé de ces hypothèses ainsi que les calculs détaillés.

11. Référence: Pièce B-0015, pages 6 et 7.

Préambule :

« *Le tableau de la page suivante présente les coûts d'utilisation de l'usine LSR pour un volume annuel de ventes de GNL de 6,6 10^6m³ en service continu, avec liquéfaction en été. Les coûts d'électricité sont évalués sous le Tarif M d'Hydro-Québec.* »

Demande:

11.1 Veuillez présenter le tableau des coûts d'utilisation de l'usine LSR pour un volume annuel de ventes de GNL de 24 10^6m^3 avec liquéfaction en été selon le format du tableau de la page 7.

Réponse :

Vous trouverez à l'annexe 4 le tableau présentant les coûts d'utilisation de l'usine LSR pour un volume annuel de ventes de GNL de 24 10^6m^3 avec liquéfaction en été.

Annexe 1: Historique de regazéification de l'usine LSR en période hivernale (10^3m^3)

Hypothèse: Pouvoir calorifique de 37,52 MJ/m³

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
1999-2000	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	1 023	0
	3	0	0	0	1 738	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	3 142	0	0
	14	0	0	5 540	0	0
	15	0	0	2 510	0	0
	16	0	0	1 656	0	0
	17	0	0	5 850	0	0
	18	0	0	5 690	0	0
	19	0	0	3 392	0	0
	20	0	0	2 189	0	0
	21	0	0	3 215	0	0
	22	0	0	991	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	0	34 176	2 761	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2000-2001	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	1 376	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	186	0	0	0
	13	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	275	0	0	0	0
	23	589	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	864	1 562	0	0	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2001-2002	1	0	0	0	323	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	2 044	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	2 901	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	2 312	0
	14	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	2 340	0	0
	Total	0	0	2 340	7 580	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2002-2003	1	0	0	0	0	0
	2	0	726	0	0	0
	3	0	1 379	0	0	5 647
	4	0	908	0	0	220
	5	0	0	0	1 619	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	1 350	0
	8	0	214	0	0	0
	9	0	164	1 154	0	0
	10	0	0	0	335	0
	11	0	0	0	2 575	0
	12	0	0	0	2 056	0
	13	0	0	0	4 049	257
	14	0	0	607	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	2 406	0	0
	22	0	0	3 523	0	0
	23	0	0	1 725	0	0
	24	0	0	0	2 887	0
	25	0	0	0	1 496	0
	26	0	0	0	828	0
	27	0	0	1 609	0	0
	28	0	0	1 549	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	387	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	3 390	12 961	17 195	6 124

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2003-2004	1	0	0	0	0	0
	2	0	1 554	0	0	0
	3	0	143	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	458	0	0
	8	0	0	1 963	0	0
	9	0	0	3 009	0	0
	10	0	0	712	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	478	0	0
	14	0	0	3 893	0	0
	15	0	0	4 544	0	0
	16	0	0	1 005	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	778
	22	0	0	0	0	139
	23	0	0	1 932	0	0
	24	0	0	1 182	0	0
	25	0	0	1 948	0	0
	26	0	0	3 924	0	0
	27	0	0	780	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	1 697	25 828	0	917

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2004-2005	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	990	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	4 655	0	0	0
	21	0	2 864	0	0	0
	22	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	659	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	7 519	1 649	0	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2005-2006	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	257	0	0	0
	14	0	746	0	0	0
	15	0	538	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	749	0
	27	0	0	0	328	0
	28	0	0	0	803	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	1 541	0	1 880	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2006-2007	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	636	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	1 502	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	509	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	0	2 010	636	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2007-2008	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	283	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0
	14	0	850	0	0	0
	15	0	235	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	1 084	0	283	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2008-2009	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	1 617	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	194	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	256	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	0	0	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	256	1 617	194	0	0

Année	Jour	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
2009-2010	1	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0
	8	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	11	0	0	0	0	0
	12	0	0	0	0	0
	13	0	0	0	0	0
	14	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	16	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	0
	19	0	0	0	0	0
	20	0	0	0	0	0
	21	0	0	0	0	0
	22	0	441	0	0	0
	23	0	0	0	0	0
	24	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	26	0	0	0	0	0
	27	0	0	0	0	0
	28	0	0	0	0	0
	29	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	31	0	0	0	0	0
	Total	0	441	0	0	0

