

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 6
DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)**

PRÉVISION DE LA DEMANDE

Question 1

Références :

- (i) Gaz Métro-103, Document 1, p. 60
- (ii) R-3630-2007, B-31, Gaz Métro-12, Document 2.20, pp. 2 et 3.
- (iii) B-50, Gaz Métro-7, Document 1, p. 33.
- (iv) Gaz Métro-103, Document 1, pp. 64 et 65

Préambule :

La référence (i) fait état de la révision à la hausse des pertes et variations liées à la conjoncture économique lesquelles passent de 31,2 106m³ à 71,4 106m³ entre les prévisions 0/12 et 5/7 2015. Gaz Métro explique que « *Plusieurs grands clients, principalement au tarif D1, ont enregistré une baisse de leurs volumes de consommation.* »

La référence (ii) indique que le modèle de prévision des pertes et variations est basé sur le PIB.

La référence (iii) indique une prévision de croissance du PIB Québec de 1,9% lors de la préparation de la prévision de la demande 2014-2015.

La référence (iv) fait état de fluctuations de production importantes au tarif D4 « essentiellement attribuable à la fermeture appréhendée d'une partie de la chaîne de production d'un client du secteur de la métallurgie. Cette baisse de production explique à elle seule une réduction de 272,3 10⁶m³. »

Questions :

1.1 Veuillez présenter la prévision de croissance du PIB Québec pour 2014-2015 au moment de préparer la prévision 5/7 2014-2015.

Réponse :

La prévision était de 1,9 %.

1.2 Veuillez présenter les paramètres estimés du modèle des pertes et fluctuations pour le 0/12 2014-2015 ainsi que pour le 5/7 2014-2015.

Réponse :

Variables	0/12	Révision 5/7
Constante	(69,43)	(73,13)
Effet PIB	14,56	24,93

1.3 Veuillez indiquer les pertes et fluctuations 2014-2015 prévues par le modèle au moment de préparer la prévision 5/7 2014-2015.

Réponse :

Les pertes et variations induites par le modèle économétrique sont de $-25,76 \text{ } 10^6 \text{m}^3$ ($-73,13 \text{ } 10^6 \text{m}^3 + 24,93 \text{ } 10^6 \text{m}^3 \times 1,9 = -25,76 \text{ } 10^6 \text{m}^3$). Les réponses aux questions suivantes vont permettre de bien saisir la part des pertes et variations inhérente aux prévisions client par client pour la clientèle grande entreprise.

1.4 Pour expliquer la hausse des pertes et fluctuations dans le modèle de prévision, Gaz Métro réfère au fait que des « *grands clients, principalement au tarif D1, ont enregistré une baisse de leurs volumes de consommation* ». Considérant que les pertes et fluctuations sont établies sur la base d'un modèle économétrique, veuillez expliquer la pertinence d'invoquer des baisses de volumes spécifiques à certains clients pour justifier l'accroissement des pertes et variations.

Réponse :

Pour estimer les pertes et fluctuations aux petit et moyen débits, nous incluons également une prévision de volumes par client pour la clientèle grande entreprise qui consomme aux tarifs D₁ et D₃ ainsi qu'un facteur d'ajustement pour corriger l'écart entre les livraisons prévisionnelles et les livraisons observées des cinq premiers mois de l'année en cours. Le modèle de prévision des pertes et fluctuations n'est donc pas uniquement économétrique. Il intègre à la fois les variations de consommation des grands clients aux tarifs D₁ et D₃ en utilisant la même méthode que celle utilisée pour prévoir les volumes de consommation des clients aux tarifs D₄ et D₅ ainsi qu'un facteur d'ajustement pour que la prévision des livraisons soit en ligne avec les livraisons observées de l'année en cours.

1.5 Veuillez confirmer ou infirmer que les pertes et variations sont prévues sur la base du même modèle économétrique lors de la révision 5/7 que lors du 0/12. Si non, veuillez expliquer comment est faite la prévision 5/7 des pertes et fluctuations.

Réponse :

Le modèle économétrique utilisé est le même pour l'exercice prévisionnel réalisé pour le 0/12 que pour le 5/7, soit une régression des variations de consommation observées d'année en année sur le PIB du Québec. Cependant, les coefficients estimés de la régression sur le PIB du Québec, ainsi que la variation de consommation des clients grandes entreprises aux tarifs D₁ et D₃ entre les deux exercices sont différents. De plus, dans l'exercice prévisionnel pour le 0/12, le facteur d'ajustement qui vient prendre en compte les livraisons observées de l'année en cours est nul alors que dans l'exercice prévisionnel pour le 5/7, le facteur d'ajustement corrige les prévisions des livraisons pour les cinq premiers mois de l'année en cours.

- 1.5.1 Si les fluctuations de consommations de clients spécifiques sont prises en compte, veuillez indiquer sur la base de quel critère ces fluctuations spécifiques sont sélectionnées, comment leur effet global est établi et, le cas échéant, comment sont intégrés les éléments économétriques et les éléments spécifiques pour parvenir à la prévision.

Réponse :

Une prévision des volumes de consommation client par client est réalisée pour la clientèle grande entreprise. Ainsi, est calculée la différence entre leurs volumes consommés l'année précédente par rapport à la consommation observée dans les quatre premiers mois de l'année en cours et celle anticipée pour les huit mois prévisionnels restant. Cette différence est additionnée aux pertes et fluctuations calculées par le modèle économétrique. Les paramètres de la régression sont estimés sur l'ensemble des volumes historiques livrés aux tarifs D₁ et D₃. De surcroît, à partir des résultats obtenus par le modèle économétrique, la part attribuable aux pertes et fluctuations grande entreprise estimées par le modèle est soustraite et remplacée par la variation de consommation grande entreprise calculée selon la méthode mentionnée à la réponse à la question 1.5. À noter que dans la Cause tarifaire 2008 (voir référence ii), les pertes et variations n'étaient effectivement estimées qu'à partir du PIB. Or, depuis la Cause tarifaire 2014, la variation de consommation de chacun des clients de la clientèle grande entreprise aux tarifs D₁ et D₃ est isolée. Les pertes et fluctuations de la clientèle grande entreprise aux tarifs D₁ et D₃ sont calculées de manière plus précise qu'auparavant puisqu'elles sont basées sur des volumes de consommation réelle plutôt que sur une estimation du modèle économétrique.

- 1.6 Veuillez quantifier la perte de revenu associée à l'accroissement des pertes et fluctuations entre les prévisions 0/12 et le 5/7 2014-2015.

Réponse :

Les pertes et fluctuations de volumes entre les prévisions 0/12 et le 5/7 2014-2015 se chiffrent à -40,2 10⁶m³ au PMD ainsi qu'à -49,3 10⁶m³ au VGE et devraient entraîner les baisses de revenus suivantes :

	PMD	VGE	TOTAL
SERVICE	REVENUS ('000\$)	REVENUS ('000\$)	REVENUS ('000\$)
Distribution	(6 320) \$	(1 469) \$	(7 789) \$
Transport	(2 989) \$	(3 462) \$	(6 451) \$
Équilibrage	(1 455) \$	(365) \$	(1 820) \$
Fourniture	(5 186) \$	(614) \$	(5 800) \$
Compression	(120) \$	(22) \$	(142) \$
SPEDE	(714) \$	(25) \$	(739) \$
TOTAL	(16 784) \$	(5 957) \$	(22 741) \$

1.7 Veuillez quantifier la perte de revenu associée à la fermeture appréhendée d'une partie de la chaîne de production d'un client du secteur de la métallurgie.

Réponse :

La fermeture appréhendée d'une partie de la chaîne de production d'un client du secteur de la métallurgie pourrait entraîner les pertes de revenus suivantes :

SERVICE	REVENUS ('000\$)
Distribution	(4 519) \$
Transport	(21 971) \$
Équilibrage	(1 356) \$
TOTAL	(27 846) \$

1.8 Veuillez ajouter les hypothèses de prix à Dawn au tableau 5 de la pièce Gaz Métro-103, Document 1 à la page 47.

Réponse :

Le tableau suivant reprend les données du Tableau 5 en y ajoutant les hypothèses de prix à Dawn.

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2015-2016				
Prix à AECCO	2,64	3,03	2,87	2,92
Prix à Empress	2,79	3,22	3,04	3,09
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	2,87	2,92	3,16	3,04
Prix à Dawn	3,50	4,01	3,68	3,80
2016-2017				
Prix à AECCO	2,98	3,40	3,19	3,26
Prix à Empress	3,14	3,54	3,28	3,38
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,24	3,28	3,43	3,35
Prix à Dawn	3,74	4,22	3,85	3,99
2017-2018				
Prix à AECCO	3,25	3,69	3,34	3,48
Prix à Empress	3,34	3,84	3,43	3,60
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,45	3,52	3,65	3,58
Prix à Dawn	3,91	4,44	3,99	4,17
2018-2019				
Prix à AECCO	3,40	3,85	3,55	3,66
Prix à Empress	3,49	3,94	3,61	3,74
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,68	3,68	3,82	3,75
Prix à Dawn	4,05	4,60	4,13	4,32

FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE

Question 2

Références :

- (i) Gaz Métro-103, Document 3, p. 9
- (ii) R-3601-2006, B-3, Réponse à la demande de renseignement 1 de FCEI/UMQ/ACIG, p. 8
- (iii) R-3754-2011, B-0015, p.2
- (iv) R-3754-2011, B-0004, pp. 5 et 6
- (v) R-3754-2011, B-0004, p. 8

Préambule :

À la référence i), Gaz Métro exclu d'emblée le site de Pointe du Lac comme outil de flexibilité opérationnelle.

(ii)

« Au cours de la journée gazière, lors des trois autres fenêtres disponibles, SCGM peut se voir refuser une variation à la hausse ou à la baisse de sa nomination, ce qui n'est pas le cas pour les nominations effectuées pour le site d'entreposage de PdL via les six fenêtres de nomination. Dans une telle situation, le site de Pointe-du-Lac est donc plus flexible. »

La référence iii), présente les fenêtres de nomination de l'ensemble des outils d'approvisionnement de Gaz Métro. On y voit que le site de Pointe-du-Lac offre la dernière fenêtre de nomination disponible.

(iv)

« Une des modalités de gestion du site d'entreposage de PdL est la possibilité de réviser, à la hausse ou à la baisse, les nominations en cours de journée via les quatre fenêtres de nomination. Le tableau ci-dessous présente ces fenêtres.

[...]

Cette flexibilité « intra-day » permet de moduler les outils d'approvisionnement en fonction de la variation de la demande en cours de journée. »

(v)

« Tel que mentionné à la section 1.1, une variation « intra-day » des nominations peut être effectuée au site de PdL via les quatre fenêtres disponibles sur la journée gazière. La dernière fenêtre est d'ailleurs très intéressante pour Gaz Métro car elle correspond à la

dernière possibilité, tout outil confondu, d'ajuster ses livraisons, dans la mesure du possible, à la demande totale de la journée gazière. En effet, la dernière fenêtre disponible pour le site d'entreposage de Union Gas est à 4 h 00 (HNE) pour une prise d'effet à 6 h 00 (HNE). À cette heure, le quart de la journée gazière est encore à venir. Si la demande projetée pour les dernières heures fluctue, la dernière fenêtre de nomination de PdL pourrait alors jouer un rôle important dans l'approvisionnement en période d'hiver. » (Nous soulignons)

Questions :

- 2.1 Veuillez justifier d'exclure d'emblée que le site de Pointe-du-Lac offre de la flexibilité opérationnelle à la référence i) alors que Gaz Métro a fait valoir la flexibilité opérationnelle comme un avantage de ce site lors des renouvellements de contrats auprès d'Intragaz.
- 2.2 Veuillez fournir les statistiques d'utilisation des fenêtres de nomination du site de Pointe du Lac pour les trois dernières années.

Réponses 2.1 et 2.2 :

Le site d'entreposage de Pointe-du-Lac est utilisé uniquement en hiver et certains jours seulement. Il y a trois fenêtres de nomination au cours de la journée gazière :

Nomination effectuée avant	Effective à partir de
11h00	18h00
17h30	22h00
7h00	7h30

Le tableau suivant présente les statistiques de variations de nominations lors d'injection et de retrait pour la période de novembre à mars, ainsi que le nombre de jours d'utilisation et ce, pour les trois derniers hivers.

Variation de nominations au site de Pointe-du-Lac					
Journée d'injection (10 ³ m ³)	Occurrence	%	Journée de retrait (10 ³ m ³)	Occurrence	%
Année 2014-2015 (novembre à mars)					
- 1 320 < x <- 660	0	0,0%	- 1 320 < x <- 660	0	0,0%
- 660 < x < 0	4	3,3%	- 660 < x < 0	14	9,5%
x = 0	111	90,2%	x = 0	123	83,7%
0 < x <= 660	8	6,5%	0 < x <= 660	10	6,8%
660 < x <= 1 320	0	0,0%	660 < x <= 1 320	0	0,0%
Nombre total de variations	123		Nombre total de variations	147	
Nombre de jours	41		Nombre de jours	49	
Année 2013-2014 (novembre à mars)					
- 1 320 < x <- 660	0	0,0%	- 1 320 < x <- 660	0	0,0%
- 660 < x < 0	7	2,9%	- 660 < x < 0	10	6,1%
x = 0	228	93,8%	x = 0	153	92,7%
0 < x <= 660	8	3,3%	0 < x <= 660	2	1,2%
660 < x <= 1 320	0	0,0%	660 < x <= 1 320	0	0,0%
Nombre total de variations	243	0,0%	Nombre total de variations	165	0,0%
Nombre de jours	81		Nombre de jours	55	
Année 2012-2013 (novembre à mars)					
- 1 320 < x <- 660	0	0,0%	- 1 320 < x <- 660	0	0,0%
- 660 < x < 0	8	3,8%	- 660 < x < 0	13	8,8%
x = 0	194	91,1%	x = 0	121	82,3%
0 < x <= 660	11	5,2%	0 < x <= 660	13	8,8%
660 < x <= 1 320	0	0,0%	660 < x <= 1 320	0	0,0%
Nombre total de variations	213		Nombre total de variations	147	
Nombre de jours	71		Nombre de jours	49	

Les résultats indiquent que la majorité du temps, la nomination initiale d'injection ou de retrait est maintenue, avec des variations de nomination à l'une des trois fenêtres, moins de 10 % des fois lorsqu'il y a une injection et moins de 20 % des fois lorsqu'il y a un retrait.

Ce constat au niveau de l'injection découle principalement du fait que lorsque les excédents de transport sont disponibles, il est essentiel d'injecter la quantité maximale au cours de la journée afin de maintenir les inventaires le plus haut possible pour maintenir un niveau de retrait le plus élevé possible. Ainsi, le niveau maximal d'injection autorisé par Intragaz sera nominé dès la première fenêtre.

Quant au retrait, le peu de variations sera fonction de l'utilisation requise. Étant le dernier outil avant interruption, si les interruptions sont enclenchées, le retrait maximal est alors nominé et peu de modifications sont apportées en cours de journée. Par exemple pour l'année 2014-2015, 39 des 49 jours de retrait de Pointe-du-Lac étaient des journées d'interruption.

De façon générale, ces statistiques démontrent que la modulation des outils d'approvisionnement de fin de journée sera davantage exécutée par l'utilisation du site d'entreposage d'Union Gas et les capacités de transport STS et M12. Ce constat vient confirmer que le site de Pointe-du-Lac n'est pas utilisé pour les besoins de flexibilité opérationnelle en cours de journée.

Question 3

Références :

- (i) Gaz Métro-103, Document 3, p. 32, lignes 15 à 26
- (ii) Gaz Métro-103, Document 3, p. 32, lignes 8 à 11

Préambule :

De façon générale, l'allocation des coûts se fait sur la base du coût moyen. Toutefois, Gaz Métro utilise une approche marginale pour évaluer le coût de la flexibilité opérationnelle. Par exemple, à la référence i), Gaz Métro écrit :

« Comme expliqué à la section 1.1, le service FTI est une modalité incluse au contrat FTLH qui permet à Gaz Métro de diriger le gaz naturel d'Empress vers Parkway principalement l'été sur la base d'un service ferme à la première nomination. Il est toutefois conditionnel à détenir des capacités de transport STS et de la capacité d'entreposage à Dawn.

D'un point de vue tarifaire, aucune surcharge n'est facturée à Gaz Métro pour avoir le droit d'utiliser les modalités de FTI.

Par exemple, si un client de Gaz Métro détient un contrat de transport FTLH entre Empress et EDA auprès de TCPL, mais ne détient pas de capacité de transport STS ni de capacité d'entreposage à Dawn, il ne peut alors se prévaloir des modalités de FTI. Pourtant ce client paie le même prix que Gaz Métro.

Ainsi, pour le moment, aucun coût de flexibilité opérationnelle ne serait considéré pour ce service. » (nous soulignons)

(ii)

« Comme mentionné à la section 1.2, Gaz Métro envisagera de convertir les contrats STS en contrat FTSH-EMB lorsque le compte « Storage Balance » sera presque totalement épuisé. Ainsi, pour le moment, aucun coût de flexibilité opérationnelle ne serait considéré pour ce service. »

Questions :

3.1 Veuillez justifier d'évaluer le coût de la flexibilité opérationnelle sur une base marginale?

Réponse :

Gaz Métro a estimé le coût de flexibilité opérationnelle qui serait implicite dans les tarifs des services de TCPL et d'Union Gas pour lesquels une telle information n'est pas explicitement indiquée dans leurs tarifs. Pour certains services (transport SH-EMB et F24T et entreposage F24S) un tel coût est explicitement prévu. Ces services sont récents, d'où la présence de l'information. Les autres services n'ont pas cette information, d'où l'approche préconisée par Gaz Métro.

3.2 Veuillez confirmer que dans le cadre des cessions de transport sur le marché secondaire entre Empress en GMI EDA(ou de certaines d'entre-elles) Gaz Métro perd son droit d'utiliser les fenêtres de nominations au bénéfice de la tierce partie.

Réponse :

Lorsque Gaz Métro effectue une cession de ses capacités de transport et contracte, en contrepartie, une transaction d'échange qui consiste à livrer une quantité équivalente de gaz naturel en franchise, il n'y a effectivement pas de modulation possible en cours de journée pour Gaz Métro.

Lorsque Gaz Métro effectue une telle transaction, il s'agit d'une transaction d'optimisation financière qui génère un revenu. La valeur de ce revenu ne correspond pas à la valeur de la flexibilité opérationnelle en cours de journée mais à la valeur « marché » de pouvoir rediriger le gaz naturel vers un autre point de livraison.

3.2.1 Dans l'affirmative, veuillez indiquer pourquoi la valeur entre le transport sur le marché primaire et le marché secondaire pour de telles cessions ne donnerait pas une indication valable de la valeur de la flexibilité opérationnelle.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.2.

3.3 Veuillez indiquer s'il est possible de céder l'usage d'autres éléments de flexibilité opérationnelle sur le marché secondaire. Par exemple, des fenêtres de nomination en

entreposage et/ou transport. Au besoin, veuillez valider cette possibilité auprès des acteurs du marché.

Réponse :

Les fenêtres de nomination à elles seules ne peuvent être cédées. Ce sont les contrats de capacité de transport ou d'entreposage, auxquels sont greffées diverses modalités, dont les fenêtres de nomination, qui sont cédés.

Comme mentionné à la réponse à la question 3.2, l'intérêt de la cession des capacités de transport ne concerne pas les fenêtres de nomination mais plutôt la possibilité de rediriger le gaz vers d'autres points de livraison.

Quant aux capacités d'entreposage, Gaz Métro ne cède pas ses capacités. Par le passé, Gaz Métro a effectué des prêts d'espace et là encore, la valeur ajoutée de ces transactions ne réside pas dans la présence des fenêtres de nomination mais dans la valeur « marché » de déplacer dans le temps (un mois à l'autre) la vente du gaz naturel.

3.4 Relativement à la référence (ii), veuillez justifier de n'accorder aucune valeur à la décroissance du solde du compte de « Storage Balance ». Veuillez notamment commenter sur l'équité intergénérationnelle d'une telle approche.

Réponse :

Le compte « Storage Balance » a une valeur intrinsèque car cette comptabilisation virtuelle permet d'éviter une surcharge de coûts à l'utilisation des contrats de STS. Toutefois, l'utilisation de ce compte et sa valeur résiduelle ne sont pas reliées à la flexibilité opérationnelle en cours de journée.

Le suivi du compte « Storage Balance » a débuté en avril 2005 avec une valeur cumulée de $987 \cdot 10^6 \text{m}^3$ (37,4 PJ). Ce compte a varié au fil des années avec la différence nette des injections en FTI et les retraits du service STS. Dès la première année, le compte est monté à plus de $2 \cdot 111 \cdot 10^6 \text{m}^3$ (80 PJ) et s'est maintenu à ce niveau jusqu'en novembre 2010. Par la suite, de façon récurrente, une réduction du compte a été effectuée. Le tableau suivant présente l'historique des capacités de FTI qui ont alimenté le compte et les capacités de STS qui l'ont réduit.

Été / Hiver suivant	FTI 10 ⁶ m ³	STS 10 ⁶ m ³	Variation 10 ⁶ m ³
2005/2006	1 101	464	637
2006/2007	599	487	111
2007/2008	408	599	-191
2008/2009	596	490	106
2009/2010	542	446	96
2010/2011	393	619	-226
2011/2012	141	529	-388
2012/2013	162	719	-557
2013/2014	171	651	-480

L'utilisation accrue du compte depuis 2010/2011 résulte du changement de structure d'approvisionnement entamé depuis quelques années qui avait comme objectif de réduire les coûts totaux d'approvisionnement, soit :

- la baisse des capacités d'entreposage qui a entraîné une croissance des achats à Dawn en hiver et a amené Gaz Métro à décontracter les capacités de transport FTLH ;
- la baisse importante des capacités de transport FTLH de TCPL, remplacées par des contrats sur le marché secondaire.

Ces actions ont eu comme effet de réduire les capacités pouvant être dirigées en FTI vers Parkway et conséquemment de réduire l'alimentation positive au compte « Storage Balance ».

L'utilisation du compte est donc reliée à l'utilisation annuelle des contrats STS et du service FTI intégré aux contrats FTLH et découle de la structure d'approvisionnement mise en place. La réduction du compte n'étant pas reliée à l'utilisation des fenêtres de nominations en cours de journée, il n'y a pas lieu de considérer un coût de flexibilité opérationnelle.

En ce qui concerne la notion intergénérationnelle, Gaz Métro ne voit pas d'enjeu.

3.4.1 Veuillez évaluer la valeur de ce solde positif en fonction des paramètres actuels du transport FTSH-EMP.

Réponse :

Il est à noter que le nom du service est FTSH-EMB pour « Enhanced Market Balancing ».

Comme mentionné à la réponse 3.4, l'utilisation du compte « Storage Balance » et sa valeur résiduelle ne sont pas reliées à la flexibilité opérationnelle en cours de journée. La valeur de ce compte ne peut être évaluée sur la base de paramètres propres au contrat FTSH-EMB.

ÉVALUATION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE

Question 4 :

Références:

- (i) Gaz Métro-103, Document 4, p. 15
- (ii) Gaz Métro-103, Document 4, p. 19, tableau 8
- (iii) Gaz Métro-103, Document 4, p. 21
- (iv) Gaz Métro-103, Document 4, p. 18, tableau 7
- (v) Gaz Métro-103, Document 4, p. 21, tableau 10

Préambule :

À la référence iii), Gaz Métro semble suggérer que la méthode d'ajustement choisie (global versus pondéré) a un impact moindre selon que l'année historique utilisée.

La FCEI constate que la méthode pondérée n'est autre que la somme des volumes projetés divisée par la somme des volumes prévus. Si V_{pmd} et V_{vge} correspondent aux volumes respectifs des clientèles PMD et VGE et que 1 désigne l'année historique et 2 l'année visée, on obtient :

$$\begin{aligned} \text{facteur pondéré} &= V_{pmd1}/V_{pmd2} \times V_{pmd2}/(V_{pmd2}+V_{vge2}) + V_{vge1}/V_{vge2} \times \\ & V_{vge2}/(V_{pmd2}+V_{vge2}) \\ &= (V_{pmd1}+V_{vge1})/(V_{pmd2}+V_{vge2}) \end{aligned}$$

De plus, le facteur total n'est autre que

$$\begin{aligned} &= (V_{tot1})/(V_{tot2}) \\ &= (V_{tot1})/(V_{pmd2}+V_{vge2}). \end{aligned}$$

Ainsi, si les volumes projetés totaux sont les mêmes selon que l'on utilise a) une régression unique ou b) des régressions distinctes PMD et VGE (i.e. $V_{tot1} = V_{pmd1} + V_{vge1}$), l'ajustement selon l'approche pondérée est équivalent à l'ajustement selon la méthode globale.

Cela suggère que l'écart entre les méthodes d'ajustement provient essentiellement du fait que les régressions faites séparément produisent des prévisions totales différentes de la régression agrégée et non pas du fait que l'année de base utilisée est plus ou moins rapprochée.

Il s'en suit également que l'approche pondérée ne reflète pas le profil de consommation distinct de la clientèle VGE.

Questions :

- 4.1 Relativement à la référence i), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que, du point de vue de la sécurité des approvisionnements, un écart d'outils de pointe de plus ou moins 500 10³m³ est acceptable selon Gaz Métro.

Réponse :

L'objectif de Gaz Métro est de s'assurer que les outils d'approvisionnement soient suffisants tout en considérant leur impact sur la fixation des tarifs afin que ceux-ci demeurent justes et raisonnables. Gaz Métro s'assure alors de disposer des outils nécessaires pour répondre à la demande en journée de pointe des clients au service continu et à la demande saisonnière des clients aux services continus et interruptibles.

Gaz Métro ne choisit pas une méthode en fonction du résultat mais de la base logique d'établissement. Gaz Métro ne juge pas appropriée la considération de l'année de référence qui produit la valeur de la demande en journée de pointe la plus élevée.

Par la considération de la dernière année disponible comme année de référence, soit l'année la plus représentative de la composition de la clientèle de l'année témoin étant la plus rapprochée, Gaz Métro a pour objectif d'établir une méthode d'évaluation de la demande en journée de pointe pérenne.

Pour un complément d'information, veuillez vous référer à la réponse à la question 21.1 de la Régie (Gaz Métro-115, Document 1).

- 4.2 Afin de valider ou infirmer l'hypothèse émise par la FCEI en préambule, veuillez produire une analyse de sensibilité (ajustement global versus par clientèle) visant la prévision de besoin de capacité de l'année tarifaire 2012-2013 (sur la base des projections du dossier R-3809-2012) en utilisant les données historiques de 2011-2012.

Réponse :

À la ligne 3 du tableau 8, de la pièce B-0444, Gaz Métro-103, Document 4, Gaz Métro présente le calcul des facteurs d'ajustement PMD et VGE. Comme il peut y être constaté, le facteur d'ajustement est calculé comme suit :

$$\frac{\text{Volumes d'hiver de l'année témoin}}{\text{Volumes d'hiver projetés selon la régression}} = \frac{B}{A}$$

Gaz Métro constate que le calcul du facteur pondéré, effectué par la FCEI dans le préambule ci-haut, est erroné.

Selon la terminologie de FCEI, le facteur d'ajustement serait exprimé comme suit :

$$\frac{\text{Volumes d'hiver de l'année témoin}}{\text{Volumes d'hiver projetés selon la régression}} = \frac{\text{Volume année visée}}{\text{Volume année historique}} = \frac{V2}{V1}$$

Ainsi, les facteurs d'ajustement PMD et VGE devraient être respectivement V_{pmd2}/V_{pmd1} et V_{vge2}/V_{vge1} au lieu des formules présentées par FCEI (V_{pmd1}/V_{pmd2} et V_{vge1}/V_{vge2}).

Le facteur pondéré devrait alors être :

$$\text{facteur pondéré} = \frac{V_{pmd2}}{V_{pmd1}} \times \frac{V_{pmd2}}{(V_{pmd2} + V_{vge2})} + \frac{V_{vge2}}{V_{vge1}} \times \frac{V_{vge2}}{(V_{pmd2} + V_{vge2})}$$

Cette formule ne peut être réduite à une plus simple expression.

Le facteur pondéré n'est donc pas égal à la formule avancée par la FCEI : $(V_{pmd1} + V_{vge1}) / (V_{pmd2} + V_{vge2})$. Ainsi, la déduction suivante de la FCEI est inexacte.

« Ainsi, si les volumes projetés totaux sont les mêmes selon que l'on utilise a) une régression unique ou b) des régressions distinctes PMD et VGE (i.e. $V_{tot1} = V_{pmd1} + V_{vge1}$), l'ajustement selon l'approche pondérée est équivalent à l'ajustement selon la méthode globale. »

En conséquence, la déduction suivante de la FCEI est également inexacte :

« Cela suggère que l'écart entre les méthodes d'ajustement provient essentiellement du fait que les régressions faites séparément produisent des prévisions totales différentes de la régression agrégée et non pas du fait que l'année de base utilisée est plus ou moins rapprochée. »

Comme démontré à la ligne 22 du tableau de la réponse 4.3, la somme des demandes de pointe avant ajustement calculées distinctement PMD et VGE est égale à la demande de pointe selon la régression globale. C'est la différence dans l'application des facteurs d'ajustement qui génère des demandes de pointe différentes.

Le tableau suivant présente la comparaison des demandes de pointe de l'année tarifaire 2012-2013 établies selon la méthode de calcul approuvée par la Régie dans la Décision D-2014-201 avec l'année de référence 2011-2012 et considérant des facteurs d'ajustement global et pondéré.

Années de régression 2011-2012	Demande de pointe 2012-2013	
1 Facteur d'ajustement global	1,0590	
2 Pointe avec facteur global (10 ³ m ³ /jour)	30 740	

Facteurs d'ajustement selon	Pondération	
3 Régression PMD	82,5%	1,0232
4 Régression VGE	17,5%	1,2671
5 Facteur d'ajustement pondéré	1,0660	
6 Pointe avec facteur pondéré (10 ³ m ³ /jour)	30 919	

Variations pondéré vs global		
7 <i>Facteur d'ajustement</i>	<i>0,70%</i>	
8 <i>Pointe (10³m³/jour)</i>	<i>179</i>	
9 <i>Pointe (%)</i>	<i>0,58%</i>	

Les facteurs d'ajustement VGE élevés résultant de l'utilisation de l'année de référence 2011-2012 (1,2671 pour le calcul de la demande en journée de pointe 2012-2013 et 1,4280 pour celui de 2014-2015¹) reflètent la hausse des volumes VGE projetés à compter de 2012-2013 comparativement à ceux de 2011-2012.