Annexe 2 - scénario A

Dossier 2012 sans vente de GNL et sans possibilité de liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver (10^6m^3) (1)	Été (10^6m^3) (2)	Total (10^6m^3) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	64
7	Ventes GNL	0	0	0
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 117	2 254	5 371
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	12	414	426
10	LSR	10	1	11
11	PdL	36	3	39
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	68	527	595
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 185**	**2 781**	**5 966**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 050	513	1 564
27	Achats Spot à Dawn	17	187	205
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 068*	*701*	*1 768*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 472	2 735	5 207
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	386	40	426
33	LSR	5	6	11
34	PdL	39	0	39
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	549	46	595
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 021**	**2 781**	**5 802**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-164	0	-164

Dossier 2012 sans vente de GNL et sans possibilité de liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		27 863	10^3m^3/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	11	56
4		506	20	60
5		507	35	65
6		508	52	70
7		509	67	74
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	14	30
11		538	14	30
12		539	14	30
13	GAC		67	74

Annexe 2 - scénario B

Dossier 2012 sans vente de GNL et avec possibilité de liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver (10^6m^3) (1)	Été (10^6m^3) (2)	Total (10^6m^3) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	64
7	Ventes GNL	0	0	0
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 117	2 254	5 371
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	10	416	426
10	LSR	10	1	11
11	PdL	36	3	38
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	65	529	594
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 182**	**2 783**	**5 965**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 038	516	1 553
27	Achats Spot à Dawn	17	187	204
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 055*	*703*	*1 757*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 459	2 736	5 196
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	386	40	426
33	LSR	6	6	11
34	PdL	38	0	38
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	549	46	595
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 008**	**2 783**	**5 790**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-175	0	-175

Dossier 2012 sans vente de GNL et avec possibilité de liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		27 757	10^3m^3/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	12	60
4		506	25	64
5		507	38	68
6		508	56	71
7		509	68	76
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	15	30
11		538	15	30
12		539	15	30
13	GAC		68	76

Annexe 2 - scénario C

Dossier 2012 avec vente de GNL de 24 $10^6 m^3$ - interruptible - sans liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	65
7	Ventes GNL	10	14	24
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 127	2 268	5 395
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	13	415	428
10	LSR	10	27	37
11	PdL	37	3	39
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	69	553	623
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 196**	**2 821**	**6 017**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 062	530	1 592
27	Achats Spot à Dawn	17	191	208
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 079*	*721*	*1 800*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 483	2 755	5 238
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	384	44	428
33	LSR	15	22	37
34	PdL	39	0	39
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	557	66	623
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 040**	**2 821**	**5 861**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-156	0	-156

Dossier 2012 avec vente de GNL de 24 $10^6 m^3$ - interruptible - sans liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		27 976	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	9	58
4		506	19	64
5		507	33	67
6		508	48	71
7		509	67	76
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	12	30
11		538	12	30
12		539	12	30
13	GAC		67	76

Hypothèses additionnelles
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée
La capacité d'entreposage réservée est équivalente aux ventes de GNL projetées du 1er décembre au 31 mars

Annexe 2 - scénario D

Dossier 2012 avec vente de GNL de 24 $10^6 m^3$ - interruptible - avec liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	64
7	Ventes GNL	10	14	24
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 127	2 268	5 395
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	12	416	428
10	LSR	15	22	37
11	PdL	36	3	38
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	72	550	622
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 199**	**2 817**	**6 017**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 047	525	1 573
27	Achats Spot à Dawn	17	194	211
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 064*	*719*	*1 784*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 469	2 753	5 222
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	385	43	428
33	LSR	15	21	37
34	PdL	38	0	38
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	558	65	622
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 026**	**2 817**	**5 844**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-173	0	-173

Dossier 2012 avec vente de GNL de 24 $10^6 m^3$ - interruptible - avec liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		27 818	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	12	60
4		506	23	64
5		507	36	69
6		508	57	71
7		509	68	76
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	14	30
11		538	14	30
12		539	14	30
13	GAC		68	76