Les facteurs d'ajustement global et pondéré prennent donc en compte la croissance de consommation de la clientèle VGE.

4.3 Relativement au tableau 7,

- 4.3.1 veuillez présenter la demande de pointe prévue pour chacun des modèles.
- 4.3.2 veuillez indiquer si la dernière colonne du tableau est obtenue en additionnant ligne par ligne les colonnes PMD et VGE ou si elle provient du tableau 3.
- 4.3.3 veuillez présenter l'écart ligne par ligne entre la somme des colonnes PMD et VGE et les paramètres de régression se trouvant au tableau 3. Veuillez commenter.

Réponse :

La dernière colonne du tableau 7 provient du tableau 3 (régression globale) et n'a pas été calculée par la somme des régressions PMD et VGE. Toutefois, comme montrée au tableau suivant, la régression globale est égale à la somme des régressions distinctes PMD et VGE. En

¹ B-0444, Gaz Métro-103, Document 4, Tableau 10, ligne 4.

effet, comme les trois régressions sont évaluées selon les mêmes variables, les paramètres de la régression globale sont équivalents à la somme des paramètres des régressions distinctes PMD et VGE.

L'écart ligne par ligne est présenté à la colonne 5.

Le tableau présente également le calcul des demandes en journée de pointe selon les régressions PMD (colonne 1) et VGE (colonne 2) distinctement, leur somme (colonne 3) ainsi que la demande en journée de pointe selon la régression globale (colonne 4).

	PMD (1)	VGE (2)	PMD+VGE (3) = (1) + (2)	GLOBALE (4)	ÉCART (5) = (4) - (3)
Paramètres de régression année 2013-2014					
1 DJ (t) (10 ³ m ³ /unité)	312	26	338	338	0
2 DJ (t-1) (10 ³ m ³ /unité)	102	2	104	104	0
3 DJ (t) x Vent (t) (10 ³ m ³ /unité)	2	0	2	2	0
4 Base (10 ³ m ³)	3 368	2 015	5 383	5 383	0
5 Dimanche (10 ³ m ³)	676	48	723	723	0
6 Lundi (10 ³ m ³)	1 598	194	1 792	1 792	0
7 Mardi (10 ³ m ³)	1 784	251	2 035	2 035	0
8 Mercredi (10 ³ m ³)	1 743	281	2 024	2 024	0
9 Jeudi (10 ³ m ³)	1 882	310	2 191	2 191	0
10 Vendredi (10 ³ m ³)	979	164	1 143	1 143	0
11 Samedi (10 ³ m ³)	0	0	0	0	0
12 Férié (10 ³ m ³)	-2 395	-813	-3 207	-3 207	0
13 Novembre (10 ³ m ³)	0	0	0	0	0
14 Décembre (10 ³ m ³)	18	-18	0	0	0
15 Janvier (10 ³ m ³)	455	171	626	626	0
16 Février (10 ³ m ³)	137	158	295	295	0
17 Mars (10 ³ m ³)	-101	125	24	24	0
18 R ²	98,6%	83,7%		98,5%	
Demande en journée de pointe 2015 (10³m³)					
19 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	1 862 669	412 883	2 275 551	2 275 551	0
20 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	1 883 175	439 356	2 322 532	2 322 532	0
21 Facteur d'ajustement (B/A)	1,0110	1,0641		1,0206	
22 Demande pointe selon la régression	24 024	3 535	27 559	27 559	0
23 Demande pointe de l'année témoin (ligne 21 x ligne 22)	24 289	3 762	28 051	28 128	78
24 Demande pointe clients exclus de la régression		5 344	5 344	5 344	0
25 Volume souscrit clients combinaison tarifaire		3 340	3 340	3 340	0
26 Volume maximum clients 4.9 et 4.10		1 922	1 922	1 922	0
27 Client biogaz en réseau dédié		83	83	83	0
28 Demande de pointe totale (ligne 23 + ligne 24)	24 289	9 106	33 395	33 473	78

Il est à noter que dans sa décision D-2013-179, la Régie a refusé la méthode de calcul de la demande en journée de pointe basée sur des régressions distinctes PMD et VGE pour, entre autres, une raison de coïncidence partielle.

4.4 Relativement au tableau 10,

- 4.4.1 veuillez produire les résultats de régression global et par clientèle pour les années 2011-2012 et 2012-2013;
- 4.4.2 veuillez produire les volumes projetés correspondants (par année et type de clientèle);
- 4.4.3 veuillez produire les demandes de pointe correspondantes (par année et type de clientèle).

Réponse :

Les tableaux suivants présentent pour les années 2011-2012 et 2012-2013, les régressions ainsi que les demandes en journée de pointe 2015, par catégorie de clientèle PMD et VGE, et globale. Les demandes en journée de pointe calculées à partir de la régression globale sont présentées selon les facteurs d'ajustement global et pondéré.

	PMD (1)	VGE (2)	PMD+VGE (3) = (1) + (2)	GLOBALE (4)	ÉCART (5) = (4) - (3)
<u>Paramètres de régression année 2011-2012</u>					
1 DJ (t) (10 ³ m ³ /unité)	307	34	340	340	0
2 DJ (t-1) (10 ³ m ³ /unité)	91	10	101	101	0
3 DJ (t) x Vent (t) (10 ³ m ³ /unité)	2	0	1	1	0
4 Base (10 ³ m ³)	3 165	1 210	4 375	4 375	0
5 Dimanche (10 ³ m ³)	554	142	696	696	0
6 Lundi (10 ³ m ³)	1 712	311	2 023	2 023	0
7 Mardi (10 ³ m ³)	1 734	336	2 070	2 070	0
8 Mercredi (10 ³ m ³)	1 790	378	2 168	2 168	0
9 Jeudi (10 ³ m ³)	1 567	292	1 859	1 859	0
10 Vendredi (10 ³ m ³)	866	137	1 003	1 003	0
11 Samedi (10 ³ m ³)	0	0	0	0	0
12 Férié (10 ³ m ³)	-819	-37	-856	-856	0
13 Novembre (10 ³ m ³)	0	0	0	0	0
14 Décembre (10 ³ m ³)	41	-62	-21	-21	0
15 Janvier (10 ³ m ³)	721	-105	617	617	0
16 Février (10 ³ m ³)	426	-32	394	394	0
17 Mars (10 ³ m ³)	-183	98	-86	-86	0
18 R ²	98,6%	83,7%		98,5%	
<u>Demande en journée de pointe 2015 (10³m³)</u>					
19 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	1 789 800	307 680	2 097 480	2 097 480	0
20 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	1 883 175	439 356	2 322 532	2 322 532	0
21 Facteur d'ajustement global (B/A)	1,0522	1,4280		1,1073	
22 Demande pointe selon la régression	22 905	2 702	25 607	25 405	-202
23 Demande pointe de l'année témoin - Facteur global (ligne 22 x ligne 21)	24 100	3 858	27 959	28 131	172
24 Demande pointe clients exclus de la régression		5 332	5 332	5 344	12
25 Volume souscrit clients combinaison tarifaire		3 340	3 340	3 340	0
26 Volume maximum clients 4.9 et 4.10		1 922	1 922	1 922	0
27 Client biogaz en réseau dédié		71	71	83	12
28 Demande de pointe totale - Facteur global (ligne 23 + ligne 24)	24 100	9 190	33 291	33 475	185
29 Pondération volumes / Facteur de pointe pondéré	81,1%	18,9%		1,1233	
30 Demande pointe de l'année témoin - Facteur pondéré (ligne 22 x ligne 29)				28 537	
31 Demande pointe clients exclus de la régression				5 344	
32 Demande de pointe totale - Facteur pondéré (ligne 30 + ligne 31)				33 881	

	PMD (1)	VGE (2)	PMD+VGE (3) = (1) + (2)	GLOBALE (4)	ÉCART (5) = (4) - (3)
<u>Paramètres de régression année 2012-2013</u>					
1 DJ (t) (10 ³ m ³ /unité)	325	22	347	347	0
2 DJ (t-1) (10 ³ m ³ /unité)	99	4	103	103	0
3 DJ (t) x Vent (t) (10 ³ m ³ /unité)	2	0	2	2	0
4 Base (10 ³ m ³)	2 712	1 886	4 598	4 598	0
5 Dimanche (10 ³ m ³)	614	46	660	660	0
6 Lundi (10 ³ m ³)	1 751	236	1 987	1 987	0
7 Mardi (10 ³ m ³)	1 732	248	1 980	1 980	0
8 Mercredi (10 ³ m ³)	1 654	280	1 934	1 934	0
9 Jeudi (10 ³ m ³)	1 681	223	1 904	1 904	0
10 Vendredi (10 ³ m ³)	871	139	1 010	1 010	0
11 Samedi (10 ³ m ³)	0	0	0	0	0
12 Férié (10 ³ m ³)	-2 223	-772	-2 995	-2 995	0
13 Novembre (10 ³ m ³)	0	0	0	0	0
14 Décembre (10 ³ m ³)	270	-59	211	211	0
15 Janvier (10 ³ m ³)	638	120	758	758	0
16 Février (10 ³ m ³)	688	117	804	804	0
17 Mars (10 ³ m ³)	41	-127	-85	-85	0
18 R ²	98,6%	83,7%		98,5%	
<u>Demande en journée de pointe 2015 (10³m³)</u>					
19 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	1 811 108	376 217	2 187 325	2 187 325	0
20 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	1 883 175	439 356	2 322 532	2 322 532	0
21 Facteur d'ajustement global (B/A)	1,0398	1,1678		1,0618	
22 Demande pointe selon la régression	23 647	3 316	26 963	26 916	-47
23 Demande pointe de l'année témoin - Facteur global (ligne 22 x ligne 21)	24 588	3 873	28 460	28 580	119
24 Demande pointe clients exclus de la régression		5 357	5 357	5 357	0
25 Volume souscrit clients combinaison tarifaire		3 340	3 340	3 340	0
26 Volume maximum clients 4.9 et 4.10		1 922	1 922	1 922	0
27 Client biogaz en réseau dédié		96	96	96	0
28 Demande de pointe totale - Facteur global (ligne 23 + ligne 24)	24 588	9 230	33 818	33 937	119
29 Pondération volumes / Facteur de pointe pondéré	81,1%	18,9%		1,0640	
30 Demande pointe de l'année témoin - Facteur pondéré (ligne 22 x ligne 29)				28 639	
31 Demande pointe clients exclus de la régression				5 357	
32 Demande de pointe totale - Facteur pondéré (ligne 30 + ligne 31)				33 996	

COÛT ÉCHOUÉS POUR LE TRANSPORT M12

Question 5 :

Références :

- (i) Gaz Métro-109, Document 9, p.1

Questions :

5.1 Veuillez justifier de ne prévoir aucun revenu d'optimisation pour le transport M12.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 18.2 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-115, Document 1.

5.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro a procédé à une évaluation de la valeur du transport M12 sur le marché secondaire. Sinon, veuillez justifier. Si oui, veuillez élaborer sur les résultats de cette évaluation.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 18.2 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-115, Document 1.

BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES

Question 6 :

Référence :

- (i) B-502, Gaz Métro-110, Document 3, p. 38

Préambule :

« Fort de ce constat, Gaz Métro a retenu les services de Dunsky Expertise en Énergie en 2014 afin d'effectuer une étude ayant pour objectifs d'analyser les bénéfices non-énergétiques liés à ses programmes d'économies d'énergie et à ceux d'autres leaders en efficacité énergétique et, le cas échéant, de recommander des améliorations à sa méthode actuelle de calcul du TCTR afin de mieux refléter ces bénéfices. » (Nous soulignons)

« 3. Dans quelle mesure et de quelle manière les leaders en efficacité énergétique intègrent les BNÉ dans leur méthode de calcul du TCTR ?

4. Quelles sont les fourchettes de valeurs unitaires utilisées par les leaders en efficacité énergétique pour les principaux BNÉ ? »

« Nous sommes d'avis que la mise en oeuvre de l'ensemble des recommandations permettra à Gaz Métro de faire usage des meilleures pratiques en Amérique du Nord quant à l'intégration des BNÉ dans le cadre de l'analyse de rentabilité de ses programmes d'économies d'énergie par le biais du TCTR. L'emploi d'ajouts génériques permettra ainsi à Gaz Métro de reconnaître que les BNÉ ne sont pas nuls, tout en adoptant une approche conservatrice et à un coût raisonnable pour le distributeur. »

Questions :

- 6.1 Veuillez confirmer que la prémisse du rapport est que les bénéfices non-énergétiques devraient tous être intégrés à l'analyse de rentabilité.

Réponse :

Non. Comme le décrit la pièce B-502, Gaz Métro-110, Document 3, p. 38 :

« Fort de ce constat, Gaz Métro a retenu les services de Dunsky Expertise en Énergie en 2014 afin d'effectuer une étude ayant pour objectifs d'analyser les bénéfices non-énergétiques liés à ses programmes d'économies d'énergie et à ceux d'autres leaders en efficacité énergétique

et, le cas échéant, de recommander des améliorations à sa méthode actuelle de calcul du TCTR afin de mieux refléter ces bénéfices. » (nos soulignés)

Le rapport de Dunsky Expertise en Énergie présente une évaluation qualitative et quantitative des divers types de BNÉs que pourraient générer les programmes de Gaz Métro, et vise à fournir une approche conservatrice permettant d'intégrer ces BNÉs dans les analyses de rentabilité. Le contexte spécifique de Gaz Métro a été tenu en compte et certains BNÉs quantifiés au Massachusetts n'ont pas été retenus pour Gaz Métro.

6.2 Sinon, veuillez indiquer sur quelle base il est possible de juger de la pertinence ou non d'intégrer un bénéfice non énergétique à une analyse de rentabilité. Que dit la littérature à ce sujet? Le cas échéant, veuillez fournir les sources sur lesquelles s'appuie votre réponse.

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Energie :

La pertinence d'inclure ou non des bénéfices non-énergétiques se base tout d'abord sur le test de rentabilité utilisé pour sélectionner les investissements en efficacité énergétique. Si la perspective sélectionnée pour les tests de rentabilité inclut la totalité des coûts (TCTR), la totalité des bénéfices doit alors être considérée afin de maintenir la cohérence intrinsèque de l'analyse. Le choix de perspective dictera ainsi le type d'impacts non-énergétiques à considérer.

Par la suite, trois questions orienteront le choix d'inclure ou non certains types d'impacts, à savoir :

- Est-ce que l'impact non-énergétique est tangible et significatif?
- Est-ce que l'impact est incrémental à d'autres bénéfices déjà inclus dans l'analyse?
- Est-ce que l'impact peut être quantifié par une méthode reconnue?

De plus, reconnaissant les contraintes rattachées à la quantification des impacts non-énergétiques, lorsqu'une initiative rencontre aisément les critères de rentabilité sélectionnés, il peut être recommandé de limiter l'analyse de ces impacts uniquement aux initiatives n'offrant pas un niveau de rentabilité élevé uniquement sur une base économique standard.

Ces éléments ont été soulevés par certains auteurs dont :

Regulatory Assistance Project (RAP) : *Recognizing the Full Value of Energy Efficiency*, 2013. Disponible en ligne au : <http://www.raponline.org/document/download/id/6739>

Northeast Energy Efficiency Partnerships (NEEP): *Cost-Effectiveness Screening Principles and Guidelines*, 2014. Disponible en ligne au

http://www.neep.org/sites/default/files/resources/Forum_C-E_Screening_Guidelines_Final_No_2014.pdf

Skumatz et Malmgren : *Lessons from the Field: Practical Applications for Incorporating Non-Energy Benefits into Cost-Effectiveness Screening*, 2014. Disponible en ligne au :

<http://aceee.org/files/proceedings/2014/data/papers/8-357.pdf>

6.3 Se peut-il que les programmes d'efficacité énergétique engendrent non seulement des bénéfices non-énergétiques, mais également des coûts non-énergétiques?

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Énergie :

Les programmes d'efficacité énergétique peuvent avoir des impacts non-énergétiques positifs (bénéfices) ou négatifs (coûts). Le Massachusetts par exemple utilise le vocable « Impacts non-énergétiques » lorsqu'ils traitent de la question, reflétant ainsi cette réalité. Les études des impacts non-énergétiques ont identifié et parfois quantifié ces impacts négatifs.

Dans le cas des études du Massachusetts servant de base pour la recommandation, les impacts négatifs des mesures d'efficacité énergétiques sont intégrés aux valeurs des résultats. A titre d'exemple, ceux-ci incluent :

- Diminution de la fiabilité des équipements
- Accroissement du bruit des équipements
- Diminution du confort thermique
- Accroissement des plaintes des locataires
- Accroissement des coûts d'entretien

Notons que lors des mêmes études, seule une très faible proportion de participants a rapporté des impacts non-énergétiques négatifs.

6.4 Si oui, veuillez confirmer que le mandat donné par Gaz Métro n'incluait pas l'identification des coûts non-énergétiques.

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Énergie :

Le mandat de Dunsky Expertise en Énergie portait sur les bénéfices non-énergétiques dans son sens large, c'est-à-dire regroupant à la fois les bénéfices et les coûts non-énergétiques. Plusieurs des études touchant les BNÉs réalisées dans les dernières années citées dans les études du Massachusetts ont considéré les impacts non-énergétiques négatifs des mesures d'efficacité énergétique. Cependant, leur poids relatif est très faible en comparaison avec les

impacts positifs. En ce sens, le vocable **bénéfices non-énergétiques** est couramment employé dans l'industrie de l'efficacité énergétique comme synonyme d'**impacts non-énergétiques**, spécifiquement retenu au Massachusetts.

6.5 Veuillez définir ce qu'est un leader en efficacité énergétique et indiquer ce qui le caractérise. Veuillez indiquer comment les leaders ont été identifiés dans votre étude.

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Énergie :

Dans le cadre de l'analyse effectuée par Dunsky Expertise en Énergie, les régions étaient considérées comme des leaders notamment sur la base de leur classement 2014 de l'American Consortium for an Energy Efficient Economy (ACEEE : The 2014 State Energy Efficiency Scorecard).

L'autre élément considéré portait sur l'utilisation de tests de rentabilité économique permettant un traitement équilibré des coûts et des bénéfices de l'efficacité énergétique. Dans le cas de régions utilisant le TCTR comme test principal, ceci se traduit par une inclusion des impacts non-énergétiques dans l'analyse.

6.6 Selon vous, un leader en efficacité énergétique tel que défini en 6.5 prend-il nécessairement de meilleures décisions qu'un non-leader en ce qui a trait à ses programmes d'efficacité énergétique? Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Énergie :

Les régions catégorisées comme leaders selon les critères définis à la réponse à la question 6.5 ont adopté ou considèrent adopter des méthodologies réduisant ou éliminant les déséquilibres dans le traitement des coûts et des bénéfices de l'efficacité énergétique dans le cadre de leur analyse de rentabilité. Parmi ces régions qui ont réduit ou éliminé les déséquilibres, les décisions touchant l'efficacité énergétique reflètent mieux la perspective choisie, en tentant d'inclure tous les coûts et bénéfices appropriés.

6.7 Veuillez indiquer sur la base de quel critère sont identifiées les « meilleures pratiques ».

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Énergie :

Les meilleures pratiques en matière d'intégration des BNÉs visent tout d'abord à fournir un cadre d'analyse équilibré entre les coûts et les bénéfices. Plus spécifiquement :

- 1- l'approche choisie devrait viser la couverture la plus exhaustive possible des BNÉs.
- 2- l'approche doit considérer le degré de précision désiré. Une région n'ayant pas employé une quantification précise des BNÉs doit en tenir compte dans la valeur des BNÉs pouvant être attribuée aux programmes d'efficacité énergétique.
- 3- La décision d'inclure des BNÉs doit avoir un impact clair sur l'analyse de rentabilité des initiatives en efficacité énergétique.

6.8 Selon vous, est-ce que les meilleures pratiques consistent nécessairement à intégrer la totalité des bénéfices non-énergétiques dans l'analyse? Veuillez élaborer.

Réponse :

Réponse de Dunsky Expertise en Énergie :

Pas nécessairement. Il existe des impacts non-énergétiques qui n'ont qu'une contribution marginale à l'analyse, et pour lesquelles leur inclusion dans les tests de rentabilité n'aurait pas d'effets mesurables. Également, il est important de vérifier que les impacts non-énergétiques ne sont pas déjà inclus implicitement dans d'autres éléments de l'analyse de rentabilité (par exemple, le sentiment de bon citoyen environnemental n'a pas été retenu au Massachusetts car certains impacts environnementaux positifs de l'efficacité énergétique sont déjà inclus dans les coûts évités de l'énergie).

6.9 Veuillez indiquer selon vous pourquoi il serait équitable et raisonnable de demander à la clientèle de financer un projet pour réduire le bruit chez un client ?

Réponse :

Gaz Métro ne propose pas de financer des projets pour réduire le bruit, mais plutôt des projets d'efficacité énergétique. La réduction de bruit peut être un bénéfice non énergétique en plus des bénéfices énergétiques de projets d'efficacité énergétique.

DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS CÔTE-NORD

Question 7 :

Références :

- (i) Gaz Métro-107, Document 9, p. 5
- (ii) Gaz Métro-107, Document 9, p. 5

Préambule :

« Afin de mener à bien les différents mandats visant à confirmer la faisabilité technique et financière du projet ayant comme principal objectif d'alimenter en gaz naturel la grande région de la Côte-Nord, Gaz Métro a dû mettre sur pied une équipe de projet (12 personnes) spécifiquement dédiée au Projet et dont les principales activités étaient de :

- réaliser des études de marché afin d'établir le potentiel de consommation énergétique pouvant être anticipé à terme sur la Côte-Nord;
- réaliser l'ensemble des études d'ingénierie préliminaire autant pour la portion du gazoduc que pour les postes de compression et le réseau de distribution dans les municipalités de Sept-Îles, Baie-Comeau, Port-Cartier et Saguenay-Nord; et
- mener à terme une étude d'impact environnementale (EIE) dans le but de déposer celle-ci auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) ainsi qu'une étude environnementale fédérale à déposer à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE). »

Les questions suivantes visent essentiellement à comprendre la chronologie des dépenses et à juger de la raisonnablement d'encourir certaines dépenses aux différents stades d'avancement du dossier.

Questions :

- 7.1 Veuillez présenter le suivi des coûts du projet sur une base trimestrielle depuis ses débuts selon le niveau de détail du tableau de la référence i). Veuillez de plus distinguer les frais d'étude économique des frais de relation publique.

Réponse :

Veuillez vous référer au tableau présenté à l'annexe 1 de la présente.

7.2 Veuillez déposer le ou les documents de gestion de projet permettant de constater la planification de l'enchaînement logique des différentes tâches dans le temps ainsi que l'équivalent en mode réel.

Réponse :

Le document de référence intitulé « Échéancier maître Gazoduc – Côte-Nord », déposé en annexe 2, présente les principales activités qui étaient nécessaires afin de planifier la réalisation du gazoduc pour une desserte en gaz naturel de la Côte-Nord, en 2016, tel qu'entendu avec les instances gouvernementales. Cette chaîne d'activités était suivie mensuellement afin de s'assurer que seules les activités identifiées comme étant essentielles étaient réalisées. La section « Jalons clés » représente les grands livrables nécessaires à la détermination de l'estimé de coûts de projet de classe 3 pour décembre 2012.

7.3 Veuillez déposer les études de marché réalisées dans le cadre du projet et indiquer la date de dépôt de chacune d'entre elles.

Réponse :

Le document déposé à l'annexe 3 intitulé « Estimation de la demande potentielle de gaz naturel de la Côte-Nord 2016-2056 » présente le rapport produit par la firme KPMG-SECOR à la demande de Gaz Métro concernant les volumes potentiels de consommation de gaz naturel de la Côte-Nord pour la période comprise entre 2016 et 2056. Ce rapport était l'une des pièces maîtresses dans le cadre du projet, car ses conclusions devaient justifier, en partie, la viabilité économique du projet. Le rapport a été déposé à Gaz Métro en septembre 2012. Certaines informations de nature sensibles ne sont pas rendues publiques pour les raisons mentionnées par KPMG-SECOR dans son rapport (voir les pages 5, 86, 88, 89, 90 et 93 du rapport à l'annexe 3).

7.4 Veuillez déposer les analyses financières relatives au projet et indiquer à quel moment elles ont été finalisées.

Réponse :

Dès la présentation du Projet, il a été clairement établi que la contribution financière du gouvernement serait indispensable pour assurer sa réalisation, puisqu'au moment de sa mise en service, l'investissement ne pourrait être rentabilisé, selon les paramètres tarifaires et réglementaires actuellement en vigueur, avec la seule conversion des industries actuelles sur la Côte-Nord.

Ainsi, outre la contribution gouvernementale pour réaliser les études et travaux préparatoires nécessaires d'ici à la décision finale de la Régie autorisant l'investissement, l'entente gouvernementale prévoyait aussi un volet de soutien au Projet sur une période de 40 ans.

Dans le cadre de l'étape d'évaluation, l'étude sur la demande potentielle en gaz naturel sur l'horizon 2016 à 2056 a été finalisée par la firme KPMG-SECOR en septembre 2012 et confirmait le potentiel de croissance de la région.

L'estimé des coûts détaillés du Projet a quant à lui été complété en décembre 2012. L'étape suivante consistait à assembler les estimations coûts et volumes de façon à développer une demande d'investissement ainsi qu'une proposition tarifaire incluant la mise en place d'une « contribution tarifaire Côte-Nord » pour les clients industriels.

Comme expliqué aux réponses 2.2 et 2.3 de la Gaz Métro-2, Document 1 du dossier R-3791-2012, considérant les tarifs actuellement en vigueur, le montant prévu de l'investissement, les coûts d'opération et des volumes de consommation prévus, il était indispensable d'instaurer une contribution tarifaire Côte-Nord et d'obtenir un soutien gouvernemental pour concrétiser le Projet. Celui-ci devait couvrir la différence annuelle entre le revenu tarifaire et le coût de service du projet. Lorsque le revenu tarifaire annuel, incluant la contribution Côte-Nord pour les clients industriels excéderait le coût de service, le surplus de revenu serait utilisé à titre de remboursement au gouvernement, le tout jusqu'au maximum de ce qu'il aurait investi ou la durée de l'entente prévue à 40 ans.

C'est à cette étape que les marchés des métaux, principalement celui du fer et de la transformation, ont entamé un cycle baissier qui a mené Gaz Métro, le 21 mars 2013, à annoncer le report de son Projet.

7.5 Veuillez déposer les contrats ou autres formes d'engagement de clients potentiels obtenus par Gaz Métro.

Réponse :

Des lettres d'intention avaient été signées avec toutes les entreprises industrielles majeures présentes sur la Côte-Nord ainsi qu'avec un nouveau client potentiel, comme mentionné en réponse à la question 1.4 de la Gaz Métro-2, Document 1 du dossier R-3791-2012. Ces ententes totalisaient un potentiel de consommation de 5,3 à 15 BCF et suffisaient à initier le projet de desserte de la Côte-Nord en gaz naturel via une entente avec le gouvernement provincial.

L'estimé des coûts détaillés du Projet, complété en décembre 2012, devait permettre, tel qu'expliqué à la réponse à la question 7.4, de développer une proposition tarifaire incluant la mise en place d'une contribution tarifaire Côte-Nord et de finaliser l'entente avec le gouvernement.

Au moment où s'entamaient, à l'hiver 2013, les discussions avec le gouvernement pour définir les conditions requises afin de desservir la Côte-Nord, les marchés des métaux alors en baisse augmentaient les risques pour les clients actuels et potentiels de la Côte-Nord. Dans ces conditions et sans proposition tarifaire arrêtée, il ne fut pas possible de finaliser des ententes avec les clients. Aucun contrat ferme ne fut signé.

En mars 2013, Gaz Métro a donc décidé de suspendre les activités de planification du gazoduc vers la Côte-Nord.

7.6 Pour chacun des types de dépenses encourues et à chacune des étapes du projet, veuillez démontrer qu'il était raisonnable d'aller de l'avant avec cette dépense considérant l'état d'avancement du projet et son potentiel de réalisation.

Réponse :

Tel que démontré dans le tableau de coûts soumis à la réponse de la question 7.1, les dépenses réelles trimestrielles ont constamment été inférieures aux budgets trimestriels projetés. En date du 31 mars 2013, soit quelques jours après l'annonce de la suspension des activités du projet, les dépenses réelles représentaient 76% du budget prévu à cette date. Le suivi des coûts étaient effectués quotidiennement afin de s'assurer que l'ensemble des activités essentielles soient réalisées, tout en s'assurant de minimiser les dépenses et de respecter le cadre budgétaire. Les activités réalisées ont été concentrées sur les activités requises pour les livrables permettant d'évaluer les paramètres de desserte de la Côte-Nord à inclure dans l'entente finale avec le gouvernement et celles requises afin de desservir en gaz naturel la Côte-Nord pour 2016 au plus tard.

Exception faite des frais financiers, le tableau des coûts démontre que près de 91% des coûts totaux injectés au CFR l'ont été pour les activités concentrées pendant la période de 9 mois allant du 1^{er} juillet 2012 au 31 mars 2013, soit 15,1 M\$ sur un total de 16,6 M\$. C'est précisément durant cette période qu'étaient prévues la majorité des activités essentielles permettant de respecter les dates des jalons clés établies afin de ne pas compromettre l'échéancier du projet (voir tableau en annexe à la question 7.2).

Pour le reste des coûts, environ 5% des coûts totaux en excluant les frais financiers, (soit 0,9 M\$), ont été engagés lors du démarrage du projet d'avril à juin 2012 afin de mettre sur pied l'équipe de projet de Gaz Métro et d'identifier, par le biais d'appels d'offres, les partenaires qui allaient seconder Gaz Métro pour la réalisation de ses livrables. Toujours en excluant les frais financiers, un peu plus de 3% des coûts totaux (0,6 M\$) ont été engagés dans le trimestre suivant l'annonce de la suspension du projet et l'ont été dans le but unique de permettre la clôture du projet en documentant l'ensemble des activités réalisées afin de pouvoir s'y référer ultérieurement. Finalement, le résiduel des coûts imputés au CFR et toujours en faisant abstraction des frais financiers, représente 0,6 % de l'ensemble des coûts (0,1 M\$) et visait essentiellement à compléter les derniers engagements qui étaient toujours en cours lors de la suspension du projet tel que le paiement du loyer du local de Sept-Îles par exemple (le bail venant à échéance au 30 juin 2014).

FUNCTIONALISATION DES COÛTS AU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

Question 8 :

Références :

- (i) Gaz Métro-109, Document 9
- (ii) Gaz Métro-21, Document 9
- (iii) R-3837-2014, B-0327 Gaz Métro-19, Document 4, pp. 13 à 16
- (iv) Gaz Métro-103, Document 1, annexe 3, p.3
- (v) Gaz Métro-7, Document 1, annexe 3, p.2

Préambule :

Selon la référence (i) :

- Gaz Métro alloue des coûts de transport SH-Dawn à la fois au transport et à l'équilibrage.
- Gaz Métro alloue des coûts de transport SH-Parkway à la fois au transport et à l'équilibrage.

Cette situation est inhabituelle en ce que les années précédentes, un type d'outil était complètement épuisé avant de commencer à allouer l'autre. Cela se vérifie notamment au dossier tarifaire 2015 (référence ii))

La référence iii) présente notamment l'ordonnement des outils pour l'année 2014.

Questions :

- 8.1 Veuillez expliquer que les coûts SH-Dawn et SH-Parkway soient tous deux scindés entre le transport et l'équilibrage alors que ce n'était pas le cas au dossier tarifaire 2015.

Réponse :

Les capacités fonctionnalisées au service de transport correspondent aux capacités requises pour répondre à la demande annuelle moyenne après interruptions (A). Les autres capacités sont fonctionnalisées au service d'équilibrage. Le tableau d'ordonnement présenté en réponse à la question 8.2 détaille cette fonctionnalisation pour les causes tarifaires 2015 et 2016.

À la Cause 2015, le FTSH (Dawn-GMIT EDA) marché primaire, est l'approvisionnement qui comble la demande annuelle moyenne. Il est scindé entre le transport (ligne 7) et l'équilibrage (ligne 8). À la Cause 2016, la scission est effectuée avec le FTSH (Parkway-GMIT EDA) (lignes 5 et 6).

Cause tarifaire 2015

À la pièce B-0312, Gaz Métro-21, Document 9, page 1, les coûts indiqués à la ligne 8 « Service ferme – SH Dawn » incluent

- les coûts des transactions sur le marché secondaire entre Dawn et GMIT EDA (21 171 000 \$), entièrement fonctionnalisés au transport; et
- 14,0 % des coûts de FTSH (Dawn-GMIT EDA) du marché primaire (4 321 000 \$).

Le solde des coûts de FTSH (Dawn-GMIT EDA) (26 543 000 \$) est fonctionnalisé à l'équilibrage comme présenté à la ligne 10 de la page 2 de la pièce B-0312.

Selon l'ordonnement des outils, le FTSH (Parkway-GMIT EDA) est entièrement fonctionnalisé au transport, étant utilisé avant le FTSH (Dawn-GMIT EDA) du marché primaire.

Cause tarifaire 2016

À la pièce B-0488, Gaz Métro-109, Document 9, page 1, les coûts indiqués à la ligne 10 « Service ferme – SH Dawn » incluent uniquement les coûts des transactions sur le marché secondaire entre Dawn et GMIT EDA (24 212 000 \$), entièrement fonctionnalisés au transport.

Selon l'ordonnement des outils, le FTSH (Parkway-GMIT EDA) est l'approvisionnement scindé entre les deux services, 75,7 % des capacités étant fonctionnalisées au transport.

Le FTSH (Dawn-GMIT EDA) du marché primaire est fonctionnalisé à 100 % au service d'équilibrage, étant utilisé après le FTSH (Parkway-GMIT EDA).

8.2 Veuillez présenter l'ordonnement des outils pour la cause tarifaire 2016 et signaler toute évolution par rapport à la cause tarifaire 2015.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente l'ordonnement des approvisionnements pour les causes tarifaires 2015 et 2016, les coûts associés à ces capacités (présentés aux pièces B-0312, Gaz Métro-21 Document 9 et B-0488, Gaz Métro-109 Document 9), ainsi que la fonctionnalisation de chacun des outils entre les services de transport et d'équilibrage.

Afin de maintenir une base comparative logique entre les deux années, les coûts de fuel de compression reliés au LH, les coûts échoués de M12 et les coûts de GAC n'ont pas été considérés.

Il est à noter que les coûts illustrés dans le tableau ne représentent pas la totalité des coûts des services de transport et d'équilibrage.

ORDRE D'UTILISATION DES APPROVISIONNEMENTS

Outil d'approvisionnement	Cause 2016			Cause 2015			Écart		Commentaire
	Fonction.	Débit de pointe 10 ³ m ³ /jour	Coûts 000\$	Fonction.	Débit de pointe 10 ³ m ³ /jour	Coûts 000\$	Débit de pointe 10 ³ m ³ /jour	Coûts 000\$	
1 Transport fourni par les clients	Transport	363	n/a	Transport	397	n/a	-34	n/a	Retour des clients au service de transport de Gaz Métro
2 Transport par échange (Empress-GMIT EDA/NDA) et achats dans le territoire	Transport	1 966	69 674	Transport	3 100	74 361	-1 133	-4 687	Modification des capacités contractées sur le marché secondaire
3 Transport par échange (Dawn-GMIT EDA)	Transport	2 164	24 212	Transport	2 164	21 171	0	3 041	
4 FTLH primaire (GMIT EDA/NDA)	Transport	9 545	290 750	Transport	8 916	240 815	629	49 935	Modification des capacités contractées sur le marché primaire
5 FTSH (Parkway-GMIT EDA)	Transport	1 297	14 275	Transport	1 715	14 201	} 0	4 666	Approvisionnement scindé entre transport et équilibrage pour l'année 2016
6	Équilibrage	418	4 592						
7 FTSH (Dawn-GMIT EDA) marché primaire				Transport	406	4 321	} 0	4 471	Approvisionnement scindé entre transport et équilibrage pour l'année 2015
8	Équilibrage	2 903	35 335	Équilibrage	2 497	26 543			
9 STS	Équilibrage	5 705	61 437	Équilibrage	5 705	45 049	0	16 388	
10 Saint-Flavien	Équilibrage	1 524	13 043	Équilibrage	1 515	13 057	9	-14	Variation du débit de pointe suite à la modification du pouvoir calorifique
11 Pointe-du-Lac	Équilibrage	1 203	4 893	Équilibrage	1 196	4 959	7	-66	Idem
12 Usine LSR	Équilibrage	<u>5 764</u>	6 157	Équilibrage	<u>5 729</u>	6 915	35	-758	Idem
13 Total du débit de pointe		32 853			33 341		0		

8.3 Veuillez présenter l'ordonnancement des outils pour l'année 2013, soit l'année précédant la transaction d'échange Dawn – GMIT EDA/Parkway.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'ordonnancement des outils appliqué à l'année financière 2013

ORDRE D'UTILISATION DES APPROVISIONNEMENTS

Cause 2013		
	Fonction.	Débit de pointe 10³m³/jour
1	Transport fourni par les clients	2 075
2	Transport par échange (Empress-GMIT EDA/NDA) et achats dans le territoire	3 105
3	Transport par échange (Dawn-GMIT EDA)	607
4	FTLH primaire (GMIT EDA/NDA)	5 155
5	FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 903
6	FTSH (Parkway-GMIT EDA)	1 564
7	FTSH (Parkway-GMIT EDA)	152
} Approvisionnement scindé entre transport et équilibrage pour l'année 2013		
8	STS (Parkway-GMIT EDA & ND	Équilibrage 5 705
9	Saint-Flavien	Équilibrage 1 287
10	Pointe-du-Lac	Équilibrage 1 190
11	Usine LSR	Équilibrage <u>5 698</u>
12	Total du débit de pointe	29 441

8.4 Afin de faciliter le suivi des coûts alloués, veuillez indiquer pour chaque ligne du tableau d'ordonnancement, le coût total de l'outil (lorsque cette information peut être rendue publique), la portion du coût allouée à chacune des fonctions.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.2

8.5 Pourquoi Gaz Métro a-t-elle modifié les unités de mesure pour la présentation des tarifs de transport entre 2015 (référence v)) et 2016 (référence iv))?

Réponse :

La présentation de l'annexe 3 a été modifiée afin de faciliter le référencement avec les tarifs publiés par TCPL et Union Gas sur leur site et refléter l'unité de mesure utilisée dans l'évaluation des coûts de la cause tarifaire, soit en $\text{¢}/\text{m}^3$.

8.6 Veuillez présenter les tarifs de transport (référence iv)) selon la même unité de mesure qu'en 2015.

Réponse :

Le tableau suivant reprend l'ancien format de présentation.

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET UNION GAS

<u>TCPL</u>		<u>Au 1^{er} janvier 2015</u>		
		<u>\$/10³m³/mois</u>	<u>\$/10³m³</u>	
		(1)	(2)	
1	FTLH Zone EST (GMIT EDA)	Prime fixe	2 543,94	83,6364
2		Prime variable		0,0000
3		Total		83,6364 Taux à CU 100%
4	FTLH Zone NORD (GMIT NDA)	Prime fixe	1 876,76	61,7018
5		Prime variable		0,0000
6		Total		61,7018 Taux à CU 100%
7	STS	Prime fixe	761,72	25,0430
8		Prime variable		0,0000
9		Total		25,0430 Taux à CU 100%
10	FTSH (Dawn-GMIT EDA)	Prime fixe	978,64	32,1746
11	Surcharge point de réception Union Dawn		6,85	0,2252
12		Prime variable		0,0000
13		Total		32,3998 Taux à CU 100%
14	FTSH (Parkway-GMIT EDA)	Prime variable	761,72	25,0430
15		Prime variable		0,0000
16		Total		25,0430 Taux à CU 100%
17	FTSH (Parkway-GMIT NDA)	Prime variable	630,10	20,7156
18		Prime variable		0,0000
19		Total		20,7156 Taux à CU 100%
 <u>UNION GAS</u>		 <u>Au 1^{er} janvier 2015</u>		
		<u>\$/10³m³/mois</u>	<u>\$/10³m³</u>	
		(1)	(2)	
20	Transport M12 (Dawn à Parkway)	Prime fixe	98,67	3,2438
21		Prime variable pour excédent		3,2585
22	Transport C1 (Parkway à Dawn)	Prime fixe	24,25	0,7972
23		Prime variable pour excédent		3,2585

RENTABILITÉ DU DÉVELOPPEMENT

Question 9

Références :

- (i) Gaz Métro-104, document 2
- (ii) Gaz Métro-27, document 3, pp.11 et 12, réponses 2.2 à 2.4
- (iii) R-3837-2013, B-0329
- (iv) R-3837-2013, B-0327, question 7.2

Préambule :

À la référence ii), Gaz Métro rapporte le nombre de clients actifs au 1^{er} avril 2015 pour les cohortes 2009-2010, 2010-2011 et 2011, 2012. Il ressort de ces réponses que dans les trois cohortes, environ 10% des clients ne sont plus actifs au 1^{er} avril 2015. Autrement dit, dès la 3^{ème} année suivant leur raccordement (peut-être avant), près de 10% de clients ont quitté le service du Distributeur.

Questions :

- 9.1 Veuillez identifier et quantifier les causes principales de la variation de la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre le plan 2014-2015 et le plan 2015-2016.

Réponse :

Impact de la variation tarifaire :

Les tableaux suivants présentent les taux de distribution utilisés pour les marchés de la nouvelle construction résidentielle (NCR), ainsi que de la conversion résidentielle, dans le cadre de l'élaboration des plans de développement des nouvelles ventes des causes tarifaires 2015 et 2016. Les taux de distribution ont été ajustés à partir des résultats au rapport annuel 2014, ainsi que selon des cas types.

NCR - Revenus (¢/m ³)					
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
CT 2016	26,49	32,45	32,45	32,45	32,45
CT 2015	14,03	27,03	27,03	27,03	27,03
Conversion - Revenus (¢/m ³)					
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
CT 2016	36,84	36,84	36,84	36,84	36,84
CT 2015	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14

De manière à estimer l'impact de la variation tarifaire sur la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre les plans de 2015 et 2016, les taux de distribution de la Cause tarifaire 2016 ont été substitués à ceux de la Cause tarifaire 2015. Ainsi, en utilisant les taux de distribution du plan 2016 dans le plan de 2015, tout en gardant les autres hypothèses inchangées, le TRI des nouveaux clients résidentiels passe de 7,5 % à 9,8 % (+2,3 % par rapport à 2015), ce qui démontre que la variation tarifaire constitue un facteur explicatif de la hausse de la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre les plans de 2015 et 2016.

Impact de la variation de la composition de la clientèle :

Les tableaux suivants présentent le nombre et les volumes de ventes prévus être signés dans l'année pour chacun des sous-marchés (NCR, chauffage temporaire et conversion résidentielle) dans le cadre de l'élaboration des plans de développement des nouvelles ventes des causes tarifaires 2015 et 2016.

NCR – CT 2016	nombre	m³	vol. moyen
Unifamiliales	1 108	1 940 616	1 751
Condo	2 002	4 154 189	2 075
Chauffage temporaire	55	2 179 758	39 979
Total	3 164	8 274 562	2 615
NCR – CT 2015	nombre	m³	vol. moyen
Unifamiliales	863	1 635 874	1 896
Condo	1 909	4 834 465	2 532
Chauffage temporaire	69	2 417 233	34 918
Total	2 841	8 887 571	3 128

Conversion – CT 2016	nombre	m³	vol. moyen
Nouveaux clients	836	1 674 136	2 002
Avec chauffage	570	1 575 857	2 764
Sans chauffage	266	98 279	369
Conversion – CT 2015	nombre	m³	vol. moyen
Nouveaux clients	985	2 125 306	2 157
Avec chauffage	723	2 031 601	2 809
Sans chauffage	262	93 705	358

De manière à estimer l'impact de la variation de la composition de la clientèle sur la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre les plans de 2015 et 2016, le nombre et les volumes de ventes prévus (pour chacun des sous-marchés) de la Cause tarifaire 2015 ont été substitués à ceux de la Cause tarifaire 2016. Ainsi, en utilisant la composition de la clientèle du plan 2015 dans le plan 2016, tout en gardant les autres hypothèses inchangées, le TRI des nouveaux clients résidentiels passe de 8,7 % à 9,8 % (-1,1 % par rapport à 2015), ce qui démontre que la variation de la composition de la clientèle contribue à la baisse à la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre les plans de 2015 et 2016.

Analyse des écarts :

Les variations relatives aux tarifs de distribution et à la composition de la clientèle constituent les principaux éléments qui expliquent la variation de la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre les plans de 2015 et 2016. Au total, elles expliquent un écart positif total de 1,2% (2,3 % - 1,1 %) de la rentabilité des nouveaux raccordements résidentiels entre les plans de 2015 et 2016.

9.2 Veuillez reproduire les tableaux présentés en réponse aux questions 1.1 et 1.2 de la pièce Gaz Métro-27, Document 3 pour le plan 2015-2016.

Réponse :

NCR - Revenus (¢/m ³)					
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
CT 2016	26,49	32,45	32,45	32,45	32,45
CT 2015	14,03	27,03	27,03	27,03	27,03
Conversion - Revenus (¢/m ³)					
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
CT 2016	36,84	36,84	36,84	36,84	36,84
CT 2015	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14

NCR – CT 2016	nombre	m³	vol. moyen
Unifamiliales	1 108	1 940 616	1 751
Condo	2 002	4 154 189	2 075
Chauffage temporaire	55	2 179 758	39 979
Total	3 164	8 274 562	2 615
NCR – CT 2015	nombre	m³	vol. moyen
Unifamiliales	863	1 635 874	1 896
Condo	1 909	4 834 465	2 532
Chauffage temporaire	69	2 417 233	34 918
Total	2 841	8 887 571	3 128

Conversion – CT 2016	nombre	m³	vol. moyen
Nouveaux clients	836	1 674 136	2 002
Avec chauffage	570	1 575 857	2 764
Sans chauffage	266	98 279	369
Conversion – CT 2015	nombre	m³	vol. moyen
Nouveaux clients	985	2 125 306	2 157
Avec chauffage	723	2 031 601	2 809
Sans chauffage	262	93 705	358

9.3 Veuillez déposer l'analyse de revenu requis détaillée en format Excel pour 2015-2016 selon le format de la référence (iii).

Réponse :

Veuillez vous référer à l'annexe 4.

9.4 Veuillez reproduire la réponse de la référence (iv) sur la base du plan de développement 2016 et commenter l'évolution depuis 2015. Si des modifications méthodologiques ont eu lieu depuis le plan de développement 2013, veuillez les expliquer

Réponse :

Les principales modifications méthodologiques sont expliquées au fur et à mesure, le cas échéant.

1. Prévisions des ventes signées dans l'année

La première étape de la prévision consiste à établir le nombre et les volumes de ventes prévus être signés dans l'année pour chacun des sous-marchés (nouvelle construction, chauffage temporaire et conversion). Ces nouvelles ventes peuvent provenir de projets signés lors des années antérieures ou encore de projets prévus être signés au cours de l'année.

Nouvelle construction résidentielle (NCR) :

En nouvelle construction résidentielle (NCR), le potentiel de ventes dépend principalement du nombre total de nouvelles résidences construites, mesuré par le nombre de mises en chantier. Gaz Métro a pour objectif de signer au gaz naturel un certain pourcentage de ces nouvelles constructions, ce qu'on appelle le taux de pénétration.

Il est à noter que les mises en chantier se dénombrent en unités, alors que Gaz Métro mesure ses nouvelles ventes en contrat. Une unité résidentielle correspond à un lieu d'habitation.

Lorsque le lieu d'habitation est une résidence unifamiliale, le nombre d'unités est égal au nombre de contrats, chaque résidence ayant son propre compteur et se voyant émettre une facture distincte.

Lorsque le lieu d'habitation est un immeuble à condominiums, deux cas de figure peuvent se présenter.

- Supposons un immeuble de 20 condominiums. Si chacun des condominiums a son propre compteur et reçoit sa propre facture, le nombre d'unités est égal au nombre de contrats, soit 20.
- Si toutefois, l'immeuble n'a qu'un seul compteur, une seule facture est alors émise et l'immeuble ne compte que pour un seul contrat pour Gaz Métro (mais pour 20 unités en termes de mises en chantier).

Ainsi, Gaz Métro établit un taux de pénétration en unités et convertit ensuite le résultat obtenu en contrats. Le calcul pour la Cause tarifaire 2016 est présenté au tableau ci-dessous.

Nombre de nouvelles ventes (contrats)	Volume (m ³ /an)
Prévision de mises en chantier : Unifamiliale : 10 553 Condo : 12 064	Unifamiliale : Volume moyen réel 2014** Condo : Volume moyen réel 2014 **
Taux de pénétration prévu Unifamiliale : 10,5 % Condo : 56,9 %	Volume moyen Unifamiliale : 1 751 m ³ /an Volume moyen Condo : 2 075 m ³ /an Vol. total Unif. : 1 108 x 1 751 = 1 940 616 m ³ /an Vol. total Condo: 2 002 x 2 075 = 4 154 189 m ³ /an
Ratio contrats / unités (condo seulement) : 29,2 %*	
Nouvelles ventes NCR Condo : 12 064 x 56,9 % x 29,2 % = 2 002 Unifamiliale : 10 553 x 10,5 % = 1 108 Total : 3 110	

* Une moyenne des ratios entre 2011 et 2014 a été utilisée plutôt que la tendance compte tenu de la chute importante du ratio en 2014.

**Le volume moyen de 2014 est diminué de 0,5% par année pour refléter une baisse tendancielle des volumes moyens.

Chauffage temporaire (CT) :

Gaz Métro a calculé le pourcentage moyen (2010-2014)* de chauffage temporaire qu'il y a eu pour les ventes en condo en NCR. Ce pourcentage a été appliqué aux volumes prévus en NCR pour les condos afin de déterminer les volumes totaux prévus en chauffage temporaire.

Pour obtenir le nombre de clients, les volumes prévus sont divisés par le volume moyen de l'année 2014.

Le calcul pour la Cause tarifaire 2016 est présenté au tableau ci-dessous.

Nombre de nouvelles ventes (contrats)	Volume (m ³)
Volumes CT = 2 179 758 m ³ Volume moyen CT 2013 = 39 979 m ³ Nouvelles ventes CT = 2 179 758 m ³ / 39 979 m ³ = 55 ventes	Ratio CT/ventes NCR Condo = 52,5 % Nouvelles ventes NCR Condo = 4 154 189 m ³ Volume total = 52,5 % X 4 154 189 m ³ = 2 179 233 m ³

* Sur cinq observations, les deux valeurs extrêmes n'ont pas été utilisées pour l'évaluation de la moyenne.

Conversion résidentielle :

En conversion résidentielle, le nombre de ventes avec chauffage réalisées dépend surtout de la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout. Le nombre de conversions vers le chauffage résidentiel au gaz naturel sera donc d'autant plus grand que la position concurrentielle du gaz naturel sera forte puisque les économies envisagées incitent les clients à choisir le gaz naturel. De même, les conversions seront aussi plus importantes si le prix du mazout est en augmentation puisque les consommateurs de mazout seront alors plus enclins à considérer une remise en question de leur source d'énergie en raison de la hausse des coûts qu'ils ont à subir.

En utilisant les éléments décrits au paragraphe précédent, un modèle de prévision de ventes en conversion résidentielle avec chauffage a été construit. Ce modèle est établi à l'aide d'une régression linéaire (modèle polynomial) mettant en relation le nombre de ventes en conversion résidentielle avec chauffage réalisé historiquement, avec la position concurrentielle du gaz naturel. Le modèle est présenté au tableau suivant, de même que les résultats obtenus à partir de celui-ci pour la Cause tarifaire 2016.

Nombre de nouvelles ventes (contrats)	Volume (m ³ /an)
<u>Nombre de conversions avec chauffage</u> $= -707,1 + (1323 \times (\text{Écart du prix mazout vs gaz } (\$)) + (-285 \times (\text{Écart du prix mazout vs gaz } (\$))^2)$ $= -707,1 + (1323 \times 1,37) + (-285 \times (1,37)^2)$ $= 570 \text{ ventes}$ Écart mazout vs gaz prévu = 137 %	Volume établi à partir des volumes moyens de 2010-2014* Vol. moy. conv. avec chauffage = 2 764 m ³ /an Vol. moy. conv. sans chauffage = 369 m ³ /an Volume total = (570 x 2 764) + (266 x 369) $= 1\,674\,136 \text{ m}^3/\text{an}$
<u>Nombre de conversions sans chauffage</u> Basé sur le réel 2014 = 266 ventes	
<u>Nombre total de conversions</u> $570 + 266 = 836 \text{ ventes}$	

* Sur cinq observations, les deux valeurs extrêmes n'ont pas été utilisées pour l'évaluation de la moyenne. Le volume moyen est diminué de 0,5% par année pour refléter une baisse tendancielle des volumes moyens.

2. Prévisions des ventes provenant des projets signés dans l'année

Une fois que les ventes prévues être signées au cours de l'année 2016 ont été établies, celles-ci sont ajustées afin d'obtenir les résultats présentés aux lignes 1 à 10 de la référence (ii). L'ajustement n'est requis que pour les ventes en NCR.

Les projets réalisés en nouvelle construction sont caractérisés par des ventes pouvant s'étaler sur plus d'une année (habituellement cinq ans). Ainsi, la pièce B-0095, Gaz Métro-7, Document 2, sur le plan de développement, présente la rentabilité des projets pour lesquels la première vente est prévue être signée dans l'année et considère l'ensemble des ventes associées à ces projets, que celles-ci soient signées à l'an 1, 2, 3, 4 ou 5 des projets. Le nombre de nouvelles ventes établi à la section 1 en NCR est donc réduit des nouvelles ventes provenant de projets des années antérieures et est augmenté de nouvelles ventes futures de façon à se ramener sur une base de projets. Les étapes suivantes présentent la méthodologie utilisée.

a. Ventes en NCR qui se font à l'intérieur de projets signés avec des promoteurs/constructeurs

La proportion des ventes en NCR qui se font à l'intérieur de projets signés avec des promoteurs/constructeurs est de 97,2 % (moyenne 2011-2014). Ces projets sont souvent constitués de plus d'une vente et peuvent s'étaler sur plus d'un an.

Le 2,8 % restant est constitué de projets issus d'une entente ponctuelle avec un client ou un promoteur/constructeur, sans autre possibilité de développement. Il s'agit de projets « isolés ». Ces projets sont habituellement constitués d'un seul immeuble et ne s'étalent pas sur plus d'un an. Ils sont alors retirés des ventes en NCR au moment de déterminer la répartition sur plusieurs années. Ces ventes seront considérées à nouveau plus loin.

Nombre de ventes signées en NCR avec des promoteurs/constructeurs
 = 97,2 % x 3 110 = 3 023 ventes

Nombre de ventes signées en NCR à la suite d'une entente ponctuelle
 = 3 110 - 3023 = 87 ventes

b. Détermination des ventes à l'an 1

3 023 ventes obtenues à l'étape i) sont ensuite réduites des ventes provenant de l'année 2 des projets de 2015 (791 ventes), de l'année 3 des projets de 2014 (489 ventes), de l'année 4 des projets de 2013 (407 ventes) et de l'année 5 des projets de 2012 (0 vente) :

Nombre de ventes en NCR à l'an 1
 = 3 023 – 791 – 489 – 407 = 1 336 ventes

c. Répartition moyenne historique

La répartition des ventes entre les années a été obtenue à partir de la répartition des ventes pour les projets signés en 2014, soit la dernière année complète disponible au moment d'établir la Cause tarifaire 2016. Les résultats se trouvent au tableau suivant :

An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
42%	28%	20%	10%	1%

d. Répartition des ventes entre les années

À partir des ventes de l'an 1 déterminées à l'étape ii) et de la répartition obtenue à l'étape iii), les répartitions des ventes en Condo et en Unifamiliale totales sont obtenues, ce qui constitue une nouvelle étape.

Voici la répartition des ventes Condo par rapport aux ventes totales :

An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
75,0 %	60,0 %	50,0 %	50,0 %	50 %

Le nombre de ventes pour l'unifamiliale est obtenu par différence entre le total et le nombre de ventes pour le condo.

Les volumes sont obtenus en multipliant le nombre de ventes par le volume moyen déterminé à la section 1 (Unifamiliale : 1 751 m³ et Condo : 2 075 m³) :

	Unifamiliale		Condo		NCR	
	Nombre	10 ³ m ³	Nombre	10 ³ m ³	Nombre	10 ³ m ³
An 1	334	585	1002	2079	1336	2664
An 2	686	1201	1529	3174	2215	4375
An 3	997	1747	1841	3821	2838	5568
An 4	1159	2029	2002	4156	3161	6185
An 5	1175	2057	2018	4189	3193	6246

e. Ajout des autres ventes

Comme il a été mentionné à l'étape i), les ventes en NCR associées à des projets réalisés lors d'ententes ponctuelles surviennent à l'an 1 du plan de développement et sont ensuite présentes sur l'horizon du plan. Cela est également vrai pour les projets en conversion résidentielle.

Dans le cas du chauffage temporaire par contre, toutes les ventes sont supposées survenir à l'an 1, mais ne seront plus présentes par la suite. Les ventes obtenues à l'étape iv) sont alors augmentées des ventes provenant d'« ententes ponctuelles », des ventes en conversion et des ventes en chauffage temporaire.

Les volumes sont obtenus en multipliant le nombre de ventes par les volumes moyens en NCR (pour les ventes « entente ponctuelle »), en conversion et en chauffage temporaire, déterminés à la section 1.

	NCR- Entente ponctuelle		Conversion		Chauffage temporaire	
	Nombre	10 ³ m ³	Nombre	10 ³ m ³	Nombre	10 ³ m ³
An 1	87	170	836	1 674	55	2 180
An 2	87	170	836	1 674	0	0
An 3	87	170	836	1 674	0	0
An 4	87	170	836	1 674	0	0
An 5	87	170	836	1 674	0	0

f. Résultats plan de développement 2016 (R-3879-2014, Gaz Métro-104, Document 2) (ligne 1 à 10 de la colonne 1)

La somme des résultats des étapes iv) et v) permet d'obtenir les résultats présentés au plan de développement.

	Résidentiel – Nouveaux clients	
	<i>Nombre</i>	<i>10³m³</i>
An 1	2313	6 687
An 2	3138	6 219
An 3	3761	7 411
An 4	4084	8 029
An 5	4116	8 090

9.5 relativement à la référence ii),

9.5.1 veuillez refaire des analyses similaires pour les trois cohortes, mais cette fois en date de 1^{er} avril 2014.

Réponse :

Veuillez noter qu'une version révisée de la réponse à la question 2.4 de la référence ii) est déposée.

6 171 compteurs ont été installés entre le 1^{er} octobre 2011 et le 30 septembre 2012 et sont associés à 6 169 numéros d'installation. De ces 6 169 numéros d'installation, 152 n'avaient jamais reçu de facture en date du 1^{er} avril 2014. 5 846 installations étaient considérées comme étant actives et avaient reçu une facture au courant de février, mars ou avril 2014.

5 956 compteurs ont été installés entre le 1^{er} octobre 2010 et le 30 septembre 2011 et sont associés à 5 955 numéros d'installation. De ces 5 955 numéros d'installation, 86 n'avaient jamais reçu de facture en date du 1^{er} avril 2014. 5 706 installations étaient considérées comme étant actives et avaient reçu une facture au courant de février, mars ou avril 2014.