Hypothèse additionnelle
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée

Annexe 2 - scénario E

Dossier 2012 avec vente de GNL de 24 $10^6 m^3$ - continu - avec liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	64
7	Ventes GNL	10	14	24
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 127	2 268	5 395
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	12	416	427
10	LSR	19	19	38
11	PdL	36	3	39
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	76	547	623
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 203**	**2 814**	**6 018**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 055	525	1 581
27	Achats Spot à Dawn	17	191	208
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 073*	*716*	*1 789*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 477	2 750	5 227
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	384	43	427
33	LSR	16	21	37
34	PdL	39	0	39
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	558	65	622
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 035**	**2 814**	**5 849**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-169	0	-169

Dossier 2012 avec vente de GNL de 24 $10^6 m^3$ - continu - avec liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		27 903	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	11	60
4		506	24	64
5		507	35	69
6		508	51	71
7		509	72	76
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	14	30
11		538	14	30
12		539	14	30
13	GAC		72	76

Hypothèse additionnelle
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée

Annexe 2 - scénario F

Dossier 2012 avec vente de GNL de 42 $10^6 m^3$ - interruptible - avec liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	65
7	Ventes GNL	17	24	42
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 134	2 278	5 413
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	11	416	426
10	LSR	15	42	56
11	PdL	35	3	38
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	70	569	639
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 204**	**2 847**	**6 052**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 042	545	1 587
27	Achats Spot à Dawn	17	188	205
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 060*	*733*	*1 793*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 464	2 767	5 231
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	379	47	426
33	LSR	23	33	56
34	PdL	38	0	38
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	559	81	639
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 023**	**2 847**	**5 870**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-182	0	-182

Dossier 2012 avec vente de GNL de 42 $10^6 m^3$ - interruptible - avec liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		27 697	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	12	58
4		506	25	62
5		507	38	66
6		508	60	70
7		509	72	76
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	15	30
11		538	15	30
12		539	15	30
13	GAC		72	76

Hypothèse additionnelle
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée

Annexe 2 - scénario G

Dossier 2012 avec vente de GNL de 42 $10^6 m^3$ - continu - avec liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	44	21	65
7	Ventes GNL	17	24	42
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 135	2 278	5 413
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	13	415	429
10	LSR	19	39	58
11	PdL	38	3	41
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	81	566	647
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 215**	**2 845**	**6 060**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 071	542	1 614
27	Achats Spot à Dawn	17	188	205
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 089*	*730*	*1 819*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 493	2 764	5 257
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	381	47	429
33	LSR	23	33	56
34	PdL	41	0	41
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	564	81	645
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 057**	**2 845**	**5 902**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-158	0	-158

Dossier 2012 avec vente de GNL de 42 $10^6 m^3$ - continu - avec liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		28 019	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	9	58
4		506	19	62
5		507	34	66
6		508	50	70
7		509	66	75
	Volet B			
8		535	8	20
9		536	8	20
10		537	13	30
11		538	13	30
12		539	13	30
13	GAC		66	75

Hypothèse additionnelle
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée

Annexe 2 - scénario H

Dossier 2012 avec vente de GNL de 50 $10^6 m^3$ - interruptible - avec liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	65
7	Ventes GNL	21	29	50
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 137	2 283	5 420
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	12	415	426
10	LSR	22	42	65
11	PdL	30	3	33
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	74	569	643
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 211**	**2 852**	**6 063**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 073	545	1 618
27	Achats Spot à Dawn	17	186	203
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 090*	*731*	*1 821*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 494	2 765	5 259
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	377	49	426
33	LSR	27	38	65
34	PdL	33	0	33
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	556	87	643
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 050**	**2 852**	**5 902**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-161	0	-161

Dossier 2012 avec vente de GNL de 50 $10^6 m^3$ - interruptible - avec liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		28 056	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	9	55
4		506	18	63
5		507	33	66
6		508	53	71
7		509	69	76
	Volet B			
8		535	7	20
9		536	7	20
10		537	11	30
11		538	11	30
12		539	11	30
13	GAC		69	76