5 809 compteurs ont été installés entre le 1^{er} octobre 2009 et le 30 septembre 2010 et sont associés à 5 805 numéros d'installation. De ces 5 805 numéros d'installation, 104 n'avaient jamais reçu de facture en date du 1^{er} avril 2014. 5 505 installations étaient considérées comme étant actives et avaient reçu une facture au courant de février, mars ou avril 2014.

9.5.2 Veuillez caractériser les clients qui n'avaient pas reçu au moins une facture depuis le 1^{er} février 2015 pour chacune des trois cohortes (type de client, type d'usage, type de subvention, etc.).

Réponse :

Les tableaux suivants présentent les caractéristiques des clients qui n'avaient pas reçu de facture du 1^{er} février au 30 avril 2015, et ce, pour chacune des cohortes (années financières 2010, 2011 et 2012).

À noter que les comptes de contrat associés à ces clients étaient ainsi considérés inactifs à ce moment. Toutefois, il ne s'agit pas de pertes de clients. En effet, tel qu'expliqué à la référence (Gaz Metro, Dossier R-3879-2014, Phase 3, Pièce B-0152, Gaz Métro-17, Document 2), la méthodologie qui permet de déterminer les pertes de clients consiste en la réalisation de trois conditions :

- 1- Il n'y a pas eu de facture émise pour une installation durant une période consécutive de 12 mois;
- 2- Une facture doit avoir été émise pour une installation le mois précédent la période de 12 mois; et
- 3- Le statut du compte de contrat associé à l'installation n'est plus actif.

Dans le contexte de la présente question, seule la troisième condition a été considérée.

Cohorte de l'année financière 2010

Compteurs associés à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)	PRC signé
Résidentiel	4 567	8 495 153	5 829 005 \$
Affaires	1 238	30 638 618	3 576 057 \$
Total	5 805	39 133 771	9 405 062 \$

Compteurs associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)	PRC signé
Résidentiel	232	256 160	86 038 \$
Affaires	87	2 661 054	119 459 \$
Total	319	2 917 214	205 497 \$

Part (%) des compteurs associés à un compte inactif sur les compteurs associés à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé	PRC signé
Résidentiel	5,1%	3,0%	1,5%
Affaires	7,0%	8,7%	3,3%
Total	5,5%	7,5%	2,2%

Répartition par type d'usage des compteurs associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Chauffage	Eau chaude	Procédé	Chauffage+ Eau chaude	Chauffage+ Procédé	Eau chaude+ Procédé	Pré périphérique	Total
Résidentiel	39	2	0	10	0	0	181	232
Affaires	58	0	25	0	3	1	0	87
Total	97	2	25	10	3	1	181	319

Cohorte de l'année financière 2011

Compteurs associés à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)	PRC signé
Résidentiel	4 500	9 693 630	5 758 446 \$
Affaires	1 455	31 033 067	4 709 341 \$
Total	5 955	40 726 697	10 467 787 \$

Compteurs associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)	PRC signé
Résidentiel	219	848 030	73 583 \$
Affaires	103	3 409 002	206 409 \$
Total	322	4 257 032	279 992 \$

Part (%) des compteurs associés à un compte inactif sur les compteurs associés à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé	PRC signé
Résidentiel	4,9%	8,7%	1,3%
Affaires	7,1%	11,0%	4,4%
Total	5,5%	7,5%	2,2%

Répartition par type d'usage des compteurs associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Chauffage	Eau chaude	Procédé	Chauffage+Eau chaude	Chauffage+ Procédé	Chauffage+Eau chaude+Procédé	Pré périphérique	Total
Résidentiel	21	1	0	23	0	0	174	219
Affaires	68	2	28	1	3	1	0	103
Total	89	3	28	24	3	1	174	322

Cohorte de l'année financière 2012

Compteurs associés à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)	PRC signé
Résidentiel	4 491	9 859 492	5 682 250 \$
Affaires	1 678	44 490 468	5 415 855 \$
Total	6 169	54 349 960	11 098 105 \$

Compteurs associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé (m3)	PRC signé
Résidentiel	243	345 641	73 928 \$
Affaires	124	2 115 587	167 471 \$
Total	367	2 461 228	241 398 \$

Part (%) des compteurs associés à un compte inactif sur les compteurs associés à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Nombre	Volume signé	PRC signé
Résidentiel	5,4%	3,5%	1,3%
Affaires	7,4%	4,8%	3,1%
Total	5,9%	4,5%	2,2%

Répartition par type d'usage des compteurs associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015

Marché	Chauffage	Eau chaude	Procédé	Chauffage+Eau chaude	Chauffage+ Procédé	Chauffage+Eau chaude+Procédé	Pré périphérique	Total
Résidentiel	15	0	0	31	0	0	197	243
Affaires	75	2	39	2	4	2	0	124
Total	90	2	39	33	4	2	197	367

Tel que démontré par les tableaux précédents, ce ne sont pas 10 % des compteurs qui sont associés à un compte inactif en date du 1^{er} avril 2015 (tel qu'énoncé dans le préambule de la question), mais bien de 5,5 à 5,9 % selon la cohorte. Enfin, à noter les % plus faibles au marché résidentiel.

9.5.3 Veuillez évaluer le montant de PRC versé à ces clients pour chacune des trois cohortes.

Réponse :

Le tableau suivant présente le PRC versé aux clients qui n'avaient pas reçu de facture du 1^{er} février au 30 avril 2015, et ce, pour chacune des cohortes (années financières 2010, 2011 et 2012).

Marché	2009-2010	2010-2011	2011-2012
Résidentiel	76 700 \$	67 250 \$	72 370 \$
Affaires	104 200 \$	136 412 \$	165 600 \$
Total	180 900 \$	203 662 \$	237 970 \$

9.6 Veuillez refaire l'analyse de rentabilité des nouveaux clients résidentiels en tenant compte d'une baisse de 10% des revenus de distribution à partir de la 3^{ième} année du plan.

Réponse :

Comme démontré à la réponse 9.5.2, Gaz Métro ne peut réconcilier la baisse de 10 % des revenus de distribution tel qu'énoncé dans le préambule de la présente question. Néanmoins, voici les résultats des simulations.

Rentabilité des nouveaux clients résidentiels	
Scénarios	TRI
Plan de développement de la CT2016	8,71%
-10 % des revenus de distribution à partir de l'an 3	7,83%
-10 % des revenus de distribution à partir de l'an 1	7,70%

9.7 Veuillez refaire l'analyse de rentabilité des nouveaux clients résidentiels en tenant compte d'une baisse de 10% des revenus de distribution dès la première année du plan.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 9.6.

9.8 Veuillez indiquer quelles sont les hypothèses utilisées dans la préparation du plan quant au moment où débute la génération de revenu de distribution (p. ex. dès le branchement du client, quelques mois après le branchement du client, etc.)

Réponse :

Pour les clients dont le début de la consommation (génération de revenu) est prévu l'an 1 du plan, les investissements sont considérés à l'an 0. Dans la même logique, pour les clients dont le début de la consommation (génération de revenu) est prévu l'an 2 du plan, les investissements sont considérés à l'an 1, et ainsi de suite.

9.9 Veuillez indiquer le délai moyen entre la pose d'un compteur et le début de la facturation.

Réponse :

Pour les installations associées aux compteurs posés en 2009-2010 une facture a été émise en moyenne 3,03 mois suivant la date de pose. Pour les installations associées aux compteurs posés en 2010-2011, une facture a été émise en moyenne 2,67 mois après la date de pose. Pour les installations associées aux compteurs posés en 2011-2012, une facture a été émise en moyenne 2,26 mois après la pose du compteur.

9.10 Veuillez indiquer le nombre de grands immeubles à condo prévu pour les plans de développement 2014, 2015 et 2016, respectivement, de même que le nombre réel de grands immeubles à condo pour 2014.

Réponse :

Gaz Metro n'utilise pas de prévisions ventilées par type de condo. Les mises en chantiers utilisées dans les plans de développement sont basées sur les prévisions de la Société canadienne d'hypothèque et de logement (SCHL) et du Conference Board du Canada. Ces deux organismes génèrent une prévision pour les mises en chantier totales, ainsi qu'une prévision par type d'habitation pour la maison individuelle et la copropriété. Il n'y a pas de détails concernant les grands immeubles de condo, qui se retrouvent avec les autres types de condos dans la prévision de mises en chantier pour la copropriété.

ACTIVITÉ GNL

Question 10 :

Références :

- (i) Gaz Métro-27, Document 3, p. 17, réponse à la question 4.1
- (ii) Gaz Métro-27, Document 3, p. 17, réponse à la question 4.6
- (iii) Gaz Métro-27, Document 3, p. 20, réponse à la question 5

Préambule :

Dans sa réponse à la question en référence, Gaz Métro réfère à la pièce confidentielle B-0093 du rapport annuel 2014. Cette pièce confidentielle n'est toutefois pas déposée au présent dossier. De plus, la FCEI ne croit pas que sa question porte sur des informations confidentielles de la pièce.

Questions :

- 10.1 Veuillez déposer la pièce B-0093 du rapport annuel 2014 au présent dossier ainsi qu'une version publique caviardée de celle-ci sors que l'information demandée sur disponible publiquement.

Réponse :

La pièce B-0093 du rapport annuel 2014 à laquelle Gaz Métro réfère dans sa réponse initiale présente le détail de ses transactions avec des entités apparentées. Les activités non réglementées incluses à cette pièce sont celles liées à 9265-0860 Québec Inc., Beupré Éole S.E.N.C., Beupré Éole 4 S.E.N.C., Climatisation et chauffage Urbains de Montréal, S.E.C., Corporation Champion Pipe Line Limitée, Gaz Métro Éole Inc., Gaz Métro GNL 2013, S.E.C., Gaz Métro Inc., Gaz Métro Solutions Transport, S.E.C., Parcs éoliens de la Seigneurie de Beupré 2 et 3, S.E.N.C., Parc éolien de la Seigneurie de Beupré 4 S.E.N.C., Société en commandite Rabaska, Société en commandite Gaz Métro Plus, Société en Commandite Intragaz, Trans Québec & Maritimes Pipelines et Valener Inc.

Pour ce qui est du dépôt de la pièce B-0093 du rapport annuel 2014, la Régie a reconnu dans sa décision D-2013-135 la nature confidentielle de cette information qui présente les placements et avances dans les filiales. Le processus réglementaire prévoit cependant, un mécanisme donnant accès aux pièces confidentielles à tous les intervenants au dossier, sous réserve de devoir souscrire à certains engagements.

- 10.2 Veuillez indiquer en quoi le rôle de GM GNL tel que défini par Gaz Métro est compatible avec le code de conduite.

Réponse :

Le code de conduite s'applique pour toutes les transactions entre le Distributeur et ses entités apparentées ainsi qu'aux transactions entre l'activité réglementée et les activités non réglementées du Distributeur. GM GNL fait partie des entités apparentées à Gaz Métro et par conséquent, le code de conduite s'applique pour toutes les transactions entre les deux entités.

GM GNL paie les coûts d'utilisation de l'usine LSR selon la méthode approuvée par la Régie et respecte le code de conduite.

10.3 Veuillez confirmer que ce « rôle » qu'à GM GNL lui est conféré par sa parenté avec le distributeur.

Réponse :

Gaz Métro a décidé de faire la commercialisation du GNL à partir du liquéfacteur lui appartenant. Comme il s'agit d'une activité non-réglémentée, il fut décidé de séparer cette activité des activités réglementées en créant une filiale à part entière, laquelle sert d'interface entre Gaz Métro, propriétaire du liquéfacteur, et les clients de l'activité non-réglémentée.

10.4 Sinon, veuillez décrire le processus ouvert et transparent qui a mené à la sélection de GM GNL pour assumer ce rôle.

Réponse :

S/O

10.5 Relativement à la référence iii), veuillez indiquer si un client (dans le cas présent GM GNL), peut simultanément fournir son propre service de fourniture et être au service de fourniture de Gaz Métro.

Réponse :

Non, conformément à l'article 10.2 des « *Conditions de service et tarifs* », un client ne peut pas simultanément, pour un même point de mesurage, fournir son propre service de fourniture et être au service de fourniture de Gaz Métro. Il y a cependant deux exceptions qui sont prévues à ce même article notamment pour le GAI.

COÛT DE RETRAITE

Question 11 :

Références :

- (i) Gaz Métro-27, Document 3, p.15

11.1 Veuillez mettre à jour la réponse à la question 3.1 de la référence i).confirmer que Gaz Métro réalise à chaque année des gains d'efficience dans ses activités d'exploitation.

Réponse :

Gaz Métro est toujours en attente de la position des syndicats suite aux commentaires que ceux-ci ont requis auprès de leurs actuaires respectifs sur un règlement possible. De plus, les syndicats souhaitent évaluer les impacts possibles du projet de loi 57 déposé par le Gouvernement provincial et portant sur le financement des régimes de retraite à prestations déterminées dans le secteur privé.

Par ailleurs Gaz Métro ne voit pas de lien entre le coût des régimes de retraite et les gains d'efficience réalisés à chaque année dans ses activités d'exploitation.

DÉPENSES D'EXPLOITATION

Question 12 :

Références :

- (i) Gaz Métro-27, Document 3, p. 41, question 12.2
- (ii) Gaz Métro-27, Document 3, p. 41, question 12.21 et 12.22
- (iii) Gaz Métro-109, Document 12, p. 2

Préambule :

En réponse à la question 12.2 de la référence i), Gaz Métro réfère la FCEI à la preuve à être déposée pour la cause tarifaire 2015-2016 (phase 4 du présent dossier). Après étude de la documentation relative à la phase 4, la FCEI n'a pu trouver la réponse à son questionnement.

Questions :

- 12.1 Veuillez produire l'état d'avancement demandé à la question 12.2 (référence i)) et ce, en date du 31 mai 2015.

Réponse :

Dans le cadre de la cause tarifaire 2016, Gaz Métro a déposé la pièce Gaz Métro-109, Document 3, Évolution du revenu net d'exploitation pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2016, sur laquelle le montant de la projection 5/7 2015 des dépenses d'exploitation est de 191,1 M\$. En date du 31 mai 2015, la projection des dépenses d'exploitation est toujours en ligne avec le budget prévu, soit 191,1 M\$.

- 12.2 Veuillez également répondre à la question 12.21 (référence ii)) concernant l'état des retards relatifs aux projets informatiques pour les années 2015 et 2016.

Réponse :

Comme mentionné à la question précédente, en date du 31 mai 2015, la projection des dépenses d'exploitation incluant les dépenses informatiques est toujours en ligne avec le budget prévu pour l'exercice 2015. En ce qui concerne les perspectives de 2016, Gaz Métro est d'avis que la question déborde le cadre d'analyse des phases 3 et 4 du présent dossier, tel que défini par la Régie dans sa décision D-2015-029. Par cette question, la FCEI tente d'obtenir de l'information de nature prospective à un niveau de détail comparable à celui qu'elle obtiendrait par la méthode du coût de service.

12.3 Veuillez déposer le code de conduite duquel il est fait mention en référence iii).

Réponse :

Le code de conduite est déposé à l'annexe 5.

12.4 Veuillez indiquer si Gaz Métro a évalué l'impact que pourrait avoir ce code de conduite sur ses coûts.

Réponse :

Oui, Gaz Métro a évalué l'impact et elle ne croit pas que le code de conduite entraînera une augmentation de coûts significative, car il se veut essentiellement un guide de bonnes pratiques en gouvernance, en implications sociales et en environnement.

PRC

Question 13 :

Références :

- (i) Gaz Métro-104, Document 3, p. 12
- (ii) Gaz Métro-104, Document 3, Annexe 1, pp. 26 et 28
- (iii) Gaz Métro-104, Document 3, pp. 24 et 25
- (iv) Gaz Métro-27, Document 3, p. 12

Préambule :

« L'objectif premier du PRC est défini à l'article 2.3.1 qui est :

- le montant versé en vertu du PRC est établi de manière à offrir au bénéficiaire de rentabiliser, de façon juste et raisonnable, l'implantation de nouveaux équipements utilisant le gaz naturel.

De plus, la documentation du programme PRC indique qu'il existe trois limites à l'octroi du PRC qui sont que :

- l'aide financière en €/m³ ne doit pas être supérieure à 100 % du taux unitaire moyen du tarif du service de distribution convenu avec le client;
- la valeur de l'aide financière ne peut dépasser 100 % des dépenses admissibles; et
- pour le programme PRC, les montants versés doivent permettre au distributeur d'assurer la rentabilité du raccordement.

Les trois paramètres permettent à Gaz Métro de fixer l'aide financière maximale qu'elle peut octroyer à un client, ce que Gaz Métro appellera le « PRC maximum ». La détermination du PRC maximum se fait en considérant plusieurs variables qui sont le tarif du client, la maturation des volumes de consommation prévus, les coûts de raccordement et la rentabilité recherchée. Gaz Métro a, pour chacun des cas types présentés ci-dessous, déterminé le PRC maximum du client et ce, indépendamment du résultat du modèle de la firme SOM. Par conséquent, si le résultat du modèle donne un résultat supérieur au PRC maximum, l'aide financière proposée se limitera au montant du PRC maximum. » (Nous soulignons)

Les réponses offertes par le distributeur aux questions 2.2 à 2.4 de la référence iv) suggèrent un effritement de la clientèle résidentielle de près de 10% trois années après l'installation d'un compteur.

Questions :

13.1. Concernant les diagrammes 7-2 et 7-4 (référence ii)), veuillez indiquer le pourcentage d'intérêt associé à chacune des PRI retenues.

Réponse :

Réponse de la firme SOM :

Les niveaux d'intérêt pour les clients sont les suivants :

Type de client	PRI	Pourcentage
Résidentiel client existant	3 ans	91 %
Résidentiel client potentiel	0 an	100 %
CII client existant	3 ans	92 %
CII client potentiel	2 ans	95 %

13.2. Veuillez commenter la possibilité de retenir des niveaux de PRI cible correspondant à un niveau d'intérêt similaire entre les clientèles (p. ex. 90%).

Réponse :

Réponse de la firme SOM :

Le seuil moyen de niveau d'intérêt des 4 clientèles est de 95 %. L'application de ce seuil moyen de 95 % dans chacun des segments donnerait les PRI suivantes :

Type de client	PRI
Résidentiel client existant	2,2 ans
Résidentiel client potentiel	0,4 an
CII client existant	2,5 ans
CII client potentiel	2 ans

Toutefois, l'application d'un seuil moyen uniforme à tous les segments n'est pas recommandée. En effet, le but de l'exercice de modélisation est justement d'établir le point de flexion de la courbe d'intérêt qui définit le niveau de subvention optimal du point de vue du ratio « gain d'intérêt / investissement ». La variation selon le segment du pourcentage du niveau d'intérêt atteint à ce point de flexion illustre le fait que les 4 segments étudiés utilisent des critères de décision qui leur sont propres. Fixer arbitrairement un seuil uniforme pour tous ne tiendrait pas correctement compte des particularités de chaque segment de clientèle. En fixant un seuil uniforme, des subventions « inefficaces » seraient versées dans certains segments alors qu'elles auraient pu avoir un effet sur le gain d'intérêt en étant versées ailleurs.

13.3. Veuillez indiquer si un PRC maximum distinct serait défini pour chacun des clients.

Réponse :

Non. Gaz Métro utilise, dans l'approche de masse, des cas-types qui regroupent les clients par palier de volume de consommation et qui servent à déterminer le PRC maximum.

13.4. Considérant l'effritement de la clientèle discuté en préambule, la FCEI présume que certains clients de votre échantillon ont cessé de consommer à ce jour. Toutefois, considérant qu'il s'agit surtout des raccordements récents, il est possible que le taux d'effritement de la clientèle soit plus modeste à ce jour. Veuillez indiquer le taux de compteurs sans facturation parmi les clients de votre échantillon global en nouvelle construction ainsi que pour l'échantillon périphérique uniques.

Réponse :

La pièce Gaz Métro-104, Document 3 révisée qui tient compte des conclusions de la décision D-2015-088 rend cette question caduque.

13.5. Gaz Métro a-t-elle conduit des analyses de rentabilité des aides financières aux périphériques sur des échantillons plus anciens? Si oui, que montrent ces analyses.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 13.4

13.6. Le cas échéant, comment ces clients ont-ils été traités?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 13.4.

13.7. Veuillez indiquer le critère utilisé pour permettre au distributeur d'assurer la rentabilité du raccordement. Veuillez indiquer si ce critère prend en compte la possibilité de perte de client.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 13.4.

FRAIS REPORTÉS LIÉS À L'EXTENSION DU RÉSEAU GAZIER VERS LA CÔTE-NORD
SUIVI BUDGÉTAIRE (000)\$

21 mars 2013 : Annonce de la suspension du projet



----- Note 1 -----

NATURE DE LA DÉPENSE	CUMULATIF RÉEL PROJETÉ	3e trimestre 2012	4e trimestre 2012	Total année 2012	1er trimestre 2013	2e trimestre 2013	3e trimestre 2013	4e trimestre 2013	Total année 2013	Total année 2014	Total année 2015
		du 1er avril au 30 juin 2012	du 1er juillet au 30 septembre 2012	du 1er octobre 2011 au 30 septembre 2012	du 1er octobre au 31 décembre 2012	du 1er janvier au 31 mars 2013	du 1er avril au 30 juin 2013	du 1er juillet au 30 septembre 2013	du 1er octobre 2012 au 30 septembre 2013	du 1er octobre 2013 au 30 septembre 2014	du 1er octobre 2014 au 30 septembre 2015
		Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Projeté
Équipe de projet - Gaz Métro (note 2)	2 764	721	505	1 226	577	621	221	38	1 456	82	0
Relations publiques	581	92	300	392	118	63	9	(1)	190	0	0
<i>Frais pour étude économique</i>	211	0	152	152	0	59	0	0	59	0	0
<i>Relations publiques (autres)</i>	371	92	148	240	118	4	9	(1)	131	0	0
Frais légaux et assurances	268	48	151	199	37	8	20	3	69	0	0
Coordination - Permis	86	0	24	24	26	33	3	0	62	0	0
Gazoduc - Ingénierie préliminaire	3 169	0	1 222	1 222	2 328	898	(1 279)	0	1 947	0	0
Gazoduc - Ingénierie détaillée	565	0	0	0	0	166	398	0	565	(0)	0
Gazoduc - Approbations réglementaires	2 749	0	586	586	1 101	788	302	(1)	2 190	(27)	0
Gazoduc - Approvisionnement biens et services	152	0	29	29	99	21	2	0	123	0	0
Gazoduc - Arpentage et études géotechniques	759	0	22	22	118	358	262	0	737	0	0
Gazoduc - Gestion de projet	2 457	0	473	473	833	797	353	0	1 983	0	0
Terrains et servitudes	606	0	12	12	308	98	183	5	593	0	0
Postes de compression	2 484	0	298	298	916	1 188	82	0	2 186	0	0
Réseaux de distribution	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Matériaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction par les entrepreneurs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contingence	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sous-total CFR - Côte-Nord	16 640	862	3 623	4 484	6 461	5 039	556	45	12 102	54	0
Frais financiers	3 141	15	32	47	130	258	306	295	989	1 269	836
Total Réel Trimestriel CFR - Côte-Nord	19 781	877	3 654	4 531	6 591	5 298	862	340	13 091	1 323	836
Total Réel Cumul CFR - Côte-Nord	5 068	877	4 531	4 531	11 122	16 420	17 282	17 622	17 622	18 945	5 068
Remboursement - Gouvernement provincial	(14 714)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(14 714)
Solde CFR (après remb. Gvt provincial)	5 068	877	4 531	4 531	11 122	16 420	17 282	17 622	17 622	18 945	5 068
Écarts - cumulatif (%)		-18%	-45%	-45%	-29%	-24%	-38%	-55%	-55%	-51%	
BUDGET Trimestriel CFR - Côte-Nord	38 794	1 072	7 142	8 214	7 435	6 034	6 212	10 898	30 579		
BUDGET Cumul CFR - Côte-Nord	38 794	1 072	8 214	8 214	15 649	21 683	27 896	38 794	38 794	38 794	

Note 1 : En raison des faibles montants impliqués (54K\$) outre les frais financiers, la présentation des coûts pour 2014 et 2015 ont été présentés de façon annuelle. Ces coûts ont principalement été engagés dans les deux premiers trimestres de 2014 (65%)

Note 2 : Comprend les salaires et avantages sociaux des employés de Gaz Métro, les frais de déplacement, certains services professionnels, les fournitures de bureau et la location de bureau

610764 PROLONGEMENT CÔTE-NORD
ÉCHÉANCIER MAÎTRE- Rapport mensuel Janvier 2013

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2014

Activity ID	Activity Name	Remaining Duration	Start	Finish	Predecessors	2012												2013				
						Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May						
41-0-174	Rapport Final Ingénierie Préliminaire-Civil	0	Jan-08-13 A	Jan-25-13 A	4L-0-0050, 33-0-0040																	
48-0-175	Rapport Final Ingénierie Préliminaire-Instrumentation	0	Jan-08-13 A	Jan-25-13 A	4L-0-0050, 33-0-0040																	
4C-0-176	Rapport Final Ingénierie Préliminaire-telecom	0	Jan-08-13 A	Jan-25-13 A	4L-0-0050, 33-0-0040																	
Integrated Pipeline Projects Canada Ltd		28	Jul-03-12 A	Mar-06-13																		
40-0-0010	Rencontre de démarrage - Volet technique	0	Jul-03-12 A	Jul-03-12 A	KM-0010																	
4P-0LofE-0190	Cartographie et Base de données SIG	28	Jul-03-12 A	Mar-06-13	40-0-0010																	
4P-0-0020	Critères de Conception (DBM) - Émis à l'interne (PA)	0	Jul-09-12 A	Jul-23-12 A	40-0-0010																	
4P-0-1550	Critères de Conception (DBM) - Émis au client (PB)	0	Jul-23-12 A	Aug-29-12 A	4P-0-0020																	
4P-0-0170	Étude hydraulique et analyse du dimensionnement du pipeline	0	Aug-01-12 A	Nov-20-12 A	40-0-0010																	
4P-0-0050	Spécifications majeures (Matériel, tuyauterie CS, raccords/brides CS, gare de et listes	0	Aug-13-12 A	Oct-25-12 A	4P-0-0020																	
4P-0-0060	Spécifications techniques mineures (9)	0	Aug-13-12 A	Oct-25-12 A	4P-0-0020																	
4P-0-0130	Croquis de chacune des Rivières à forer et demande au Ministère envoyée (ENV)	0	Aug-13-12 A	Sep-11-12 A	4P-0-0110, 4E-3-0050																	
4P-0-1570	Critères de Conception (DBM) - Émission 00	0	Aug-29-12 A	Jan-18-13 A	4P-0-1560																	
4P-0-1560	Critères de Conception (DBM) - Revue et commentaire par le client	0	Aug-31-12 A	Oct-02-12 A	4P-0-1550																	
4P-0-0080	Préparation des dessins typiques	0	Sep-05-12 A	Jan-18-13 A																		
4P-0-0160	PFD du pipeline	0	Sep-05-12 A	Nov-20-12 A	4P-0-1550																	
4P-0-0070	Fiches techniques (7)	0	Sep-14-12 A	Oct-25-12 A	4P-0-0050																	
4P-0-0030	Revue des relevés topographiques et identification des contraintes techniques	0	Sep-18-12 A	Sep-28-12 A	4E-3-0030																	
4P-0-0140	Étude de faisabilité - Traverses de rivières HDD (incl. dessins, specs) - Émis pour estimation	0	Sep-19-12 A	Nov-27-12 A	40-0-0090, 40-0-1510, 40-0-0120, 40-0-0120, 40-0-1500, 40-0-1630																	
4P-0-0150	Dessins Plans et Profils des traverses majeures des rivières	0	Oct-11-12 A	Jan-18-13 A	4P-0-0140, 4P-0-0140, 4P-0-0160																	
4P-0-1641	Participation à l'estimé	0	Oct-15-12 A	Dec-07-12 A	33-0-0040																	
4P-0-1640	Étude de faisabilité - Traverses de rivières HDD (incl. dessins, specs) - Émis pour rapport final	0	Dec-03-12 A	Jan-18-13 A	4P-0-0140																	
Qualitas		0	Sep-20-12 A	Oct-31-12 A																		
40-0-1580	Mobilisation pour forage géotechnique (rivières HDD) incluant Déboisement sélectif	0	Sep-20-12 A	Sep-25-12 A	4P-0-0210																	
40-0-0120	Géotechnique - Forages (rivières HDD)	0	Sep-25-12 A	Oct-02-12 A	50-0-0100, KM-0070, 40-0-1580, 40-0-1580, 50-0-0110																	
40-0-1540	Géomorphologie- Rapport	0	Oct-12-12 A	Oct-31-12 A																		
Rousseau-Babin		0	Sep-25-12 A	Dec-21-12 A																		
40-0-0090	Arpentage - Relevés pour sondages (rivières HDD)	0	Sep-25-12 A	Sep-28-12 A	50-0-0120, 40-0-1580, KM-0070, 40-0-1580																	
40-0-1510	Arpentage - Levés pour bathymétrie (rivières HDD) (FEED)	0	Oct-15-12 A	Nov-08-12 A	50-0-0120, 40-0-1580, KM-0070																	
40-0-1520	Arpentage - Levés LIDAR pour tout le tracé	0	Oct-17-12 A	Oct-25-12 A	KM-0080, 50-0-0120																	
40-0-1500	Arpentage - Levés sismiques (rivières HDD) (FEED)	0	Oct-23-12 A	Nov-09-12 A	50-0-0120, 40-0-1580, KM-0070																	
40-0-1530	Relevés Orthophoto préliminaire pour arpentage technique	0	Oct-24-12 A	Oct-26-12 A	50-0-0120, KM-0080, 4E-3-0030																	
40-0-1630	Exécution des levés LIDAR sur le tracé privilégié & orthophotos	0	Oct-25-12 A	Dec-21-12 A	40-0-1520, LofE-0200																	
40-0-0230	Finalisation et remise du rapport final d'arpentage	0	Nov-09-12 A	Dec-21-12 A	40-0-0090, 40-0-1500, 40-0-1510, 40-0-1520, 40-0-1630																	
Ministère des Ressources naturelles et de la Faune		61	Aug-17-12 A	Apr-19-13																		
4P-0-0210	Période d'approbation du programme des relevés par le Ministère pour Sondages	61	Aug-17-12 A	Apr-19-13	4P-0-0130																	
PA (Coordination a l'interne)		0	Sep-17-12 A	Oct-10-12 A																		
Hydrocarbure et Produits Chimiques		0	Sep-17-12 A	Oct-10-12 A																		
48-0-0020	Devis d'envergure (EW) - SCADA/Instrumentation - Émission PA	0	Sep-17-12 A	Sep-20-12 A	KM-0080, 4P-0-0060, 48-0-0010																	
47-0-0020	Devis d'envergure ED -Fiche Technique- Émission PA	0	Sep-18-12 A	Sep-20-12 A	47-0-0010, 47-0-ADD174																	
46-0-8000	Devis d'envergure - Matériel Pipeline - Émis PA	0	Sep-18-12 A	Sep-24-12 A	4P-0-0050																	
46-0-9010	Devis d'envergure - Gare de raclage - Émis PA	0	Sep-18-12 A	Sep-24-12 A	4P-0-0050																	
46-0-9090	Devis d'envergure - Items spéciaux & valves - Émis PA	0	Sep-18-12 A	Sep-24-12 A	4P-0-0060																	
46-0-9130	Devis d'envergure- Brides et raccords - Émis PA	0	Sep-18-12 A	Sep-24-12 A	4P-0-0050																	
47-0-AD200	Datasheet- Alimentation électrique - Émission PA	0	Sep-18-12 A	Sep-21-12 A	47-0-0010																	
41-0-0020	Devis d'envergure - Camp des travailleurs - Émission PA	0	Sep-20-12 A	Oct-02-12 A	41-0-0045																	

Hammock
 Actual Bar
 Critical Bar
 Baseline
 Remaining Bar
▲ Milestone

Date	Revision	Checked	Approved
Jan-23-13	Rapport mensuel Janvier 2013	VS	SF

610764 PROLONGEMENT CÔTE-NORD
ÉCHÉANCIER MAÎTRE- Rapport mensuel Janvier 2013

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2014

Activity ID	Activity Name	Remaining Duration	Start	Finish	Predecessors	2012					2013						
						Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	
4C-0-0020	Devis d'envergure - Télécom (Téléphone et Réseau Satellite) - Émission PA	0	Oct-01-12 A	Oct-09-12 A	KM-0080, 4P-0-0060, 4C-0-0010												
4P-0-AD001	Devis d'envergure - HDD Crossing - Émis PA	0	Oct-01-12 A	Oct-10-12 A	KM-0080												
46-0-9050	Devis d'envergure - Actionneur oléopneumatique - Émis PA	0	Oct-02-12 A	Oct-05-12 A	4P-0-0060												
PB (Emis au Client)		0	Sep-20-12 A	Oct-23-12 A													
Hydrocarbure et Produits Chimiques		0	Sep-20-12 A	Oct-23-12 A													
48-0-0030	Devis d'envergure (EW) - SCADA/Instrumentation - Émission PB	0	Sep-20-12 A	Oct-09-12 A	KM-0080, 48-0-0020												
47-0-0030	Datasheet- Alimentation électrique - Émission PB	0	Sep-21-12 A	Sep-28-12 A	47-0-0020, 47-0-AD200												
46-0-1400	Devis d'envergure - Matériel Pipeline - Émis PB	0	Sep-24-12 A	Oct-05-12 A	KM-0080, 46-0-8000												
46-0-9020	Devis d'envergure - Gare de raclage - Émis PB	0	Sep-24-12 A	Oct-05-12 A	46-0-9010												
46-0-9060	Devis d'envergure - Actionneur oléopneumatique - Émis PB	0	Sep-24-12 A	Oct-05-12 A	46-0-9050												
46-0-9100	Devis d'envergure - Items spéciaux & valves - Émis PB	0	Sep-24-12 A	Oct-05-12 A	46-0-9090												
46-0-9140	Devis d'envergure - Brides et raccords - Émis PB	0	Sep-24-12 A	Oct-05-12 A	46-0-9130												
41-0-0030	Devis d'envergure - Camp des travailleurs - Émission PB	0	Sep-28-12 A	Oct-09-12 A	41-0-0020												
4C-0-0030	Devis d'envergure- Télécom (Téléphone et Réseau Satellite)- Émission PB	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	KM-0080, 4C-0-0020												
4P-0-AD002	Devis d'envergure - HDD Crossing - Émis PB	0	Oct-10-12 A	Oct-23-12 A	4P-0-AD001												
Revue par le Client		0	Sep-28-12 A	Oct-23-12 A													
Gaz Metro		0	Sep-28-12 A	Oct-23-12 A													
47-0-0040	Datasheet- Alimentation électrique - Revue par GM	0	Sep-28-12 A	Oct-11-12 A	47-0-0030												
4C-0-0040	Devis d'envergure (EW) - Télécom (Téléphone et Réseau Satellite)- Revue par GM	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	4C-0-0030												
46-0-9000	Devis d'envergure - Matériel Pipeline - Revue par GM	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	46-0-1400												
46-0-9030	Devis d'envergure - Gare de raclage - Revue par GM	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	46-0-9020												
46-0-9070	Devis d'envergure - Actionneur oléopneumatique - Revue par GM	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	46-0-9060												
46-0-9110	Devis d'envergure- Items spéciaux & valves - Revue par GM	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	46-0-9100												
46-0-9150	Devis d'envergure - Brides et raccords - Revue par GM	0	Oct-05-12 A	Oct-15-12 A	46-0-9140												
41-0-0040	Devis d'envergure- Camp des travailleurs - Revue par GM	0	Oct-09-12 A	Oct-16-12 A	41-0-0030												
48-0-0040	Devis d'envergure - SCADA/Instrumentation - Revue par GM	0	Oct-09-12 A	Oct-15-12 A	48-0-0030												
4P-0-AD003	Devis d'envergure - HDD Crossing - Émis Revue par GM	0	Oct-23-12 A	Oct-23-12 A	4P-0-AD002												
Rev.0 (Emit pour prix)		0	Oct-11-12 A	Oct-24-12 A													
Hydrocarbure et Produits Chimiques		0	Oct-11-12 A	Oct-24-12 A													
47-0-0050	Datasheet- Alimentation électrique - Émission 00-RFI	0	Oct-11-12 A	Oct-12-12 A	47-0-0040												
4C-0-0050	Devis d'envergure- Télécom (Téléphone et Réseau Satellite) - Émission 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-22-12 A	4C-0-0040												
48-0-0050	Devis d'envergure- SCADA/Instrumentation - Émission 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-19-12 A	48-0-0040												
46-0-0130	Devis d'envergure - Matériel Pipeline - Émis 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-18-12 A	46-0-9000												
46-0-9040	Devis d'envergure - Gare de raclage - Émis 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-19-12 A	46-0-9030												
46-0-9080	Devis d'envergure- Actionneur oléopneumatique - Émis 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-19-12 A	46-0-9070												
46-0-9120	Devis d'envergure - Items spéciaux & valves - Émis 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-19-12 A	46-0-9110												
46-0-9160	Devis d'envergure - Brides et raccords - Émis 00-RFI	0	Oct-15-12 A	Oct-18-12 A	46-0-9150												
41-0-0050	Devis d'envergure - Camp des travailleurs - Émission 00-RFI	0	Oct-16-12 A	Oct-22-12 A	41-0-0040												
4P-0-AD3	Devis d'envergure - HDD Crossing - Émission 00-RFI même chose que PB	0	Oct-23-12 A	Oct-24-12 A	4P-0-AD002												
APPROBATIONS RÉGLEMENTAIRES / REGULATORY APPROVALS		46	Jul-03-12 A	Mar-29-13													
ETAPE 1 - RENCONTRE DE DÉMARRAGE - VOLET APPROBATIONS ENVIRONNEMENTALES		0	Jul-03-12 A	Jul-09-12 A													
Environnement		0	Jul-03-12 A	Jul-09-12 A													
4E-1-0010	Rencontre de démarrage - Volet approbations environnementales	0	Jul-03-12 A	Jul-09-12 A	KM-0010												
ETAPE 2 - DÉPOT DE L'AVIS DE PROJET ET RENCONTRE AVEC AUTORITÉS MINISTÉRIELLES CLÉS (MD)		0	Jul-03-12 A	Nov-19-12 A													
Environnement		0	Jul-03-12 A	Nov-19-12 A													
4E-2-1040	Préparation Avis de Projet et dépôt au MDDEP	0	Jul-03-12 A	Jul-31-12 A	4E-1-0010												
4E-2-0010	Préparation de la Description de Projet pour ACÉE à Gaz métro	0	Aug-13-12 A	Aug-21-12 A	4E-1-0010												
4E-2-1050	Rencontre avec MDDEP	0	Sep-06-12 A	Sep-06-12 A	4E-2-1040, KM-0061												
4E-2-1080	Envoi de la Description de Projet pour ACÉE	0	Sep-13-12 A	Sep-21-12 A	4E-2-1070												
4E-2-1060	Réception Directive MDDEP	0	Sep-14-12 A	Sep-14-12 A	4E-2-1050												
4E-2-1090	Acceptation de la Description de Projet et Décision sur la nécessité d'une étude d'impact environnementale (2012)	0	Sep-21-12 A	Nov-19-12 A	4E-2-1080												
Gaz Metro		0	Aug-21-12 A	Sep-13-12 A													

Hammock
 Actual Bar
 Critical Bar
 Baseline
 Remaining Bar
 Milestone

Date	Revision	Checked	Approved
Jan-23-13	Rapport mensuel Janvier 2013	VS	SF

610764 PROLONGEMENT CÔTE-NORD
ÉCHÉANCIER MAÎTRE- Rapport mensuel Janvier 2013

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2014

Activity ID	Activity Name	Remaining Duration	Start	Finish	Predecessors	2012						2013									
						Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May					
4E-2-1070	Revue de la Description de Projet par Gaz metro	0	Aug-21-12 A	Sep-13-12 A	4E-2-0010																
ETAPE 3 - ETUDES DES OPTIONS DE REALISATION		0	Jul-03-12 A	Oct-02-12 A																	
Environnement		0	Jul-03-12 A	Oct-02-12 A																	
4E-3-0010	Identification des contraintes de GM liées à la distribution du gaz naturel	0	Jul-03-12 A	Jul-10-12 A	KM-0010																
4E-3-0020	Cartographie des contraintes environnementales & sociales dans la zone d'étude	0	Jul-09-12 A	Aug-03-12 A	4E-3-0010, KM-0010																
4E-3-0030	Identification des corridors potentiels (SIG)	0	Jul-13-12 A	Aug-03-12 A	4E-3-0020																
4E-3-0040	Analyse des corridors générés d'un point de vue environnemental & socio-économique	0	Jul-16-12 A	Sep-18-12 A	4E-3-0050, 4E-3-0050																
4E-3LofE-0060	Validation de faisabilité technique/environ. des corridors optionnels (Survolt héliporté)	0	Aug-01-12 A	Sep-11-12 A	50-0-0100, 4E-3-0030, 4E-3-0040																
4E-3-0050	Sélection des corridors préférentiels à l'interne	0	Aug-03-12 A	Aug-31-12 A	4E-3-0030																
4E-3-0090	Compilation de l'information sur les milieux naturel & humain sur les variantes	0	Sep-10-12 A	Sep-17-12 A	4E-3-0080, 4E-3-0080, 4E-3LofE-0060																
40-3-0065	Revue des corridors préférentiels avec Gaz Metro	0	Sep-18-12 A	Sep-18-12 A	KM-0130, 4E-3-0040																
4E-3-0080	Élaboration des variantes de tracés dans le corridor sélectionné	0	Sep-19-12 A	Sep-21-12 A	KM-0070																
4E-3-0075	Émission finale de la cartographie du corridor sélectionné	0	Sep-19-12 A	Sep-19-12 A	KM-0140																
40-3-0100	Revue de la sélection finale du tracé avec Gaz Metro	0	Sep-28-12 A	Oct-02-12 A	KM-0150																
ETAPE 4 - INFORMATION & CONSULTATIONS PUBLIQUES		31	Jul-09-12 A	Mar-08-13																	
Environnement		31	Jul-09-12 A	Mar-08-13																	
4E-4LofE-0010	Participation aux activités d'information et de consultation publique	0	Jul-09-12 A	Oct-24-12 A	4E-1-0010																
4E-4LofE-0040	Séance d'information et de consultation - Communautés Autochtones(status QUO)	31	Jul-09-12 A	Mar-08-13	4E-1-0010																
ETAPE 5 - ETUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT		0	Jul-13-12 A	Jan-25-13																	
Environnement		0	Jul-13-12 A	Jan-25-13																	
4E-5-6000	Caractérisation du milieu récepteur Milieu Physique	0	Jul-13-12 A	Aug-08-12 A	50-0-0100																
4E-5-6010	Caractérisation du milieu récepteur (milieu humain)	0	Jul-16-12 A	Oct-29-12 A	KM-0080																
4E-5-5000	Caractérisation du milieu récepteur Biologique	0	Sep-05-12 A	Oct-24-12 A	KM-0080, 50-0-0100																
4E-5-0030	Analyse des risques technologiques (reste validation Niobec)	0	Oct-17-12 A	Jan-25-13	KM-0080																
4E-5-0050	Préparation du plan de gestion environnemental	0	Oct-24-12 A	Jan-18-13 A	4E-5-0020, KM-0080																
4E-5-0020	Analyse des répercussions socio-environnementales et des mesures d'atténuation	0	Oct-25-12 A	Jan-14-13 A	4E-5-5000, 4E-5-5000, KM-0060, 4E-5-6000, 4E-5-6000, 4E-5-6010																
ETAPE 6 - CARTOGRAPHIE & INTÉGRATION DES DONNEES A UN SIG		10	Jul-03-12 A	Feb-08-13																	
Environnement		10	Jul-03-12 A	Feb-08-13																	
4E-1-0002	Cartographie & intégration des données à SIG	10	Jul-03-12 A	Feb-08-13	4E-1-0010, 40-0-0010																
ETAPE 7 - DÉPÔT DE L'ETUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT		11	Aug-20-12 A	Feb-08-13																	
Environnement		11	Aug-20-12 A	Feb-08-13																	
4E-7-0010	Rapport d'étude d'impact environnemental MDDEP/ACEE	11	Aug-20-12 A	Feb-08-13	4E-5-0050, 4E-1-0010, 4E-5-0020, 4E-10-0030, KM-0200, 4E-2-1060																
ETAPE 10 - PRÉPARATION DES PLANS DE DRAINAGE		46	Oct-22-12 A	Mar-29-13																	
Environnement		46	Oct-22-12 A	Mar-29-13																	
4E-10-0011	Obtention des plans de drainage du MAPAQ	46	Oct-22-12 A	Mar-29-13	4E-10-0010																
4E-10-0010	Faire signer les formulaires d'autorisation des Propriétaires pour obtention plans de drainage MAPAQ (2012)	0	Oct-23-12 A	Nov-09-12 A	KM-0070, 4E-1-1030, 4E-1-1030, 4E-2-1010																
4E-10-0020	Visite de terrain ferme par ferme (2012)	0	Oct-30-12 A	Nov-12-12 A	4E-10-0010, KM-0080, 4E-10-0011																
4E-10-0030	Rédaction des avis techniques par ferme et préparation des plans de drainage (pour estimation)	0	Nov-01-12 A	Nov-14-12 A	4E-10-0020, 4E-10-0011, 4E-10-0020																
ETAPE 14 - DEMANDE ET SUPPORT POUR APPROBATION DE LA CPTAQ		46	Oct-22-12 A	Mar-29-13																	
Environnement		46	Oct-22-12 A	Mar-29-13																	
4E-14-80	Préparation des Demandes	46	Oct-22-12 A	Mar-29-13	KM-0090																
ACQUISITIONS DES SERVITUDES ET TERRAINS / EASEMENTS AND LAND ACQUISITIONS		88	Aug-20-12 A	May-28-13																	
ÉTAPE 1 - ACQUISITION ET TRAITEMENT DES DONNÉES DE BASE		88	Aug-20-12 A	May-28-13																	
Environnement		88	Sep-21-12 A	May-28-13																	
4E-1-1030	Intégration des données cadastrales dans la base de données SIG	0	Sep-21-12 A	Sep-28-12 A	4E-1-1020, 4E-1-1010, 4E-1-1040																
4E-1LofE-1050	Coordination et mise à jour de la BD	88	Sep-28-12 A	May-28-13	4E-1-1030																
Groupe DDM		0	Aug-20-12 A	Sep-28-12 A																	
4E-1-1040	Établissement de la base de données des propriétaires	0	Aug-20-12 A	Sep-28-12 A	KM-0070, 4E-1-1020																

Hammock
 Actual Bar
 Critical Bar
 Baseline
 Remaining Bar
▲ Milestone

Date	Revision	Checked	Approved
Jan-23-13	Rapport mensuel Janvier 2013	VS	SF

610764 PROLONGEMENT CÔTE-NORD
ÉCHÉANCIER MAÎTRE- Rapport mensuel Janvier 2013

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2014

Activity ID	Activity Name	Remaining Duration	Start	Finish	Predecessors	2012												2013									
						Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May											
4E-1-1020	Obtention des données cadastrales	0	Aug-28-12 A	Sep-28-12 A	KM-0070																						
4E-1-1010	Travaux de structuration des données cadastrales primitives	0	Sep-19-12 A	Sep-28-12 A	4E-1-0010, 4E-1-1020																						
ÉTAPE 2 - ACQUISITION DES SERVITUDES SUR TERRAINS PRIVÉS																											
Groupe DDM																											
4E-2-1020	Rencontres individuelles initiales avec les propriétaires (2012)	0	Aug-28-12 A	Dec-21-12 A	4E-1-1040, 4E-2-1010																						
4E-2-1030	Rencontres de signature pour autorisations d'accès aux propriétés (relevés géotechnique/arpentage) (2012)	0	Aug-28-12 A	Aug-28-12 A	4E-2-1020, 4E-2-1020																						
4E-2-1009	Formation des agents et préparation des documents	0	Oct-09-12 A	Oct-12-12 A	4E-1-1010, 4E-1-1040																						
4E-2-1010	Présentations publiques aux propriétaires (2012)	0	Oct-23-12 A	Oct-24-12 A	4E-1-1040, 4E-1-1010, 4E-2-1009																						
ÉTAPE 3 - ÉVALUATIONS FONCIÈRES, FORESTIÈRES ET AGRICOLES																											
Environnement																											
4E-3-1110	Détermination des valeurs de propriétés et production des rapports pour Estimation	0	Oct-31-12 A	Nov-13-12 A	4E-3-AD01, 4E-3-AD01																						
4E-3-AD01	Recherche des informations pour Évaluations foncières, forestières et agricoles	0	Oct-31-12 A	Nov-13-12 A	4E-10-0010, 4E-10-0011																						
APPROVISIONNEMENT / PROCUREMENT																											
Hydrocarbure et Produits Chimiques																											
50-0-0100	Octroi du contrat - Services hélicoptés	0	Aug-01-12 A	Aug-01-12 A	KM-0010																						
50-0-0110	Octroi du contrat - Forage géotechnique	0	Aug-20-12 A	Oct-01-12 A	KM-0010																						
50-0-0120	Octroi du contrat - Service d'Arpentage	0	Aug-20-12 A	Jan-18-13 A	KM-0010																						
50-0-AD100	Octroi du contrat - CorrPro- Protection cathodique	0	Oct-12-12 A	Oct-12-12 A	KM-0010																						
50-0-0150	Demande de prix budgétaires - Local power (valve stations)	0	Oct-22-12 A	Nov-12-12 A	47-0-0050																						
50-0-200	Demande de prix budgétaires - Matériel Pipeline	0	Oct-22-12 A	Nov-02-12 A	46-0-0130																						
50-0-220	Demande de prix budgétaires - Brides et raccords	0	Oct-22-12 A	Nov-02-12 A	46-0-9160																						
50-0-230	Demande de prix budgétaires - Actionneur déopneumatique	0	Oct-23-12 A	Nov-12-12 A	46-0-9080																						
50-0-240	Demande de prix budgétaires - Items spéciaux et valves	0	Oct-23-12 A	Nov-12-12 A	46-0-9120																						
50-0-250	Demande de prix budgétaires - Gare de raclage	0	Oct-23-12 A	Nov-02-12 A	46-0-9040																						
50-0-0080	Demande de prix budgétaires - Camp des travailleurs	0	Oct-24-12 A	Nov-07-12 A	41-0-0050																						
50-0-0130	Demande de prix budgétaires - Telecom	0	Oct-25-12 A	Nov-01-12 A	4C-0-0050																						
50-0-AD01	Demande de prix budgétaires - HDD Crossings	0	Oct-25-12 A	Nov-12-12 A	4P-0-AD3																						
50-0-0140	Demande de prix budgétaires - SCADA/Instrumentation	0	Oct-30-12 A	Nov-13-12 A	48-0-0050																						
50-0-0170	Analyse des soumissions reçues - Telecom	0	Nov-01-12 A	Nov-21-12 A	50-0-0130																						
50-0-210	Analyse des soumissions reçues - Matériel Pipeline	0	Nov-02-12 A	Nov-21-12 A	50-0-200																						
50-0-0260	Analyse des soumissions reçues - Brides et raccords	0	Nov-02-12 A	Nov-21-12 A	50-0-220																						
50-0-0290	Analyse des soumissions reçues - Gare de raclage	0	Nov-02-12 A	Nov-21-12 A	50-0-250																						
50-0-0090	Analyse des soumissions reçues - Camp des travailleurs	0	Nov-07-12 A	Nov-21-12 A	50-0-0080																						
50-0-0190	Analyse des soumissions reçues -Alimentation Protection	0	Nov-12-12 A	Nov-21-12 A	50-0-0150																						
50-0-0270	Analyse des soumissions reçues - Actionneur déopneumatique	0	Nov-12-12 A	Nov-21-12 A	50-0-230																						
50-0-0280	Analyse des soumissions reçues - Items spéciaux et valves	0	Nov-12-12 A	Nov-21-12 A	50-0-240																						
50-0-AD02	Analyse des soumissions reçues - HDD Crossings	0	Nov-12-12 A	Nov-21-12 A	50-0-AD01, 40-0-1500, 40-0-1510																						
50-0-0180	Analyse des soumissions reçues - SCADA/Instrumentation	0	Nov-13-12 A	Nov-21-12 A	50-0-0140																						
ESTIMATION / ESTIMATION																											
Hydrocarbure et Produits Chimiques																											
33-0-0060	Revue interne de l'estimé	0	Dec-01-12 A	Dec-07-12 A	33-0-0040, 33-0-0050																						
Integrated Pipeline Projects Canada Ltd																											
33-0-0010	Établissement des critères de base de l'estimation	0	Sep-26-12 A	Oct-12-12 A	KM-0070																						
33-0-0040	Estimation des coûts directs de construction (Gazoduc)	0	Oct-22-12 A	Dec-07-12 A	33-0-0030, 46(4P)-0-0100, 4P-0-0070, 4P-0-0060, 4P-0-0080, 4E-10-0030, 50-0-0190, 50-0-0180, 50-0-0170, 50-0-210, KM-0080, 50-0-0260, 50-0-0270, 50-0-0280, 50-0-0290, KM-0180, 47-0-0015, 47(4P)-0-0180, 50-0-AD02, 33-0-0010, 50-0-0170, 50-0-0180, 50-0-0190, 50-0-0270, 50-0-0260, 50-0-0280, 50-0-0290,																						
33-0-0020	Développement des taux unitaires des matériaux	0	Nov-07-12 A	Nov-16-12 A	33-0-0010, 50-0-0170, 50-0-0180, 50-0-0190, 50-0-0270, 50-0-0260, 50-0-0280, 50-0-0290,																						
33-0-0030	Établissement des taux de main-d'oeuvre	0	Nov-07-12 A	Nov-23-12 A	33-0-0010, 50-0-0090, 50-0-AD02																						
33-0-0050	Estimation des coûts indirects de construction	0	Nov-07-12 A	Nov-23-12 A	33-0-0040, 33-0-0040, 50-0-0090, 4E-5-0020, 4E-3-1110																						

Hammock
 Actual Bar
 Critical Bar
 Baseline
 Remaining Bar
▲ Milestone

Date	Revision	Checked	Approved
Jan-23-13	Rapport mensuel Janvier 2013	VS	SF

610764 PROLONGEMENT CÔTE-NORD
ÉCHÉANCIER MAÎTRE- Rapport mensuel Janvier 2013

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2014

Activity ID	Activity Name	Remaining Duration	Start	Finish	Predecessors	2012						2013				
						Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May
GESTION DE PROJET / MANAGEMENT																
Hydrocarbure et Produits Chimiques																
4L-0-0030	HSE - Registre des exigences légales et autres	0	Jul-03-12 A	Jan-18-13 A	4E-1-0010	[Actual Bar]										
30-LofE-0030	Gestion et contrôle de projet	0	Jul-03-12 A	Jan-18-13 A	KM-0010	[Actual Bar]										
4L-LofE-0080	HSE - Coordination et participation aux livrables ingénierie, environnement, gestion	0	Jul-09-12 A	Jan-18-13 A	4E-1-0010	[Actual Bar]										
30-0-0030	Instructions de projets	0	Aug-01-12 A	Oct-17-12 A	KM-0010	[Actual Bar]										
30-0-0040	Plan d'exécution du projet	0	Aug-01-12 A	Oct-12-12 A	KM-0010	[Actual Bar]										
4L-0-0070	Programme de Santé-Sécurité de la Phase Préliminaire	0	Aug-13-12 A	Nov-15-12 A	4L-0-0030	[Actual Bar]										
4L-0-0040	HAZID (étude de risques)	0	Sep-04-12 A	Sep-04-12 A	4P-0-0130											
4L-0-0050	HSE - Finalisation du registre de risque pour rapport final	0	Sep-17-12 A	Sep-28-12 A	4L-0-0040											
32-0-0010	Préparation échancier du projet	0	Oct-02-12 A	Dec-07-12 A	KM-0080, 30-0-0010											
30-0-0050	Finalisation du rapport d'ingénierie préliminaire	0	Jan-08-13 A	Jan-18-13 A	40-0-0230, 4L-0-0050, 4P-0-1640, 4L-0-0070, 4P-0-0150, 4E-5-0030, 4P-0-1570, 41-0-174, 40-0-0140, 4E-5-0030, 4P-0-1570, 41-0-174											
Integrated Pipeline Projects Canada Ltd																
30-0-0010	Réunion de constructibilité (2e Réunion)	0	Oct-17-12 A	Oct-17-12 A	4E-3-0030, KM-0080											

Hammock
 Actual Bar
 Critical Bar
 Baseline
 Remaining Bar
▲ Milestone

Date	Revision	Checked	Approved
Jan-23-13	Rapport mensuel Janvier 2013	VS	SF



ESTIMATION DE LA DEMANDE POTENTIELLE DE GAZ NATUREL DE LA CÔTE-NORD 2016-2056

RAPPORT FINAL



7 septembre 2012

TABLE DES MATIÈRES

1. SOMMAIRE EXÉCUTIF	4
2. INTRODUCTION	11
2.1 Description du mandat et du projet envisagé.....	11
2.2 Structure du document.....	12
3. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE	13
3.1 Analyse de la situation économique et énergétique et portraits sectoriels	13
3.2 Collecte des données.....	14
3.3 Analyse des projets.....	14
4. MISE EN CONTEXTE	19
4.1 Structure économique et énergétique de la Côte-Nord	19
4.1.1 Production	19
4.1.2 Démographie	21
4.1.3 Emploi.....	22
4.1.4 Ressources naturelles.....	23
4.1.5 Portrait de consommation énergétique.....	23
4.2 Impact du développement du Nord pour la région	24
4.3 Un développement gazier différent que par le passé	26
5. DÉTERMINANTS DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL.....	27
5.1 L'économie du gaz naturel.....	27
5.2 L'industrie du fer	30
5.2.1 Introduction	30
5.2.2 Description du fer.....	31
5.2.3 Marché actuel du fer	36
5.2.4 Particularités du marché	44
5.2.5 Projections	49
5.2.6 Conclusions sur le secteur du fer.....	56
5.3 L'industrie de l'aluminium	57
5.3.1 Introduction	57

5.3.2	La demande d'aluminium	57
5.3.3	L'offre d'aluminium	61
5.3.4	Production au Québec	63
5.3.5	Les prix de l'aluminium	66
5.3.6	Conclusion sur le secteur de l'aluminium	67
5.4	L'industrie des pâtes et papiers	68
5.4.1	Introduction	68
5.4.2	Production au Québec	68
5.4.3	Conclusions sur le secteur des pâtes et papiers	69
5.5	Les infrastructures	70
5.5.1	Le transport ferroviaire	70
5.5.2	Le transport maritime	78
5.5.3	Les terrains industriels	82
6.	ESTIMATION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL	84
6.1	Analyse des facteurs d'influence principaux sur la demande estimée	84
6.1.1	Méthode et choix des projets	84
6.2	Analyse de la demande potentielle espérée et niveau de risque	89
6.2.1	Analyse de la demande selon l'espérance de réalisation	89
6.2.2	Analyse du volume total selon le niveau de risque	91
6.3	Décomposition de la demande par ville	93
6.4	Autres considérations relatives à la demande potentielle	95
6.4.1	Effet revenu	95
6.4.2	Les projets embryonnaires	95
6.4.3	Gaz naturel liquéfié	95
6.4.4	Effets d'entraînement	97
7.	CONCLUSION	99
8.	À PROPOS DES AUTEURS	101
8.1	A propos de KPMG-SECOR	101
8.2	A propos des auteurs de l'étude	101
8.2.1	Équipe KPMG-SECOR	101
8.2.2	Comité aviseur	103
9.	ANNEXE 1 : GUIDE D'ENTREVUE	105

A – Statut	105
B – Description	105
C – Consommation énergétique	106
D – Conditions économiques	108
10. ANNEXE 2 : LISTE DES CONTACTS	109
11. ANNEXE 3 : CARTE DES DIFFÉRENTS PROJETS DE LA RÉGION DE LA CÔTE-NORD ET DE LA FOSSE DU LABRADOR	110
12. BIBLIOGRAPHIE	111

1. SOMMAIRE EXÉCUTIF

L'idée d'alimenter le territoire de la Côte-Nord en gaz naturel n'est pas nouvelle. Déjà, dans les années 1990, la région tout entière s'était mobilisée pour se départir du titre peu envieux de dernier centre industrialoportuaire du Québec encore non desservi par le gaz naturel. Si les conditions de marché n'étaient pas réunies à l'époque, le débat qui en avait résulté avait entraîné l'octroi des droits à Gaz Métro.