Hypothèse additionnelle
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée

Annexe 2 - scénario I

Dossier 2012 avec vente de GNL de 50 $10^6 m^3$ - continu - avec liquéfaction en hiver

Tableau 1: Plan d'approvisionnement

		Hiver ($10^6 m^3$) (1)	Été ($10^6 m^3$) (2)	Total ($10^6 m^3$) (3)
	DEMANDE			
1	Continue	2 449	1 611	4 060
2	Interruptible	612	587	1 198
3	Biogaz	13	18	30
4	Gaz d'appoint concurrence	0	18	18
5	*Sous-Total Demande*	3 074	2 233	5 306
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	43	21	64
7	Ventes GNL	21	29	50
8	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 137	2 283	5 420
	INVENTAIRES INJECTIONS			
9	Union Gas	12	416	428
10	LSR	27	38	65
11	PdL	30	3	32
12	St-Flavien	9	109	119
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	79	565	644
15	**TOTAL DE LA DEMANDE**	**3 216**	**2 848**	**6 064**
	APPROVISIONNEMENT			
16	FTLH Empress - GMi	889	1 293	2 182
17	Cessions d'optimisation	100	158	258
18	Transport par échange	157	220	376
19	Transport fourni par les clients	242	323	564
20	Gaz d'appoint	0	18	18
21	Autres transports	0	0	0
22	*Sous-Total Transports*	*1 388*	*2 011*	*3 398*
23	Cession de transport	0	0	0
24	FT non utilisé	0	0	0
25	Réception en franchise	4	6	10
26	Achats à Indice à Dawn	1 073	542	1 615
27	Achats Spot à Dawn	17	185	202
28	*Sous-Total Achats à Dawn*	*1 090*	*728*	*1 818*
29	Biogaz	13	18	30
30	Autres réceptions	0	0	0
31	SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 494	2 761	5 256
	INVENTAIRES RETRAITS			
32	Union gas	379	49	428
33	LSR	27	38	65
34	PdL	32	0	33
35	St-Flavien	119	0	119
36	Échanges de gaz	0	0	0
37	SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	557	87	644
38	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 052**	**2 848**	**5 900**
39	**INTERRUPTIONS BRUTES**	-165	0	-165

Dossier 2012 avec vente de GNL de 50 $10^6 m^3$ - continu - avec liquéfaction en hiver
Tableau 2: Autres informations

1	**Besoins pour l'hiver extrême**		28 077	$10^3 m^3$/jour
2	**Nombre de jours d'interruption**		**Projection**	
			Hiver normal	**Hiver extrême**
	Volet A			
3		505	9	58
4		506	22	64
5		507	35	68
6		508	53	71
7		509	67	76
	Volet B			
8		535	9	20
9		536	9	20
10		537	11	30
11		538	11	30
12		539	11	30
13	GAC		67	76

Hypothèse additionnelle
La liquéfaction en hiver est possible pour l'activité réglementée

Annexe 3

Paramètres et hypothèses ayant servis à l'établissement des coûts projetés d'électricité
Volume de ventes de 24 $10^6 m^3$

Coût de la puissance

	Appel de puissance par mois (1) (2)				Coûts de la puissance (3)			
	Réelle	Souscrite Kw	Facturée	Regazéification par jour	Base (4)	Liquéfaction	Regazéification	Total
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f = h - e -g)	(g = d x taux)	(h= c x taux)
2012-10-15	6864	5000	6864		24 316 $	57 505 $		81 821 $
2012-11-15	6864	5000	6864		24 316 $	54 865 $		79 181 $
2012-12-15	7400	5000	7400	475	24 316 $	100 618 $	5 485 $	130 419 $
2013-01-15	7136	5000	7136	272	24 316 $	94 890 $	2 201 $	121 407 $
2013-02-15	872	5000	5000		24 316 $	29 517 $		53 833 $
2013-03-15	808	5000	5000		24 316 $	35 285 $		59 601 $
2013-04-15	936	5000	5000		24 316 $	33 363 $		57 679 $
2013-05-15	784	5000	5000		24 316 $	35 285 $		59 601 $
2013-06-15	824	5000	5000		24 316 $	33 363 $		57 679 $
2013-07-15	824	5000	5000		24 316 $	35 285 $		59 601 $
2013-08-15	6864	5000	6864		24 316 $	57 505 $		81 821 $
2012-09-15	6864	5000	6864		24 316 $	54 865 $		79 181 $
					291 791 $	**622 346 $**	**7 686 $**	**921 823 $**