L'une des conditions économiques majeures reposait sur la compétitivité du gaz naturel, mais la justification par la demande avait alors été jugée insuffisante. Près d'un quart de siècle plus tard, les conditions ont peut-être changé. En effet, le dernier budget 2012-2013 du Québec confirmait que le déploiement des activités dans le Nord québécois pourrait finalement constituer une demande suffisante pour justifier un investissement estimé aujourd'hui à 750 millions de dollars. C'est dans ce contexte que Gaz Métro a confié à KPMG-SECOR le mandat d'évaluer la demande potentielle de gaz naturel sur la Côte-Nord de 2016 à 2056¹, plus précisément dans les villes de Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles.

Le fer et l'aluminium : facteurs d'influence par excellence

Pour parvenir à une estimation crédible et conservatrice de la demande potentielle, KPMG-SECOR a établi dans un premier temps les facteurs d'influence de la demande. D'un côté, il est apparu clair que l'industrie minière du fer, plus particulièrement ses activités de transformation en boulettes, devenait un facteur clé de la demande potentielle future. Les perspectives de court terme de l'industrie sont moins encourageantes alors que la Chine voit sa croissance ralentir. Par contre, la demande mondiale pour le fer à moyen et long termes devrait se maintenir à des niveaux suffisamment élevés pour permettre au Québec d'attirer un nombre important de projets miniers, notamment à mesure que l'Inde s'urbanisera et prendra le relais de la Chine en ce qui a trait à la consommation de minerai de fer.

Nos analyses ont souligné l'importance de la composante énergétique dans la structure de dépenses de projets du Nord québécois, de l'ordre de 16%. Dans plusieurs cas, principalement pour les projets de transformation de bouletage, il s'agit d'autant de consommations de mazout qui pourraient être converties au gaz naturel en raison de l'attrait de cette source d'énergie. D'ailleurs, ces projets auraient eux-mêmes plus de chances de voir le jour avec une nouvelle offre gazière, d'après les discussions que nous avons eues avec certains joueurs de l'industrie.

Les actuels développements en laissent croire plusieurs que le Canada – essentiellement le Québec – pourrait franchir le top 5 des producteurs de fer mondiaux à l'horizon 2016 ; le potentiel du Québec pour gagner des parts de marché en terme absolue est donc bien réel. De fait, les nombreux investissements chinois et indiens pour des prises de position dans des projets de la Fosse du Labrador supposent que même si ce ne sont pas tous les projets qui iront de l'avant, il y a de fortes chances que ces pays accroissent leur approvisionnement au Québec.

Le fer bouleté devrait maintenir sinon améliorer sa situation à moyen et long terme. En effet, bien que les projections de prix de base du concentré soient à la baisse pour les prochaines années, les prévisions à plus

¹ Une période de 40 ans représente la période généralement utilisée par Gaz Métro pour effectuer ses analyses de projets

long terme, soit après 2016, suggèrent une hausse qui atteindra une tendance des prix au-dessus de 100 \$/t. À ce niveau, la prime historique associée à la boulette pourra combler les coûts supplémentaires qu'elle implique.

Dans le même temps, il va sans dire que l'industrie de l'aluminium constituera un débouché important. Les perspectives québécoises sont plutôt encourageantes à cet égard, même si le Québec a vu sa position concurrentielle se dégrader légèrement au cours de ces dernières années. En effet, le faible coût d'opportunité du gaz naturel dans certains pays du Moyen-Orient et l'accès grandissant à l'hydroélectricité pour les pays en développement remettent en question l'avantage concurrentiel du Québec. L'accès à une nouvelle source d'énergie moins coûteuse pourrait redonner une marge de manœuvre aux industries québécoises.

Une analyse fouillée des projets

L'estimation de la demande potentielle s'est basée sur deux éléments principaux :

1. Le portrait des activités actuellement en cours;
2. Les projets présentement mis en valeur et ceux à venir dans un horizon plus lointain.

Toutes ces activités et tous ces projets ont fait l'objet d'une analyse détaillée au moyen d'entrevues auprès des hauts dirigeants des entreprises, d'experts et d'intervenants, de rapports externes issus d'organismes spécialisés, ainsi que de l'expérience et de l'intelligence développées par KPMG-SECOR. Certaines informations de nature sensible ont été transmises lors de ces rencontres et demeureront confidentielles. Le tableau à la page suivante présente la liste des grands projets analysés en détail. À cette liste s'ajoute tout le secteur commercial et institutionnel qui a fait l'objet d'une analyse distincte.

Des projets aux probabilités distinctes

Un total de huit critères a servi à établir la probabilité de réalisation de chaque conversion d'établissement existant ou de chaque projet :

- La marge d'exploitation du projet;
- Le volume et la concentration des réserves prouvées et probables et des ressources indiquées, mesurées et inférées;
- Le niveau d'avancement du projet;
- La solidité financière de la société responsable du projet (ainsi que de son partenaire financier le cas échéant);
- Le marché de destination;
- Les infrastructures existantes à proximité du projet ou celles prévues;
- Les considérations locales et sociales;
- La disponibilité de la main-d'œuvre.

Nous avons par la suite analysé les possibles goulots d'étranglement relatifs aux infrastructures ferroviaires, portuaires et foncières.

TABLEAU 1 : ÉTABLISSEMENTS EXISTANTS ET PROJETS ANALYSÉS
Fosse du Labrador et Côte-Nord

Propriétaires	Projets	Ressource	Étape
ArcelorMittal Mines Canada	Mont-Wright	Fer	Existant
ArcelorMittal Mines Canada	Usine de bouletage	Fer	Existant
ArcelorMittal Mines Canada	Mont-Wright	Fer	En développement
ArcelorMittal Mines Canada	Usine de bouletage	Fer	Potentiel
Cliffs Naturals Resources	Lac Bloom	Fer	Existant
Cliffs Naturals Resources	Lac Bloom	Fer	En développement
Cliffs Naturals Resources	Scully	Fer	Existant
Cliffs Naturals Resources	Usine de bouletage	Fer	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Lac Tio	Fer et titane	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Carol Lake	Fer	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Usine de bouletage	Fer	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Carol Lake	Fer	En développement
Alcoa	Aluminerie	Aluminium	Modernisation
Aluminerie Alouette	Aluminerie	Aluminium	Expansion
Produits forestiers Résolu	Usine	Papier	Existant
New Millenium et Tata Steel	DSO	Fer	En développement
New Millenium et Tata Steel	KéMag (Taconite)	Fer	En mise en valeur
New Millenium et Tata Steel	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
YARA et Investissement Québec	Arnaud	Apatite	En mise en valeur
Adriana Resources & WISCO	Lac Otelnuk	Fer	En mise en valeur
Adriana Resources & WISCO	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
Argex Mining	Mouchalagane	Fer	En mise en valeur
Argex Mining	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
Champion Iron Mines	Fire Lake North	Fer	En mise en valeur
Century Iron Mines Corporation	Sunny Lake	Fer	En mise en valeur
Century Iron Mines Corporation	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
Alderon Iron Ore Corp	Kami	Fer	En mise en valeur
Rusal	Aluminerie	Aluminium	En mise en valeur
Labrador Iron Mines	LIM	Fer	Existant, en mise en valeur

Source : KPMG-SECOR.

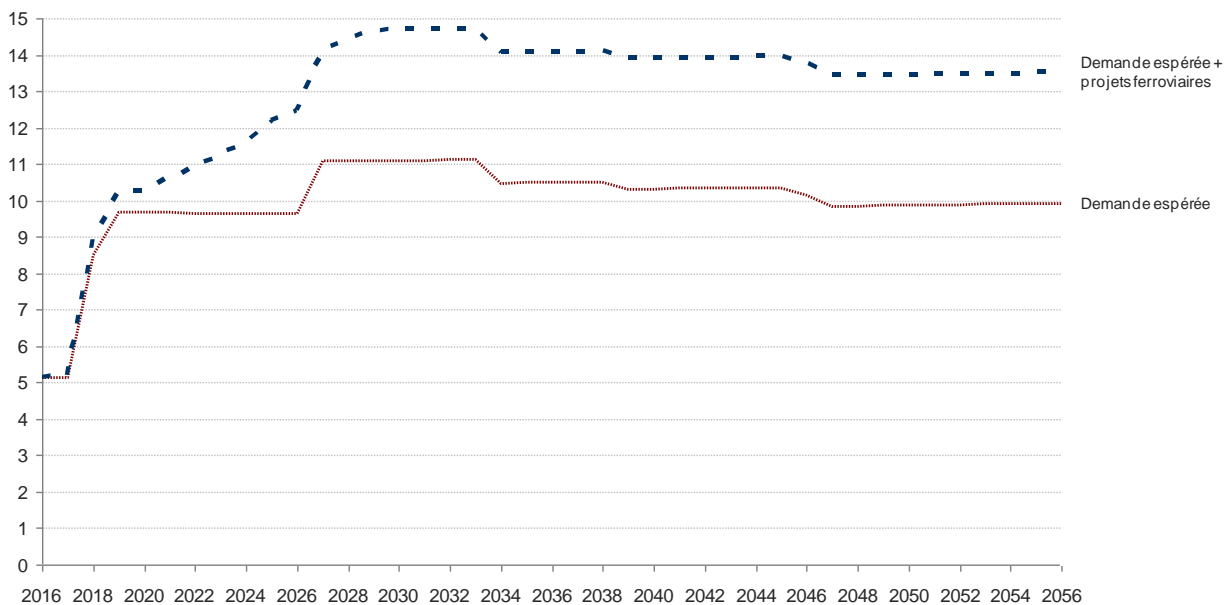
La demande espérée de gaz naturel sur la Côte-Nord

L'évaluation de la demande potentielle prend la forme d'une espérance de demande de gaz naturel fonction de la probabilité de réalisation des conversions et des projets. Cette demande potentielle est estimée à 5,1 BCF au début de la période d'analyse, soit 2016. Rapidement, la demande espérée devrait atteindre près de 10 BCF en 2018, augmenter à 11 BCF en 2027 et diminuer à partir de 2034, plafonnant ainsi à près de 10 BCF pour le reste de la période.

Le graphique suivant illustre l'évolution de la demande espérée. On constate également un scénario prévoyant l'alimentation des locomotives au gaz naturel. Ces dernières sont principalement utilisées pour le transport de minerai. L'introduction de cette variable implique bien entendu une augmentation de la demande espérée.

GRAPHIQUE 1 : ESPÉRANCE DE LA DEMANDE POTENTIELLE*

Bcf, 2016 - 2056



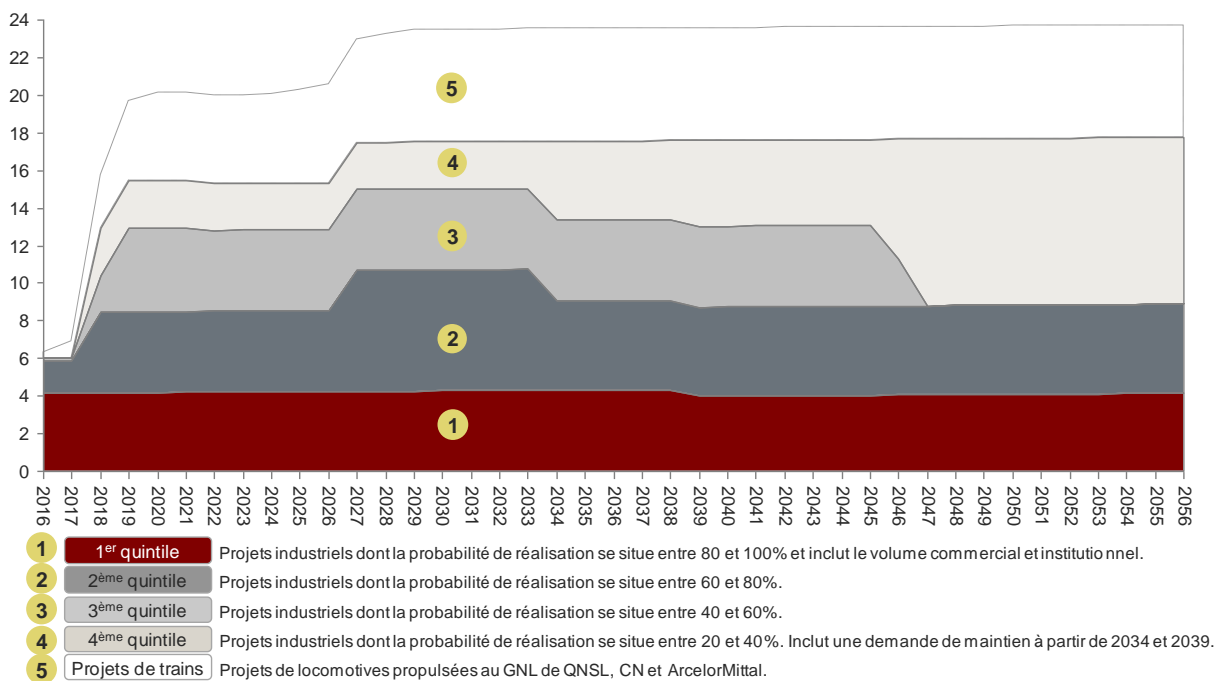
*Chaque projet est pondéré par sa probabilité de réalisation

Source : Analyse KPMG-SECOR.

Par ailleurs, il est utile de présenter la demande totale potentielle. Il s'agit en quelque sorte de la demande potentielle si tous les projets présentement connus se réalisaient. Cette approche tient compte de l'aspect binaire de la réalisation d'un projet qu'on ne retrouve pas dans l'approche de la demande espérée. En d'autres termes, un projet se réalise ou ne se réalise pas.

Pour tenir compte du niveau de risque attribuable aux estimations effectuées, la demande totale a été segmentée, selon la probabilité de réalisation des projets analysés. Sur le graphique suivant, chaque segment présente un niveau d'incertitude croissant : le potentiel du premier segment est donc le plus certain d'être réalisé dans sa totalité, alors que le potentiel estimé du quatrième segment présente le niveau d'incertitude le plus important.

GRAPHIQUE 2 : DEMANDE POTENTIELLE TOTALE
BCF, 2016 - 2056

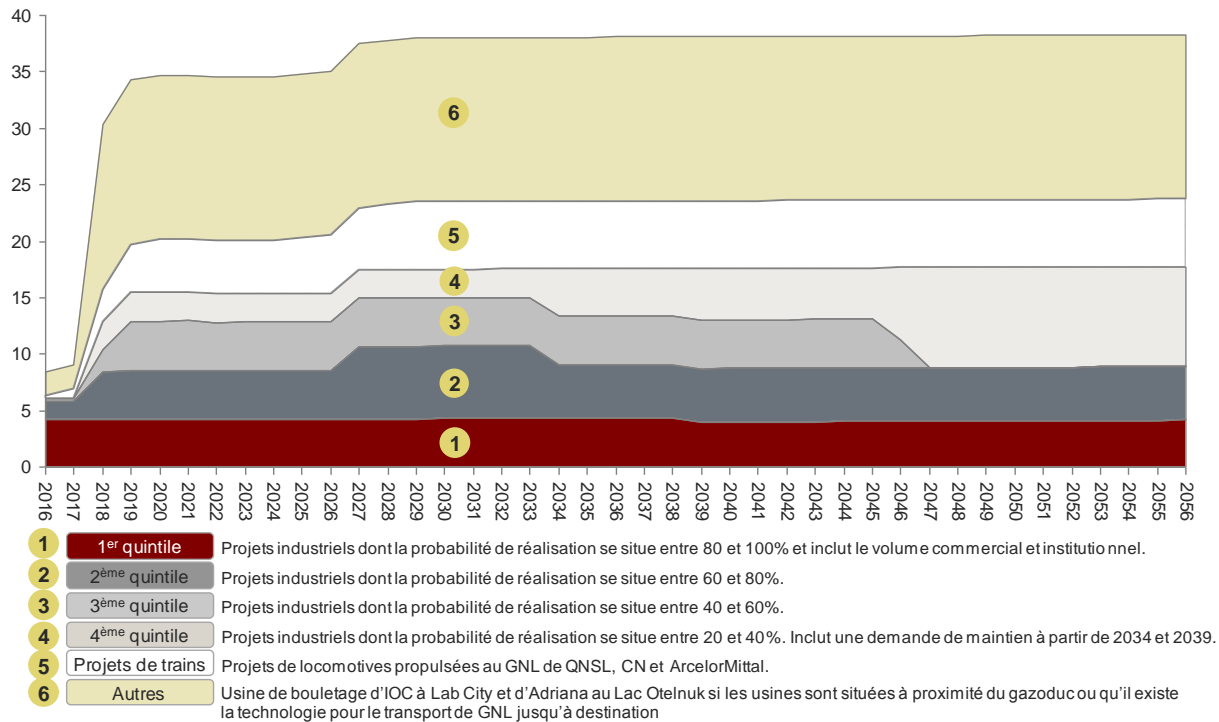


Source : Analyse KPMG-SECOR.

Le rapport apporte également d'autres considérations dans l'estimation de la demande totale, en particulier sur la possibilité de transporter du gaz naturel liquéfié sur site. Cette alternative pourrait s'avérer intéressante pour l'actuelle usine de bouletage d'IOC à Labrador City et pour l'important projet d'Adriana Resources du Lac Otehluk où l'on prévoit produire 50 millions de tonnes de boulettes. Par contre, ce scénario représente d'importants défis techniques et technologiques, d'où la prise en compte distincte des projets. Cette façon de faire a aussi l'avantage d'introduire la possibilité, même si elle n'est pas considérée par le promoteur, que le bouletage du minerai de fer du Lac Otehluk soit fait sur la Côte-Nord.

Ainsi, la considération de ces deux projets a un fort impact sur la demande totale potentielle. Celle-ci atteindrait 35 BCF à vitesse de croisière. Le graphique suivant présente cette demande potentielle, toujours selon une répartition du niveau de risque.

GRAPHIQUE 3 : DEMANDE POTENTIELLE TOTALE INCLUANT LE PROJET D'ADRIANA RESOURCES ET L'USINE D'IOC
BCF, 2016 - 2056



Source : Analyse KPMG-SECOR.

Des estimations prudentes

KPMG-SECOR a adopté un cadre d'analyse extrêmement conservateur à toutes les étapes ayant conduit à l'estimation de la demande potentielle. À cet égard, mentionnons :

- L'absence de prise en compte de tout effet revenu. Certaines entreprises existantes pourraient décider d'augmenter leur production devant les économies que pourraient offrir le recours au gaz naturel, ce qui aurait pour effet d'augmenter la consommation. Certains projets, présentement planifiés avec une alimentation au mazout, pourraient avoir le même comportement. Cet effet est par contre applicable surtout au secteur commercial et institutionnel ;
- Le plafonnement de la part de marché québécoise en termes absolus dans le marché du fer et l'ajout d'un seul projet à compter de 2034 malgré une croissance mondiale positive à long terme de la demande de fer;
- La découverte probable, sur 40 ans, d'autres gisements conduisant à l'émergence de projets inexistantes au moment de la rédaction de ce rapport;
- L'impact majeur du projet d'Adriana Resources au Lac Otelnuik qui pourrait représenter une importante demande supplémentaire, sous réserve que le transport de gaz naturel liquéfié soit techniquement et économiquement possible. Selon nos informations, le transport jusqu'à destination serait très difficile.

Néanmoins, ce potentiel serait considérable si les activités de transformation étaient considérées dans l'une des villes délimitées par l'étude;

- Une demande d'entraînement à la suite de l'implantation de nouvelles installations dans la région. Il s'agit de retombées économiques auxquelles la région peut aspirer : que la venue du gaz naturel attire de nouvelles entreprises qui elles-mêmes contribueront à la demande;
- L'absence de conversion de logements existants au gaz naturel.

L'estimation reflète en outre l'information disponible au mois d'août 2012 et les conclusions pourraient changer selon les plus récents développements et l'économie mondiale.

2. INTRODUCTION

2.1 DESCRIPTION DU MANDAT ET DU PROJET ENVISAGÉ

Le présent document constitue le rapport présenté par KPMG-SECOR sur l'évaluation du marché potentiel du gaz naturel pour les trois grandes villes de la Côte-Nord que sont Sept-Îles, Baie-Comeau ainsi que Port-Cartier ainsi que pour Saguenay, d'où le gazoduc serait issu, et ce, pour la période s'étendant de 2016 à 2056.

Depuis plus de 20 ans, Gaz Métro cherche à étendre son réseau vers le dernier centre industrialo-portuaire du Québec encore non desservi par le gaz naturel. Les projets en cours, annoncés et en discussion présentement grâce à l'effervescence du développement de la Fosse du Labrador, pourraient faire en sorte que la demande soit suffisante au cours des prochaines années, afin de justifier le prolongement du réseau de Gaz Métro de Jonquière à Sept-Îles. Toutefois, un tel investissement est considérable et doit reposer sur une estimation de la demande potentielle de gaz naturel sur la Côte-Nord crédible et détaillée.

L'évolution des activités économiques sur le territoire du Nord québécois pourrait avoir changé la donne pour Gaz Métro. Depuis 1999, année durant laquelle Gaz Métro s'est vu accorder les droits de distribution du gaz naturel sur le territoire de la Côte-Nord, l'entreprise est attentive aux possibilités d'extension de son réseau. Si les bases résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle existantes peuvent représenter une demande véritable pour le gaz naturel, il apparaît que ce volume n'est actuellement pas suffisant pour rentabiliser à long terme l'investissement nécessaire. Le déploiement actuel et futur des activités autour de la Fosse du Labrador pourrait modifier la rentabilité anticipée des investissements qu'on estime présentement à 750 millions de dollars.

Mentionnons seulement que la composante énergétique est très importante dans la structure de dépenses de projets du Nord québécois, de l'ordre de 16%. Dans plusieurs cas, il s'agit d'autant de consommations de mazout qui pourraient être converties au gaz naturel en raison de l'attrait de cette source d'énergie. Mais surtout, ce sont les différents projets de deuxième et troisième transformations qui sont actuellement considérés dans le territoire concerné qui viendraient justifier cet important investissement. D'ailleurs, ces projets auraient eux-mêmes plus de chances de voir le jour avec une nouvelle offre gazière, d'après les discussions que nous avons eues avec certains joueurs de l'industrie.

L'objectif du présent rapport est d'évaluer et de mettre en contexte le marché potentiel du gaz naturel sur le territoire de la Côte-Nord, dont Sept-Îles, Baie-Comeau et Port-Cartier ainsi que Saguenay. L'horizon temporel s'étend sur une période de 40 ans, soit de 2016 à 2056. L'étude inclut notamment :

- Une prévision pour 2016 des conversions, des nouveaux projets et des augmentations de charge selon des scénarios de probabilité;
- Une prévision pour chacune des années subséquentes jusqu'en 2056 du potentiel de consommation de gaz naturel.

Pour réaliser cette étude, KPMG-SECOR a su regrouper une équipe d'experts dont la composition est illustrée à la dernière section du présent rapport.

2.2 STRUCTURE DU DOCUMENT

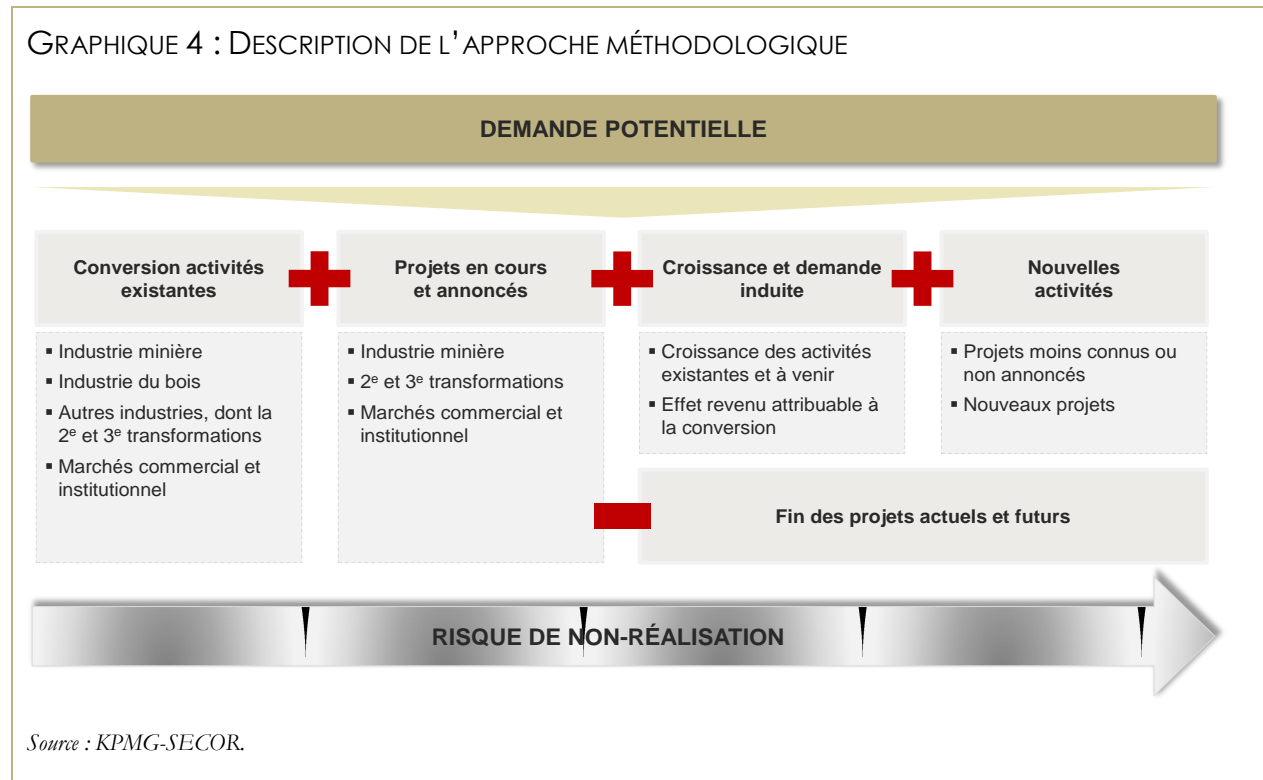
La structure du présent document reflète l'approche que nous avons utilisée dans ce mandat. Une attention particulière a été accordée à la description des secteurs industriels susceptibles d'influer sur la demande en gaz naturel, notamment le secteur du fer. Cet accent s'explique par l'importance relative de la demande du secteur industriel par rapport au résidentiel, commercial et institutionnel dans la viabilité du projet.

Ainsi, le document suit la structure suivante :

- L'approche méthodologique utilisée, incluant les diverses phases du mandat et la méthodologie d'évaluation des projets;
- Une mise en contexte des enjeux au regard des structures économiques et énergétiques de la Côte-Nord et des impacts potentiels du Plan Nord sur la région;
- Les déterminants de la demande en gaz naturel sur la région Côte-Nord. Après une brève description du gaz naturel comme source d'énergie, cette partie présente différents secteurs pouvant influencer la demande de gaz naturel, à savoir les secteurs du fer, de l'aluminium, des pâtes et papiers et le secteur institutionnel et commercial;
- Les estimations détaillées de la demande potentielle en gaz naturel sur la région Côte-Nord sur la période 2016-2056.

3. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

La demande potentielle pour le gaz naturel sur le territoire de la Côte-Nord est composée de différents facteurs qu'il a fallu aborder de façon spécifique. Le graphique 4 décrit les différents facteurs d'influence de la demande potentielle en gaz naturel.



Pour atteindre les résultats escomptés, KPMG-SECOR a mis en œuvre une méthodologie robuste et très documentée dont les sections suivantes donneront un aperçu.

3.1 ANALYSE DE LA SITUATION ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE ET PORTRAITS SECTORIELS

Cette étape a permis d'étudier, à haut niveau, la structure économique de la Côte-Nord afin de pouvoir mieux cibler les composantes de la demande de gaz naturel. KPMG-SECOR s'est particulièrement intéressée aux 4 éléments suivants :

1. La valeur de la production économique, incluant l'évolution sectorielle du produit intérieur brut (PIB) et les investissements dans la région;
2. Le portrait démographique, incluant l'évolution de la population par tranche d'âge, le solde migratoire et les perspectives de long terme;
3. L'emploi, incluant une analyse sectorielle de son évolution;
4. Les ressources naturelles connues, exploitées ou exploitables, de la région.

Ce portrait a également inclus un état de situation de la consommation énergétique actuelle des entreprises industrielles de la Côte-Nord réalisé sur la base des analyses effectuées par KPMG-SECOR, incluant le type d'énergie (mazout, hydroélectricité) et la nature de leur utilisation (chauffage, électricité).

C'est aussi à cette étape que l'initiative du Plan Nord du gouvernement du Québec a été résumée. Les effets de ce projet sur les activités économiques de la Côte-Nord et de ses trois principales villes ont ainsi été étudiés.

Enfin, il s'est agi, à la suite de cette analyse de la structure économique, d'élaborer divers portraits sectoriels, incluant notamment les secteurs du fer, de l'aluminium et des pâtes et papiers.

3.2 COLLECTE DES DONNÉES

L'équipe du mandat s'est tout d'abord efforcée de cibler des organisations existantes susceptibles d'effectuer une conversion au gaz naturel. Par la suite, il a fallu identifier les projets en cours de développement ou annoncés pouvant être en exploitation en 2016 ou durant les années suivantes.

En parallèle, nous avons élaboré un questionnaire en vue de la tenue d'entrevues semi-dirigées avec ces clients potentiels (cf. Annexe 1). Le questionnaire s'est intéressé à différents éléments incluant notamment :

- Le secteur, le niveau d'activité et l'horizon de vie du projet;
- La consommation d'énergie, sa forme et son utilisation;
- Les éléments clés de succès ou les conditions à rencontrer pour opter pour le gaz naturel;
- Les perspectives d'expansion à court, moyen et long termes.