Coût de l'énergie

Période de facturation finissant le	Facteurs énergie (1)			Nombre de jours (2)			Volume d'énergie			Coûts de l'énergie (5)			
	base	liquéfaction Kw/jour	Regazéification	Base	Liquéfaction	Regazéification	Base	Liquéfaction Kw	Regazéification	Base	Liquéfaction	Regazéification	Total
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g = a x d)	(h = b x e)	(i = c x f)	(j= g x taux)	(k = h x taux)	(l = i x taux)	(m = j+k+l)
2012-10-15	9456	135300	58535	31	31	0	293 132	4 194 300	-	8 775 $	125 555 $	- $	134 330 $
2012-11-15	10410	135300	58535	30	16	0	312 290	2 164 800	-	9 348 $	64 802 $	- $	74 151 $
2012-12-15	12733	135300	58535	31	10	1	394 708	1 353 000	58 535	11 815 $	40 502 $	1 752 $	54 069 $
2013-01-15	12207	135300	58535	31	5	1	378 402	676 500	58 535	11 327 $	20 251 $	1 752 $	33 330 $
2013-02-15	11715	135300	58535	28	0	0	328 020	-	-	9 819 $	- $	- $	9 819 $
2013-03-15	11478	135300	58535	31	0	0	355 820	-	-	10 651 $	- $	- $	10 651 $
2013-04-15	9313	135300	58535	30	0	0	279 382	-	-	8 363 $	- $	- $	8 363 $
2013-05-15	8411	135300	58535	31	0	0	260 730	-	-	7 805 $	- $	- $	7 805 $
2013-06-15	8285	135300	58535	30	0	0	248 558	-	-	7 440 $	- $	- $	7 440 $
2013-07-15	8302	135300	58535	31	0	0	257 370	-	-	7 704 $	- $	- $	7 704 $
2013-08-15	8302	135300	58535	31	22	0	257 370	2 976 600	-	7 704 $	89 103 $	- $	96 808 $
2012-09-15	8302	135300	58535	30	30	0	249 068	4 059 000	-	7 456 $	121 505 $	- $	128 960 $
										108 209 $	461 718 $	3 504 $	573 431 $

(1) Établis à partir des factures réelles de l'exercice 2009-2010

(2) Établis à partir du plan d'approvisionnement

	$/Kw
(3) Selon le tarif L d'Hydro-Québec, le coût de la puissance facturée de 12,18$/Kw majoré de la portion non récupérable de la taxe de vente provinciale	**12,276**
Ajusté du crédit pour perte de transformation majoré de la portion non récupérable de la taxe de vente provinciale	**-0,741**
Coût de la puissance de base	**11,536**
Ajustement pour le taux applicable sur l'excédent de la puissance réelle sur 110% de la puissance souscrite majoré de la portion non récupérable de la taxe de vente provinciale	**21,499**

(4) Selon l'estimation des coûts fixes d'électricité établis sur la base des données historiques tel qu'expliqué à la réponse 10.1, réparti uniformément mensuellement

(5) Selon le tarif L d'Hydro-Québec, le coût de l'énergie de 0,0297$/Kw majoré de la portion non récupérable de la taxe de vente provinciale **0,0299**

Annexe 4

Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de ventes GNL de 24 10^6 m³

Liquéfaction en été ce qui implique une capacité d'entreposage pour le "client" GNL de 8 10^6m³