KPMG-SECOR a par la suite réalisé des entrevues auprès des hauts dirigeants de ces entreprises. De format semi-dirigé, les entrevues ont été conduites en personne ou par téléphone. La liste des entreprises contactées est disponible à l'Annexe 2 pour plus de détails. À ces entrevues, d'autres se sont ajoutées auprès de spécialistes et d'experts du domaine ainsi qu'auprès d'intervenants publics sans oublier les ressources internes à KPMG-SECOR. Toutes les rencontres ont fait l'objet d'un résumé.

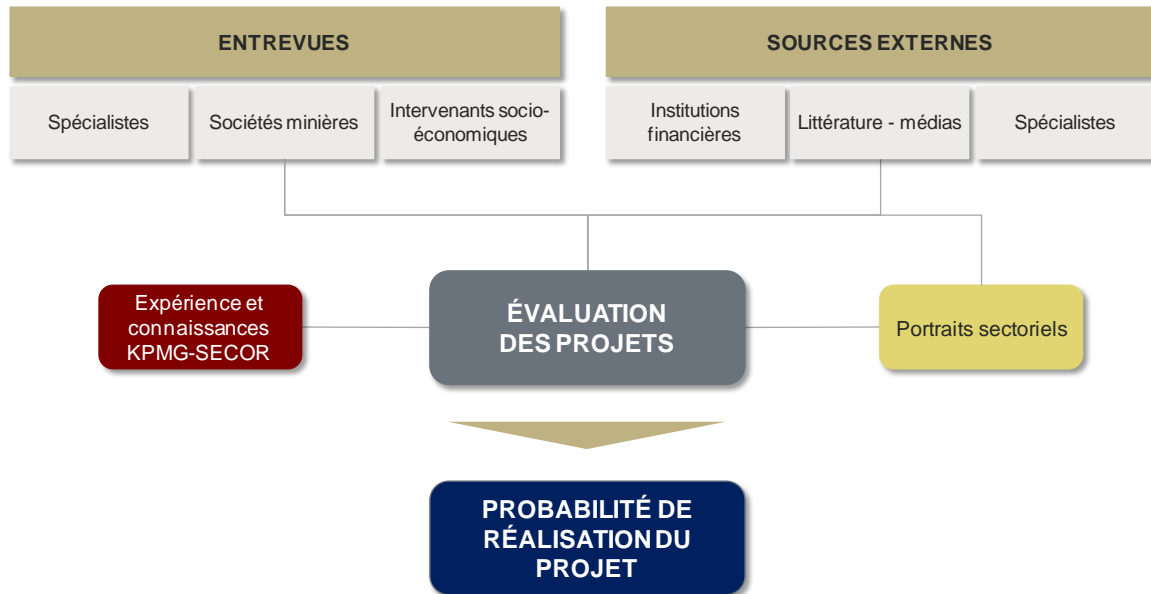
3.3 ANALYSE DES PROJETS

Une troisième étape a consisté en l'évaluation proprement dite de la demande potentielle. Les informations collectées à l'étape précédente ont fait l'objet d'une grille d'analyse. Tel que schématisé au Graphique 5, l'analyse des projets s'est basée sur deux éléments principaux :

- Les entrevues réalisées;
- Des sources externes d'information complémentaires incluant des spécialistes du secteur énergétique.

Ces évaluations ont été ultérieurement bonifiées par l'expertise de KPMG-SECOR dans les secteurs du fer, de l'aluminium et des pâtes et papiers, tel que synthétisé dans les portraits sectoriels au Chapitre 5.

GRAPHIQUE 5 : PROCESSUS D'ÉVALUATION DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES PROJETS



Source : KPMG-SECOR.

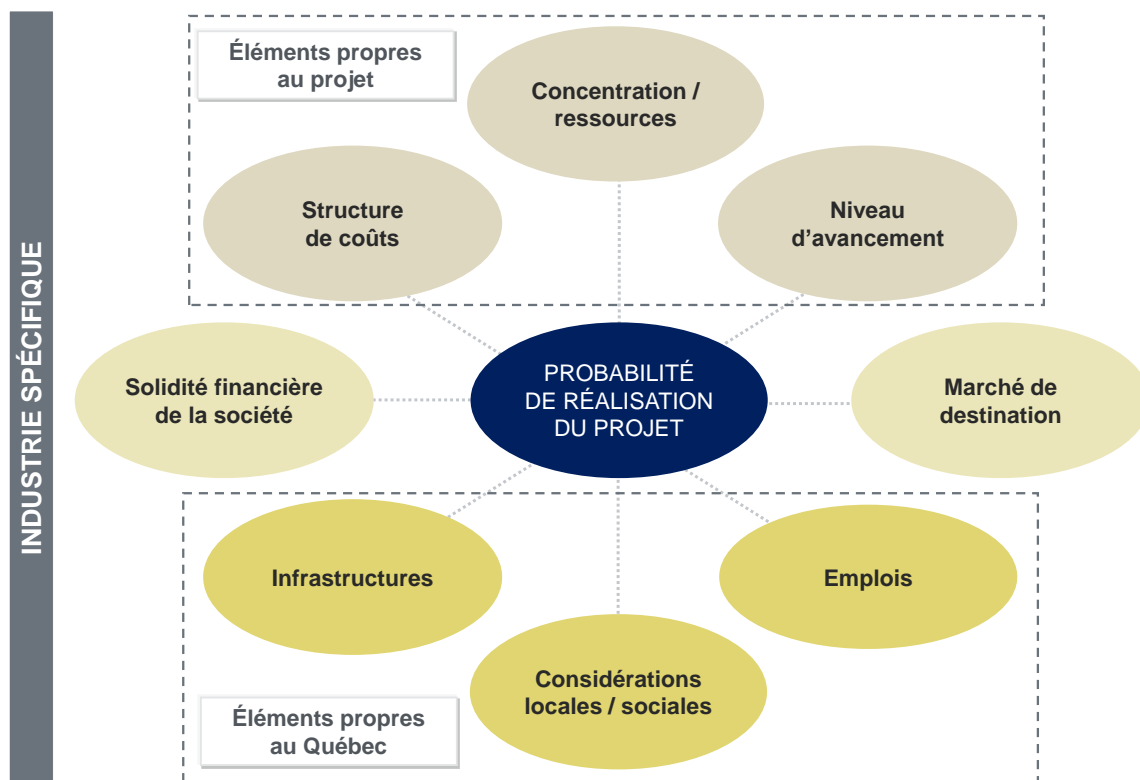
Le cadre méthodologique utilisé pour l'évaluation des projets, schématisé au Graphique 6, est basé sur huit critères différents, incluant des éléments spécifiques au projet et d'autres spécifiques au Québec. D'autres organisations qui ont fait des analyses dans des contextes autres nous ont confirmé utiliser des critères semblables. Ces éléments sont les suivants :

- **La marge d'exploitation** du projet qui correspond au niveau d'efficacité opérationnelle attendu (évalué selon le niveau des coûts de production)². La marge d'exploitation correspond à la proportion de revenus qu'il reste après que l'entreprise ait payé ses coûts variables (matières premières, salaires...). Il s'agit du principal facteur avec un impact compris entre 37% et 45% sur l'espérance finale (cf. Graphique 8). En effet, un projet avec une efficacité opérationnelle plus importante, donc de faibles coûts de production, aura une probabilité de réalisation et une pérennité accrues en comparaison d'un projet avec des coûts élevés, plus sensibles aux cycles de prix;
- **Le volume et la concentration des réserves** prouvées et probables et des ressources indiquées, mesurées et inférées, pour les secteurs forestiers et du fer uniquement. Un projet de « classe mondiale » avec d'importantes quantités de minerai exploitables aura ainsi une probabilité de réalisation accrue en comparaison d'un gisement marginal;
- **Le niveau d'avancement du projet** dont les différentes étapes sont détaillées au graphique 7. En effet, plus le projet sera à une étape avancée, plus la probabilité qu'il se réalise sera élevée. Ce critère ne s'applique pas au secteur forestier en raison de l'absence de projets en développement dans la région;
- **La solidité financière** de la société responsable du projet (ainsi que de son partenaire financier le cas échéant), évaluée sur la base de plusieurs critères incluant notamment les liquidités disponibles et l'accès au capital (capitaux propres, dette);

² En ce qui a trait aux projets miniers, KPMG-SECOR s'est fiée principalement aux études de faisabilité et évaluations économiques préliminaires réalisés par les entreprises concernées lorsque celles-ci étaient disponibles.

- **Le marché de destination** du minéral, notamment l'existence d'acheteurs et de contrats et l'évolution du marché;
- **Les infrastructures existantes** à proximité du projet ou celles prévues. Le besoin, ou non, de construire des infrastructures et les coûts, délais et incertitudes associés peuvent avoir un impact sur la probabilité de réalisation d'un projet;
- **Les considérations locales et sociales.** L'existence d'ententes locales diminue généralement la probabilité d'opposition des communautés locales au projet, source potentielle de retards et de coûts supplémentaires. Les relations avec les communautés autochtones et la sensibilité aux considérations environnementales représentent généralement des éléments forts à considérer lors de la mise en place d'un projet. Ceci ne concerne que les projets miniers, seuls projets faisant potentiellement l'objet d'une opposition locale parmi les 3 secteurs;
- **La disponibilité de la main-d'œuvre,** notamment la distance par rapport aux bassins de population constitués par les villes de Baie-Comeau, Sept-Îles et Port-Cartier ou l'existence de villes minières³ à proximité. En effet, les projets les plus excentrés pourront avoir des enjeux supplémentaires de construction de camps miniers et d'attraction de la main-d'œuvre.

GRAPHIQUE 6 : CRITÈRES D'ÉVALUATION DES PROJETS

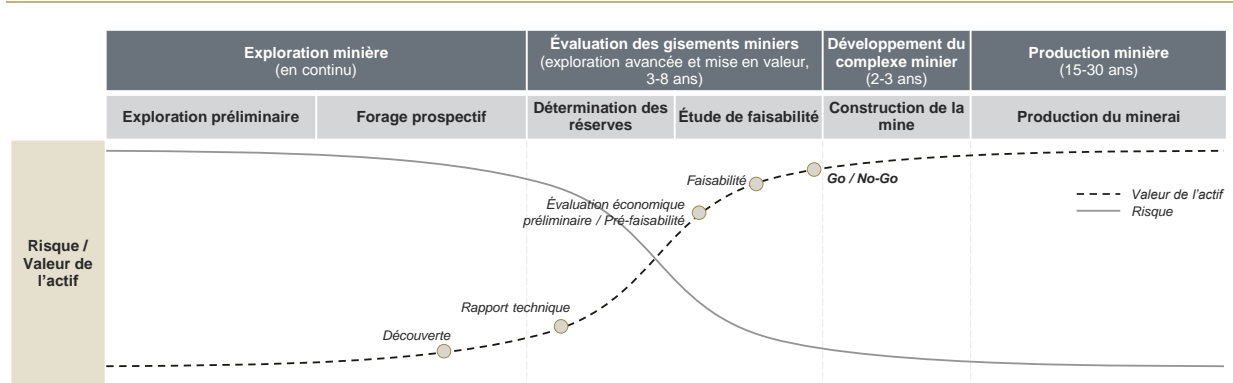


Source : KPMG-SECOR.

³ Telles que Schefferville, par exemple.

GRAPHIQUE 7 : PRINCIPALES ÉTAPES D'UN PROJET MINIER

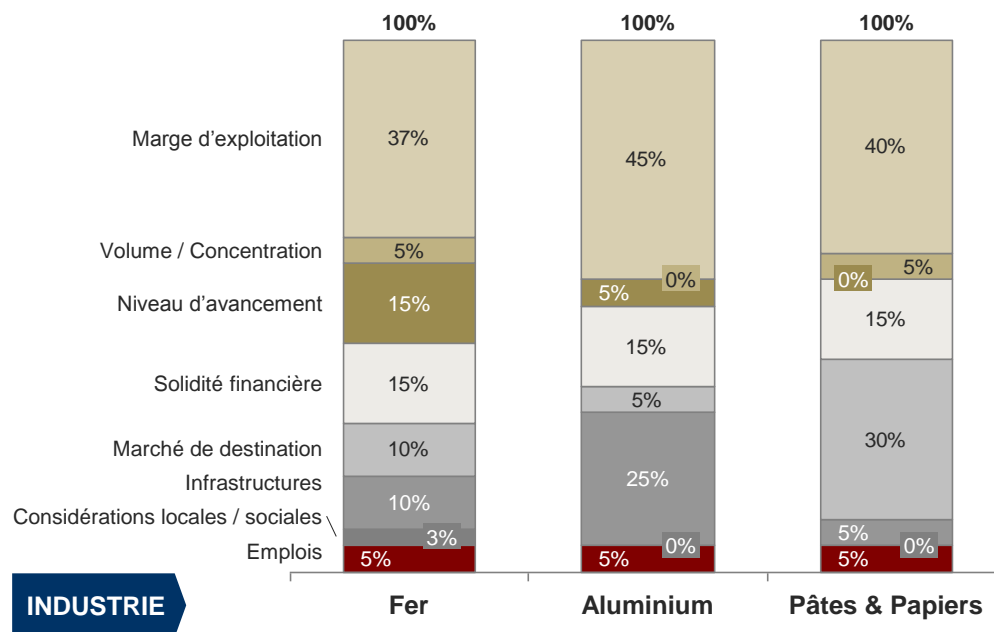
De l'exploration à la production



Sources : Aspermont, Association minière du Canada, KPMG-SECOR.

Les huit critères ont été sélectionnés comme étant les éléments déterminants de réalisation d'un projet selon l'information recueilli tel qu'illustré par notre méthodologie au graphique 5. Étant donné la nature non-applicable de certains critères dans certaines industries, certains critères ont une importance différente et une pondération différente a été utilisée tel que le détaille le graphique 8. Ensuite, selon chacun de ces critères, chaque projet s'est vu attribuer une note de 1 (plus faible) à 5⁴ (plus élevé). Il en résulte une probabilité de réalisation pour chacun des projets. Aucun projet n'a obtenu une note de 100%.

GRAPHIQUE 8 : PONDÉRATION SECTORIELLE DES CRITÈRES D'ÉVALUATIONS DES PROJETS



Source : KPMG-SECOR.

⁴ Représente 100% du critère

Les projets ont, dans le même temps, fait l'objet d'une estimation des besoins potentiels en gaz naturel sur la base de leur consommation annuelle en électricité, mazout lourd, diesel et autres pouvant être convertie en gaz naturel. Cette conversion potentielle des consommations prévues dépendait de deux éléments :

1. La possibilité technique et économique, au regard de l'utilisation finale, d'utiliser du gaz naturel en lieu et place de la source d'énergie habituelle;
2. L'intérêt démontré lors des entrevues par l'entreprise pour l'utilisation de gaz naturel, qui pourra être fortement influencé par l'évolution future des prix actuellement bas du gaz naturel.

En somme, chaque projet s'est vu attribuer une probabilité de réalisation, une consommation potentielle en gaz naturel et une durée de vie. La multiplication, pour chaque projet, de la consommation potentielle par la probabilité de réalisation a ensuite permis d'avoir une espérance de consommation sur la durée du projet. Pour plus de détails, on pourra se référer à la partie 6 qui aborde les résultats du modèle.

4. MISE EN CONTEXTE

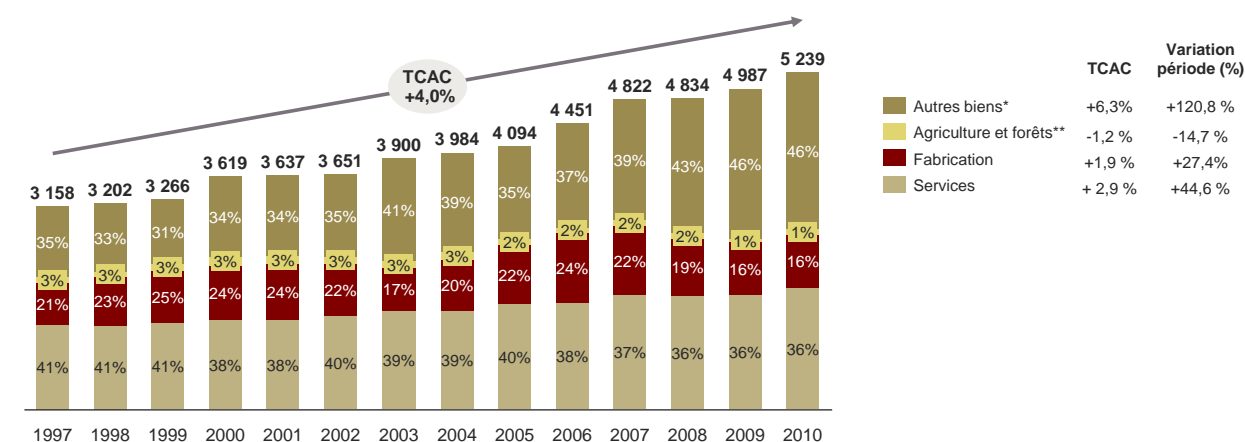
4.1 STRUCTURE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE DE LA CÔTE-NORD

La région administrative de la Côte-Nord est la région du Québec située la plus à l'est de la rive nord du fleuve Saint-Laurent. En termes de superficie, elle représente 236 699 km², soit 18% du territoire québécois. Elle possède six municipalités régionales de comtés (MRC) qui englobent plus de trente municipalités locales dont deux villes de plus de 20 000 habitants, soit Baie-Comeau et Sept-Îles, ainsi que dix réserves amérindiennes et dix territoires non organisés.

4.1.1 PRODUCTION

En 2010, l'économie de la Côte-Nord atteignait 5,2 milliards de dollars, soit 1,8% du PIB de l'ensemble du Québec. Entre 1997 et 2010, le PIB de la Côte-Nord a connu une très forte croissance de près de 4% annuellement, notamment grâce au secteur de production d'autres biens, regroupement qui inclut les services publics, la construction et l'extraction minière, pétrolière et gazière. La croissance annuelle de ce secteur a ainsi été de 6,3%, faisant de celui-ci le principal secteur de l'économie de la région à partir de 2007. Le secteur de l'agriculture et de la forêt⁶ a connu de plus amples difficultés, diminuant de 1,2% annuellement.

GRAPHIQUE 9 : ÉVOLUTION DU PIB BRUT SUR LA CÔTE-NORD ET CONTRIBUTION PAR SECTEUR
En millions de \$, du total par secteur, 1997-2010



Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

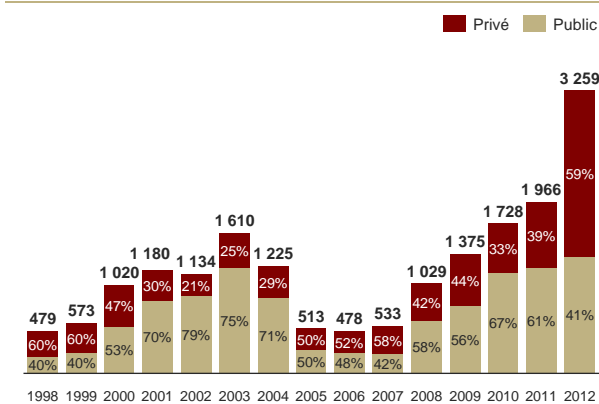
⁵ La Haute-Côte-Nord, Manicouagan, Caniapiscau, Sept-Rivières, Minganie et le Golfe-du-Saint-Laurent.

⁶ Agriculture, foresterie, pêche et chasse.

Malgré une hausse de l'activité économique du secteur de la fabrication, la région subit depuis quelques années une diminution du nombre d'établissements. Des 122 établissements du secteur de la fabrication existants en 2004, il en restait 108 en 2009. Alors que la majeure partie des établissements de la région sont dédiés à la fabrication de produits de bois et d'aliments (28% des établissements), ce sont eux qui ont connu le plus de pertes avec la fermeture nette de 3 et 5 établissements respectivement.

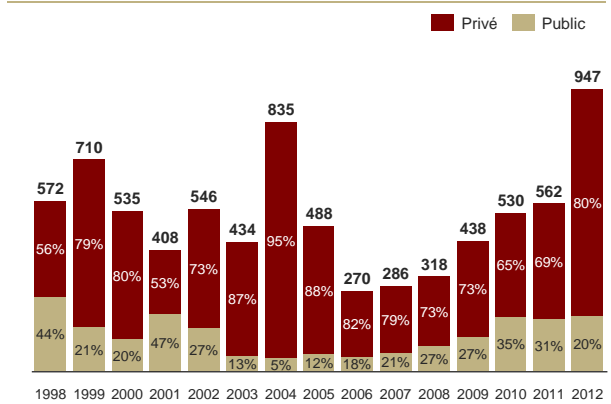
GRAPHIQUE 10 : DÉPENSES EN IMMOBILISATION - CONSTRUCTION

En millions de \$, 1998-2012



GRAPHIQUE 11 : DÉPENSES EN IMMOBILISATION - MACHINES ET ÉQUIPEMENT

En millions de \$, 1998-2012



Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

L'investissement dans la région est en hausse depuis 2006, les dépenses en immobilisations ayant quintuplé entre 2006 et 2012. Cette hausse du niveau d'investissement est fortement tributaire du secteur privé, notamment avec l'achat de machines et d'équipements, mais aussi par des dépenses de construction en forte augmentation en 2012. La hausse constatée en 2012 s'explique notamment par l'augmentation des investissements dans le secteur minier. Par exemple, les expansions du Mont-Wright, du Lac Bloom et du Lac Tio ainsi que de diverses études de faisabilité et de mise en construction de campements ont contribué à rehausser l'investissement dans la région. Le chantier majeur de La Romaine d'Hydro-Québec explique aussi la bonne conduite des investissements.

4.1.2 DÉMOGRAPHIE

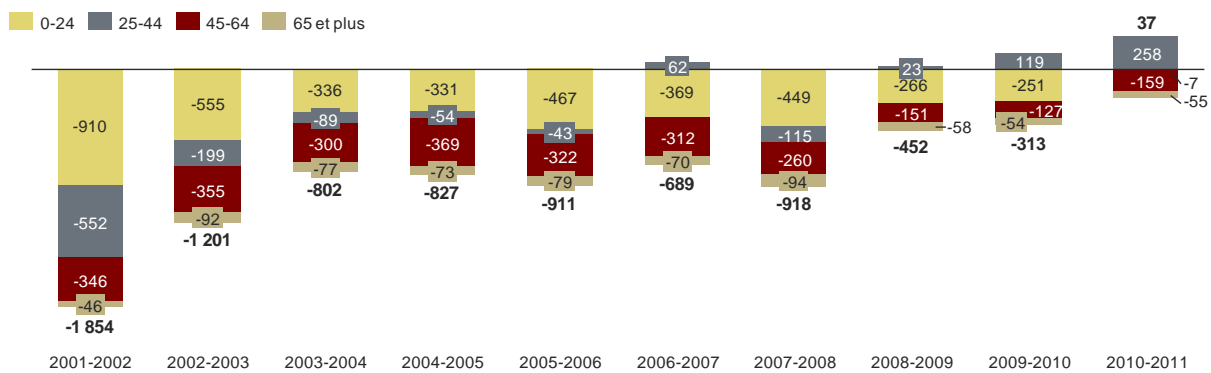
Malgré l'ampleur de son territoire, la population de la Côte-Nord ne représente que 1,2% de l'ensemble du Québec, avec une population vieillissante et en diminution. En l'espace de 15 ans, la population de la région a diminué de 8 841 habitants :

- Ce sont les moins de 25 ans qui ont connu la plus forte diminution, soit une différence de 24,7% entre 1996 et 2011;
- La population de 65 ans et plus a proportionnellement doublé, passant de 7% à 14% de la population, soit une augmentation de 76% sur la période.

Néanmoins, le solde migratoire interrégional pour l'année 2010 fut positif pour la première fois en 10 ans. Les départs concernaient historiquement la population entre 0 et 24 ans (potentiellement pour des raisons d'accès à l'éducation) et la population de 45 ans et plus (potentiellement dû à la fermeture de nombreuses entreprises). Cependant, depuis 2008 nous assistons à moins de départs des 0 à 24 ans et même à un retour des 25 à 44 ans dans la région, tel que le détaille le Graphique 12.

GRAPHIQUE 12 : ÉVOLUTION DU SOLDE MIGRATOIRE INTERRÉGIONAL DE LA CÔTE-NORD PAR TRANCHE D'ÂGE

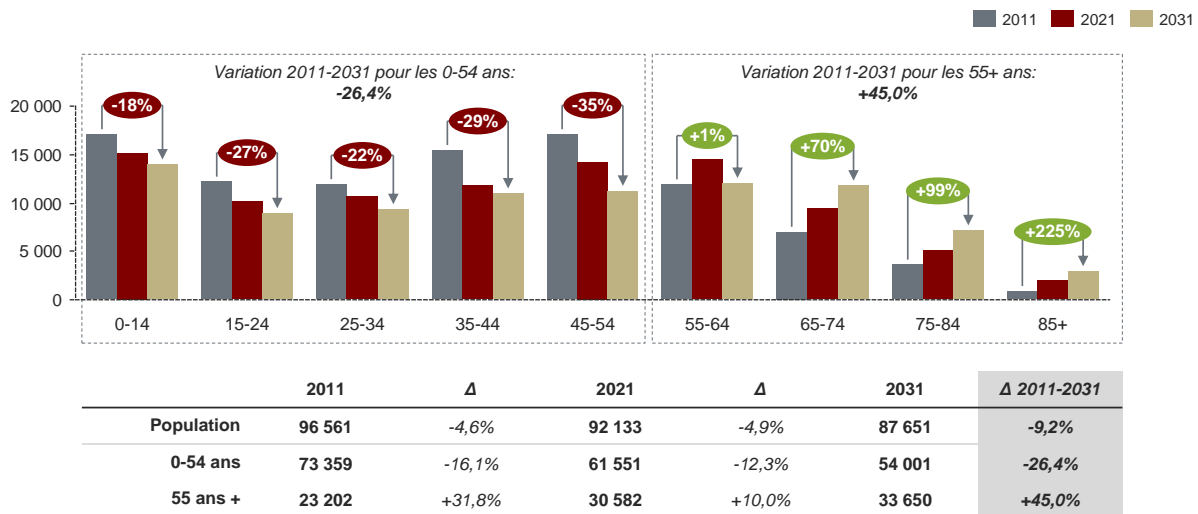
Nombre d'habitants par tranche d'âge en années, 2001-2011



Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 13 : PRÉVISION DE LA POPULATION TOTALE DE LA CÔTE-NORD

Nombre d'habitants par tranche d'âge en années, 2011, 2021, 2031



Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

Selon les prévisions actuelles⁷, la région administrative de la Côte-Nord pourrait perdre près de 9 000 habitants d'ici 2031. Cette perte proviendrait essentiellement des 54 ans et moins, avec une diminution de 26,4% contre une hausse de 45% pour les 55 ans et plus. Dans ce contexte, les projets d'investissement qui permettraient de garantir une activité économique dans la région seront déterminants afin de contenir les fuites interrégionales. Les annonces de projets miniers pourraient fortement modifier les perspectives démographiques à court, moyen et long termes.

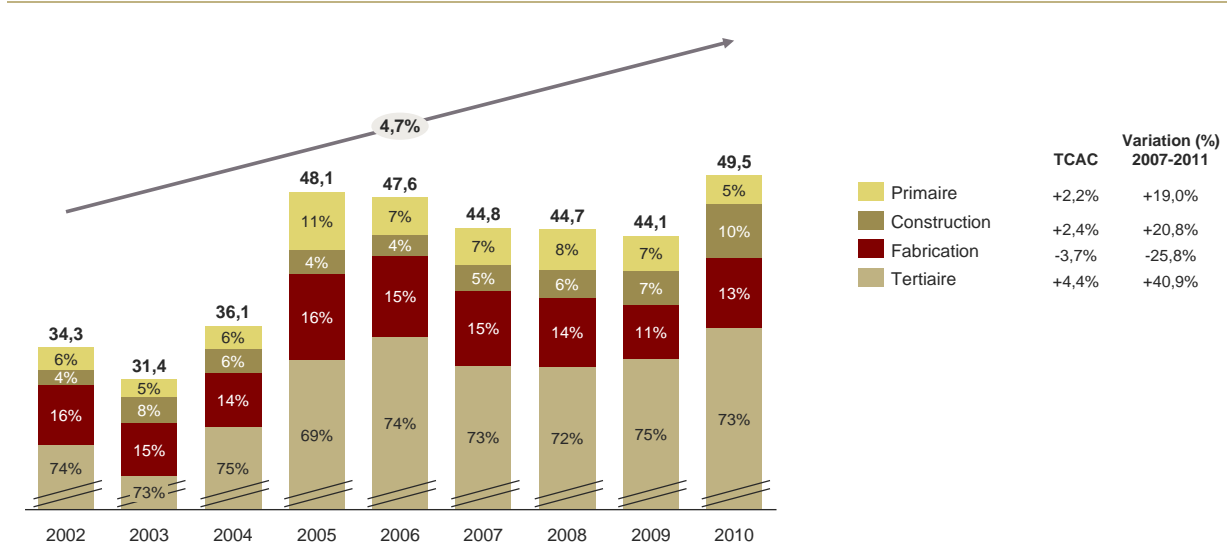
4.1.3 EMPLOI

Malgré une diminution de la population entre 2002 et 2010, on constate globalement une augmentation du nombre d'emplois sur la même période. Toutefois, entre 2005 et 2009, il y a eu une diminution de 4 000 emplois qui furent compensés par une forte augmentation en 2010. Le secteur ayant le moins contribué à cette hausse est celui de la fabrication, avec une croissance annuelle moyenne de 1,9% sur la période. À l'inverse, le secteur ayant le plus contribué à la création d'emplois est le secteur de la construction, avec une croissance annuelle moyenne de 17,7%. Le secteur qui emploie le plus d'individus est néanmoins le secteur tertiaire qui représentait 73% des emplois totaux en 2010.