Données sur les capacités

		10³m³	Ratio	
1	Capacité d'entreposage	56 600		
2	Clientèle régulière	48 600	*85,9%*	
3	"Client" GNL	8 000	*14,1%*	
4	Capacité potentielle de liquéfaction	72 600		
5	Clientèle régulière	48 600	*66,9%*	
6	"Client" GNL	24 000	*33,1%*	Liquéfaction
7	Quantité annuelle de demande liquéfiée	24 426		*65,8%*
8	Clientèle régulière	426	*1,7%*	
9	"Client" GNL	24 000	*98,3%*	
10	Quantité annuelle d'évaporation liquéfiée	12 687		*34,2%*
11	Entreposage	9 855	*77,7%*	
12	Liquéfaction	2 832	*22,3%*	

Pour électricité

Période (début)	# jrs liqué	# jrs vapo
15-mars	0	0
15-avr	0	0
15-mai	0	0
15-juin	0	0
15-juil	18	0
15-août	31	0
15-sept	16	0
15-oct	29	0
15-nov	16	0
15-déc	0	0
15-janv	0	2
15-févr	0	0
Total	110	2
jrs entretien	104	

	Répartition des coûts par élément (000$)	**Coûts avec ventes GNL**	**Méthode d'allocation**	**Entreposage**	**Liquéfaction**		**Regazéification**	
				Fixes	**Fixes**	**Variables**	**Fixes**	**Variables**
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Base de tarification (BT)							
13	Coûts non amortis	16 928	Répartition selon le ratio des coûts de l'actif	10 404	4 826		1 698	
14			*ratio des coûts de l'actif*	*61,5%*	*28,5%*		*10,0%*	
	Frais de l'usine							
15	Salaires et avantages sociaux	2 005	Prorata de l'actif	1 232	572		201	
16	Assurances	953	Prorata de l'actif	586	272		96	
17	Services d'entretien	736	Prorata de l'actif	452	210		74	
18	Matériaux et pièces	214	Prorata de l'actif	131	61		21	
19	Services professionnels	74	Prorata de l'actif	45	21		7	
20	Autres frais divers	94	Prorata de l'actif	57	27		9	
21	Réfrigérant							
22	*évaporation*	*49*	Prorata de l'évaporation	*38*		*11*		
23	*liquéfaction*	*95*	100 % liquéfaction			*95*		
24	Total réfrigérant	145		38	-	106	-	-
25	Gaz naturel							
26	*évaporation*	*24*	Prorata de l'évaporation	*19*		*5*		
27	*regazéification*	*75*	100 % regazéification					*75*
28	*liquéfaction*	*47*	100 % liquéfaction			*47*		
29	*autres*	*24*	Prorata de l'actif	*15*	*7*		*2*	
30	Total gaz naturel	171		34	7	53	2	75
31	Électricité (Tarif M)							
32	*fixes*	*400*	Prorata de l'actif	*246*	*114*		*40*	
33	*évaporation*	*257*	Prorata de l'évaporation	*199*		*57*		
34	*variables - regazéification*	*11*	100 % regazéification					*11*
35	*variables - liquéfaction*	*494*	100 % liquéfaction			*494*		
36	Total électricité	1 162		445	114	551	40	11
37	***Sous-total frais de l'usine***	**5 552**		**3 022**	**1 283**	**710**	**451**	**86**
38	***Dépenses d'amortissement***	**1 831**	Prorata de l'actif	**1 125**	**522**		**184**	
39	***Rendement sur BT à 7,82 %***	**1 324**	Prorata de l'actif	**814**	**377**		**133**	
40	***Impôts reliés au rendement à 8,96 %***	**193**	Prorata de l'actif	**119**	**55**		**19**	
41	***Grand Total***	**8 900**		**5 079**	**2 237**	**710**	**787**	**86**
42	**Capacité / quantité totale pour chaque élément (10³m³)**			56 600	72 600	24 426		
43	***Coût unitaire de chaque élément (¢/m³)***			**8,974**	**3,081**	**2,908**		
	Coût d'utilisation pour GMST							
44	Capacité / quantité de GMST pour chaque élément (10³m³)			8 000	24 000	24 000		
45	**Coûts totaux (000 $) (l. 43 x l.44)**	**2 155**		718	739	698		
46	***Coût d'utilisation pour l'activité réglementée***							
47	**Coûts totaux (000 $) (l. 41 - l.45)**	**6 744**		4 361	1 497	12	787	86