Depuis 2007, les emplois sur la Côte-Nord sont relativement mieux rémunérés par rapport à l'ensemble du Québec. Le revenu personnel par habitant sur la Côte-Nord a augmenté de 41% entre 2002 et 2010, pour atteindre 36 800 \$ par habitant, soit une croissance supérieure aux 28% enregistrés pour l'ensemble du Québec qui a atteint 34 400 \$.

⁷ Basées sur la tendance des années de 1996 à 2006, qui pourrait avoir changé.

GRAPHIQUE 14 : ÉVOLUTION DE L'EMPLOI PAR INDUSTRIE SUR LA CÔTE-NORD
En milliers d'emplois, 2002-2012



Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

4.1.4 RESSOURCES NATURELLES

La région de la Côte-Nord est une région peu peuplée en comparaison du reste du Québec, mais dont le territoire est immense. Riche en ressources naturelles, la région de la Côte-Nord représente un fort potentiel de développement économique. L'évaluation foncière en production et extraction de richesses naturelles est proportionnellement deux fois plus élevée que l'ensemble du Québec (8% vs 4%). Elle possède de nombreux lacs et rivières et 17% de sa superficie est constituée d'eau douce. Ce potentiel hydraulique a fait en sorte que de nombreuses installations hydroélectriques ont été réalisées par Hydro-Québec dans la région. Ainsi, en 2008, 30% de l'énergie électrique produite au Québec l'était depuis la région de la Côte-Nord. Cette dernière est également fortement composée de forêts boréales à une hauteur de 73% de son territoire.

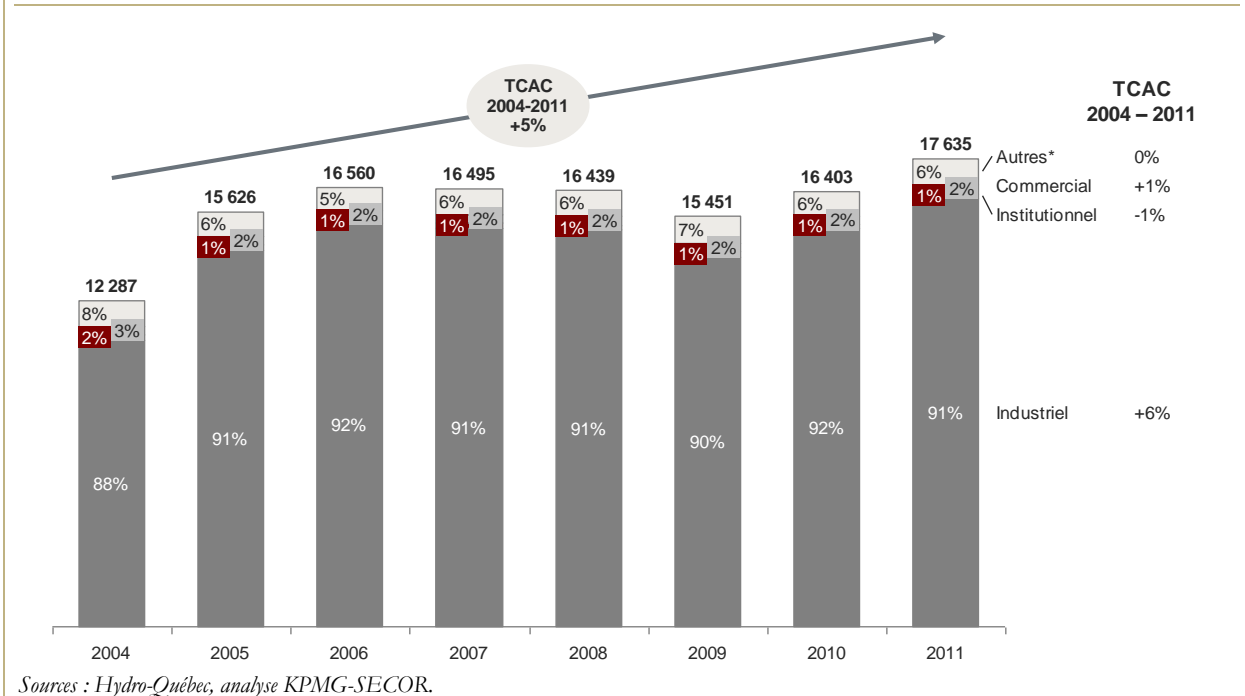
Bien que l'industrie forestière ne soit pas à son apogée, la Côte-Nord a été historiquement l'une des régions au Québec produisant beaucoup de produits de bois. Le sous-sol regorge enfin d'une diversité d'indices de minéraux métalliques et d'un fort potentiel minier. Le fer est le minerai pour lequel la Côte-Nord est la plus reconnue, entre autres grâce à la Fosse du Labrador qui repose en partie sur son territoire. Selon une évaluation de la CRÉ de la Côte-Nord, la région dispose d'un tonnage probable de fer de plus de 5 milliards de tonnes.

4.1.5 PORTRAIT DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE

Tel que mentionné précédemment, la Côte-Nord possède un fort potentiel hydroélectrique. Bien que l'électricité produite soit aussi utilisée par d'autres régions du Québec, l'électricité consommée dans la région représente environ 10% de la consommation totale du Québec. Cette consommation est réalisée à plus de

90% pour l'usage industriel. À partir de 2005, les besoins énergétiques ont augmenté de plus de 3 000 GWh à la suite du doublement de la production de l'Aluminerie Alouette. Bien que la consommation d'électricité ait été plutôt stable depuis, la consommation industrielle a chuté en 2009 en même temps que la crise économique. Après un regain de l'activité industrielle, la consommation d'électricité de la région a atteint un nouveau sommet à 17 635 GWh, partagé entre le résidentiel, l'institutionnel, le commercial et l'industriel.

GRAPHIQUE 15 : CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ SELON LA CATÉGORIE D'USAGE – RÉGION CÔTE-NORD
GWh, de 2005 à 2011



Nos démarches ont tenté d'établir la consommation de produits pétroliers sur le territoire de la Côte-Nord. Malheureusement, nos informations, tant du côté du ministère des Ressources naturelles que de la Régie du bâtiment, responsable de l'inventaire des réservoirs, sont à l'effet qu'il n'existe plus de statistiques sur le sujet. La seule indication disponible est le volume de mazout et d'essence transigé au Port de Sept-Îles qui était estimé en 2010 à 396 347 de tonnes⁸.

Par contre, on n'en connaît pas l'utilisation, ce qui rend impossible de départager la consommation liée au transport à celle nécessaire aux procédés industriels.

4.2 IMPACT DU DÉVELOPPEMENT DU NORD POUR LA RÉGION

Initié par le gouvernement québécois en mai 2011, le Plan Nord est un projet de développement économique des régions nordiques du Québec (au nord du 49^e parallèle). D'une durée prévue de 25 ans, il concerne une

⁸ Rapport annuel 2010 du Port de Sept-Îles.

zone de près de 72% de la superficie totale du Québec. Il repose sur 6 axes de développement principaux, détaillés au Graphique 16.

GRAPHIQUE 16 : PRINCIPALES COMPOSANTES DU PLAN NORD

Six principaux secteurs visés



Sources : Gouvernement du Québec, MRNF.

Le développement du secteur minier constitue un des éléments majeurs. Au sein de la région de la Côte-Nord, deux projets d'infrastructures reliés au Plan Nord sont actuellement en gestation :

- Le premier est la réfection de la route 389 pour un montant total de 415,5 millions de dollars. La réfection de cette route située entre Baie-Comeau et Fermont devrait faciliter l'exploitation des ressources dans la région de Fermont, notamment pour les mines de Lac Bloom, Mont Wright et Fire Lake.
- Le second projet est le prolongement de la route 138 de Natashquan à Blanc-Sablon et représente un investissement de 251 millions de dollars⁹.

Le gouvernement du Québec a également annoncé, en juillet 2012, un investissement de 200 millions de dollars pour des projets municipaux de développement jugés prioritaires et associés au Plan Nord¹⁰. Ces investissements pourraient concerner les villes de Fermont, Baie Comeau, Port Cartier et Sept-Îles.

⁹ (Masson, 2011)

¹⁰ (Radio-Canada, 2012)

4.3 UN DÉVELOPPEMENT GAZIER DIFFÉRENT QUE PAR LE PASSÉ

Le projet actuellement considéré par Gaz Métro diffère des prolongements d'importance du réseau de gaz naturel réalisés au cours des dernières décennies. Il est différent parce que les coûts des infrastructures seraient pris en charge par Gaz Métro¹¹ et incluent dans la structure tarifaire.

Pour un projet de cette ampleur, il s'agirait d'une première qu'il importe de mettre en contexte. En effet, le financement du développement du réseau gazier québécois a été pris en charge dans le passé par le gouvernement fédéral. Au début des années 1980, il s'agissait d'une réponse aux chocs pétroliers survenus au début et à la fin des années 1970 : le Programme énergétique national.

C'est dans ce contexte que TransCanada proposa le prolongement de son réseau gazier vers les régions non desservies du Québec et même des Maritimes¹². Plusieurs mesures proposées pour assurer la faisabilité du projet au Québec auront été adoptées, notamment l'intégration complète du coût des nouvelles installations dans son coût de service. Alors que TransCanada en avait fait la demande, la construction des latérales (qui aurait normalement été prise en charge par le distributeur) fut octroyée à Gaz inter-cité Québec (acquise en 1985 par Gaz Métro).

La conséquence demeure que la construction des latérales par Gaz inter-cité Québec fut en grande partie financée par une subvention de 500 millions \$ provenant du gouvernement fédéral. Les sommes devaient aussi être utilisées pour la construction des installations de transmission sur l'île de Vancouver¹³.

Par la suite, Gaz inter-cité Québec et Gaz Métro ont aussi bénéficié de droits de développement qui ont pris la forme d'un congé de paiement de la prime à la demande du service (*contract demand*) de TransCanada (qui deviendra TQM). Le congé était initialement de 100% de cette prime et diminuait par la suite. Ce concept ainsi que d'autres mesures d'assistance, dont des subventions pour aider l'expansion des réseaux existants de distribution, ont fait l'objet de décisions ou de discussions dans le cadre de projets de TransCanada¹⁴. Même si cela n'a pas été mis en œuvre, on a aussi déjà étudié un taux d'amortissement réduit sur la base tarifaire durant les premières années (passant de 1 à 4 %) afin de réduire le coût de service durant cette période initiale.

Bref, le développement du réseau gazier dans les années 1980 a bénéficié d'un support manifeste. Plusieurs régions du Québec (et d'ailleurs au Canada) ont pu ainsi avoir accès à cette forme d'énergie. Une situation différente par rapport ce qui est envisagé actuellement pour le développement nord-côtier.

¹¹ Ainsi que le Gouvernement du Québec selon certaines conditions. Voir le fascicule Ressources naturelles et Plan Nord du Budget 2012-2013 du Gouvernement du Québec.

¹² Office national de l'énergie, GH-4-79

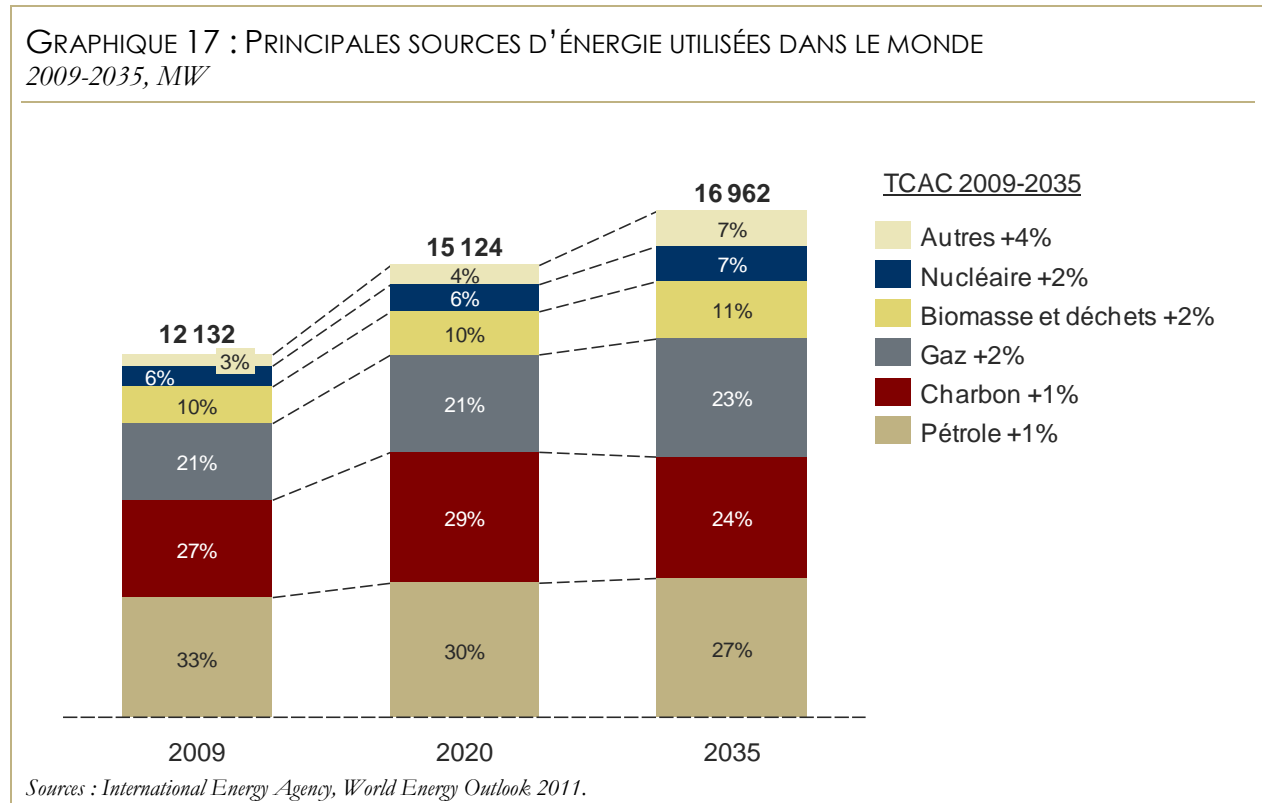
¹³ *The Trans Quebec & Maritimes Pipeline Project : The jurisdictional debate in the area of land planning*", Nicolas Roy, in Les Cahiers de droit, vol. 23, n° 1, 1982.

¹⁴ Office national de l'énergie, RH-4-81

5. DÉTERMINANTS DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

5.1 L'ÉCONOMIQUE DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel était, en 2009, la troisième source d'énergie au monde avec 21% du total, après le pétrole (33%) et le charbon (27%). D'après les dernières estimations de l'Agence internationale de l'énergie, cette tendance devrait se poursuivre au cours de 25 prochaines années tel que le montre le Graphique 17.



Cette source d'énergie constitue un des combustibles les plus efficaces pour plusieurs industries :

- Pour la mécanique des bâtiments, il pourra être utilisé pour le chauffage, la ventilation et la production d'eau chaude domestique;
- En ce qui a trait aux divers procédés ayant de forts besoins thermiques.

Ainsi, le gaz naturel peut être utilisé par les particuliers et entreprises pour leurs besoins quotidiens, mais également par les industries du fer, de l'aluminium et des pâtes et papiers pour les besoins spécifiques suivants :

- **Pour le fer**, il pourrait notamment servir à la cuisson des boulettes, procédé requérant une chaleur élevée;

- **Pour l'aluminium**, il pourrait servir aux fours de maintien et de fusion de l'aluminium et à la cuisson des anodes¹⁵. À noter par ailleurs que le gaz naturel ne peut pas servir directement aux procédés électrolytiques, le procédé le plus énergivore des alumineries;
- **Pour les pâtes et papiers**, il pourrait être utilisé pour la génération de vapeur pour le séchage du papier bien que la biomasse lui soit généralement préférée.

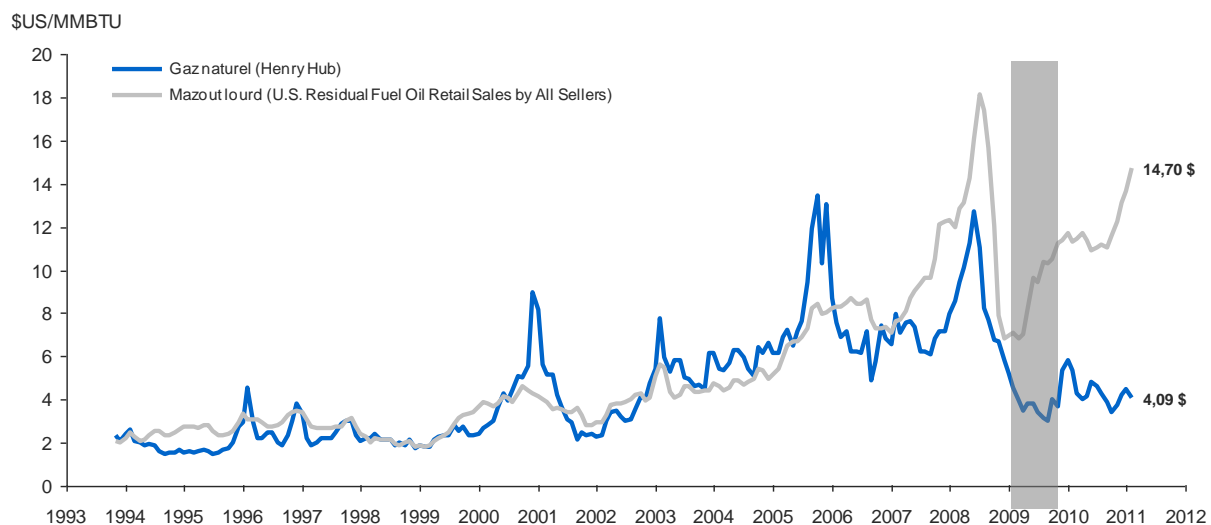
L'intérêt pour le gaz naturel comme source d'énergie a grandement évolué au cours des dernières années, principalement pour deux raisons :

- La découverte et la mise en exploitation de nombreux gisements de gaz non conventionnels (GNC), principalement en Amérique du Nord à partir de 2007-2008;
- La hausse des considérations environnementales, le gaz naturel étant l'énergie fossile la moins émettrice de GES.

La découverte et la mise en exploitation de tels gisements ont eu deux effets principaux :

- Une baisse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, tel que le détaille le Graphique 18.
- Une augmentation des réserves exploitables qui sont passées de 125 à 250 années au rythme actuel de production¹⁶.

GRAPHIQUE 18 : ÉVOLUTION DES PRIX SPOTS DU MAZOUT LOURD ET DU GAZ NATUREL
 \$US/MMBTU; 1994-2012



Sources : Federal Reserve Bank of Saint-Louis, U.S. Energy Information Administration, analyse KPMG-SECOR.

À un prix de 4,09 \$US par MMBtu¹⁷, le gaz naturel était devenu en 2011 une source d'énergie plus de 3 fois moins onéreuse que le mazout lourd en Amérique du Nord. L'écart entre le prix de ces deux sources d'énergie s'est agrandi en 2005-2006 et s'est fortement accentué depuis 2009.

¹⁵ Celles-ci peuvent être précutées par des fournisseurs extérieurs ou fabriquées à l'interne comme c'est le cas pour Alouette

¹⁶ (International Energy Agency, 2011)

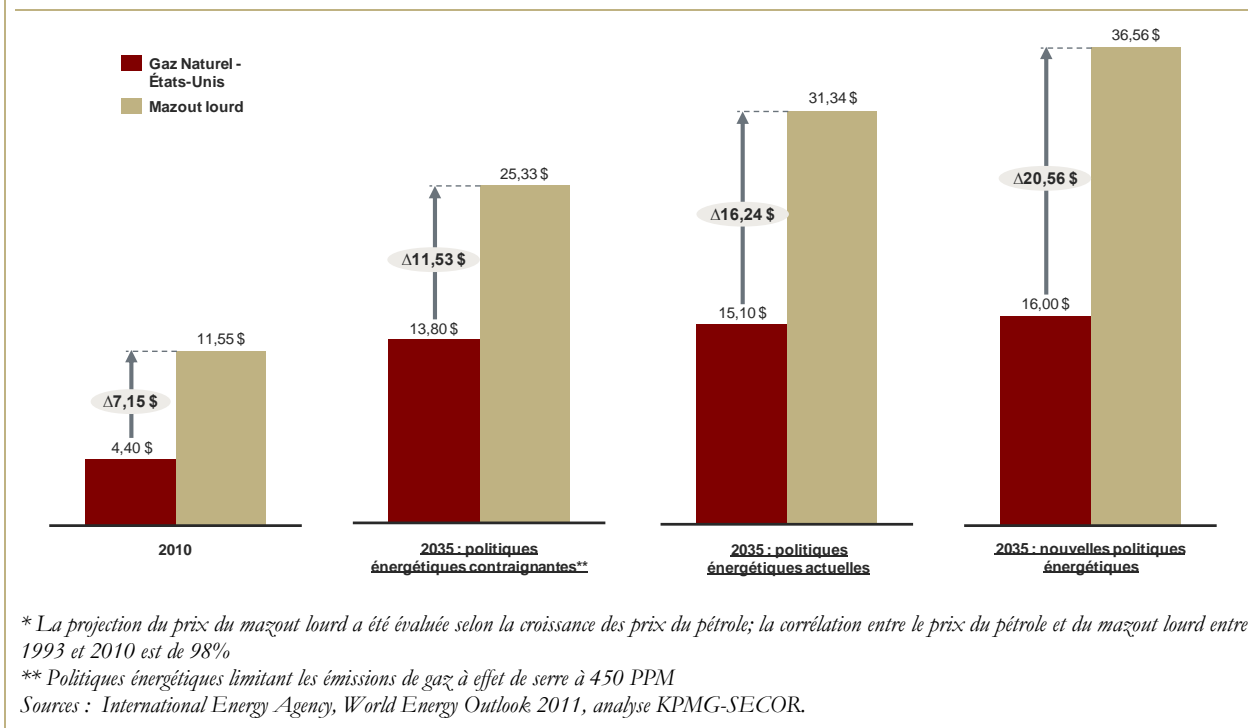
¹⁷ Millions de *British Thermal Units*

Cette différence est appelée à perdurer dans les années à venir. En effet, en se fiant aux projections de l'Agence internationale de l'énergie, l'écart en 2035 entre les prix du gaz naturel et du mazout lourd pourrait augmenter de 1,5 fois à près du triple de l'écart en 2010, tel que l'illustre le Graphique 19. L'avantage comparatif du gaz naturel par rapport au mazout lourd devrait donc pouvoir être assuré à terme.

Cependant, certains éléments pourraient avoir un impact sur ces perspectives prometteuses :

- Le coût des méthodes d'extraction peu coûteuses à l'heure actuelle pourrait augmenter en raison de divers facteurs, tel que certaines contraintes environnementales ; Malgré la récente baisse du prix du gaz naturel, surtout en Amérique du Nord, cette énergie demeure plus chère que le charbon dans les régions où cette source d'énergie est accessible¹⁸;
- Les écarts de prix du gaz naturel entre l'Amérique du Nord et le reste du monde, notamment l'Europe, ont incité au développement de plusieurs projets de liquéfaction et d'exportation du gaz naturel aux États-Unis et au Canada;
- La hausse relative des prix des produits pétroliers et les écarts consécutifs pourraient inciter certains producteurs à délaissier le forage gazier au profit de projets dans le secteur des sables bitumineux;
- Une baisse du prix au kW/h des énergies renouvelables, notamment éoliennes et solaires, pourrait rendre moins attrayante le gaz naturel comme source d'énergie, notamment dans les pays développés, ou en passe de l'être¹⁹. Cela n'est cependant envisageable que dans des horizons à moyen ou long termes.

GRAPHIQUE 19 : ÉCARTS DE PRIX FUTURS ENTRE LE GAZ NATUREL ET LE MAZOUT LOURD SELON 3 SCÉNARIOS DE L'ÉVOLUTION DES PRIX *
2010-2035



¹⁸ Les coûts de transport ayant un impact particulièrement important sur celle-ci, il s'agit ainsi principalement de la région Asie-Océanie et notamment de la Chine et de l'Australie

¹⁹ Tels le Brésil, la Chine ou l'Afrique du Sud

Dans ce contexte, il est à penser que pour les usages où le gaz peut remplacer le mazout, la très grande majorité des entreprises auront tendance à opter pour le gaz naturel considérant les possibilités technologiques, les coûts de conversion peu importants, un approvisionnement en gaz stable, cela sous réserve que les prix demeurent compétitifs.

5.2 L'INDUSTRIE DU FER

5.2.1 INTRODUCTION

La section qui suit présente le secteur de l'extraction du minerai de fer et sa transformation, un secteur important de l'économie de la Côte-Nord et un déterminant majeur de la demande potentielle de gaz naturel sur le territoire. Les dimensions globales, locales et minérales seront expliquées afin de bien cerner ce qui affecte le marché du minerai de fer.

Comme une grande partie du fer extrait dans la région de la Côte-Nord est transformée en boulettes de fer, une attention particulière sera portée sur cette activité de transformation. En effet, bien que les sites miniers d'extraction soient éloignés des sites desservis par un éventuel gazoduc vers Port-Cartier et Sept-Îles, les usines de bouletage du fer actuelles s'y situent. Intensives en consommation de mazout, ces usines pourraient avoir un fort intérêt à substituer leur consommation par le gaz naturel.

En effet, les représentants de l'industrie ont unanimement confirmé que les avantages en termes d'économie de coûts et de réduction de l'impact environnemental du gaz naturel sur le mazout sont importants; le prix des produits pétroliers augmente rapidement et la législation environnementale pourrait se faire plus sévère dans un avenir proche. Ils ont aussi à plusieurs reprises avancé l'argument de la sécurité de l'approvisionnement favorable au gaz naturel, sa chaîne de livraison étant moins complexe que le mazout.

GRAPHIQUE 20 : ÉCHANTILLON D'UN
GISEMENT D'HÉMATITE EN PLAN RAPPROCHÉ



Les particules de Fe (en noir) d'un gisement sont accompagnées d'impuretés et d'autres éléments chimiques
Source: Ould Emine, Elwaled. Université Moulay Ismail, Étude d'un gisement type banded iron formations : gisement de F'Derik, Kédia D'Ijil (province de Tiris-Mauritanie).

Pour bien comprendre l'économie de l'industrie du fer et le contexte actuel, nous présenterons une description du minerai de fer, le contexte du marché durant la dernière décennie, certaines particularités qui jouent sur la dynamique de l'extraction du fer ainsi que les projections qui influenceront la dynamique future au Québec.

5.2.2 DESCRIPTION DU FER

5.2.2.1 CHIMIE DU FER ET CONCENTRATION

Le fer (Fe) est l'élément chimique du tableau périodique le plus commun après l'oxygène. Le Fe à l'état pur ne se retrouve pas dans la nature; il est associé à d'autres éléments divers créant le minerai de fer qui, lorsque présent en grande quantité, constitue un gisement exploitable de fer. Ce sont des facteurs géologiques propres à une région donnée qui, au fil de l'évolution de la croûte terrestre, déterminent la nature et la taille des gisements de fer.

Les associations élémentaires, dont les plus communes sont les oxydes de fer, représentent différentes appellations de minerai de fer ayant des caractéristiques propres. Une des caractéristiques fondamentales des minerais est la propriété chimique qui procure une concentration théorique de fer (Fe) maximale. Les autres éléments, tel l'oxygène, diminuent la concentration du minerai.

Parmi les minerais de fer les plus communs dont les concentrations théoriques sont les plus élevées, on retrouve l'hématite (Fe_2O_3 - 69,96% Fe), la magnétite (Fe_3O_4 - 72,4% Fe), la goethite ($\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ - 62,9% Fe) et l'ilménite (FeTiO_3 - 36,8% Fe) pour n'en nommer que quelques-uns. Les deux minerais de fer les plus communs sont l'hématite et la magnétite qui représentent aussi les minerais à plus forte concentration théorique.

À l'état naturel, la concentration théorique est réduite par l'humidité et par la cristallisation avec d'autres métaux ou minerais. Les impuretés les plus courantes d'un gisement de minerai de fer sont la silice, le phosphore, l'alumine, le sulfure et le manganèse²⁰. Pour éliminer ces impuretés, il peut être nécessaire d'effectuer certaines transformations lors de l'extraction afin de rendre le fer commercialisable. La taille d'un grain de fer peut aussi varier selon le gisement, ce qui aura des conséquences sur la concentration effective; la concentration a plus de chances d'être élevée si le grain est gros. La concentration effective d'un gisement de fer dépend donc de plusieurs facteurs (types de minerai, impuretés, taille des grains, etc.) qui déterminent sa qualité et donc sa viabilité économique.

L'hématite, dont le nom s'inspire du grec « hema » signifiant « le sang », est un minerai de couleur rouge à forte concentration, allant de 58% à 65% Fe. On l'exploite en grande quantité en Australie, en Amérique du Sud et en Asie. Comme les concentrations à l'état naturel se rapprochent généralement plus près de leur concentration théorique (69,96%), ces gisements nécessitent peu de transformations avant d'être commercialisés.

La magnétite, qui possède des propriétés magnétiques, est un autre minerai à forte concentration théorique (72,4%), mais dont la cristallisation avec d'autres éléments est généralement plus élevée. Ceci explique que sa concentration effective en fer est généralement plus faible, se situant entre 25 et 30% Fe. En Amérique du Nord, on dénomme « taconite » de larges bandes de magnétites parfois combinées à de l'hématite. La composition des gisements de magnétite nécessite généralement plus de transformation. Cependant, elle représente le plus commun des oxydes de fer; environ 50% de la production mondiale provient de gisements de magnétite²¹.

²⁰ (AuSSIM the Mineral Institute)

²¹ (Gindalbie Metals Ltd.)

5.2.2.2 TYPES D'EXTRACTION

Le type de minerai influence donc de façon directe le procédé d'extraction. Pour être économiquement viable, l'extraction du minerai dépend de la facilité avec laquelle le fer peut être utilisé en aval dans la chaîne de transformation avant son utilisation, soit la production d'acier. Généralement, on estime comme non économiquement viable tout gisement dont la concentration est inférieure à 25% Fe²². Le fer grossier (*lumps*), le concentré (*fine*), la poudre de concentré (*ultrafine*) et les boulettes représentent les différents types d'extraction de minerai de fer qui rendront un gisement commercialisable²³.

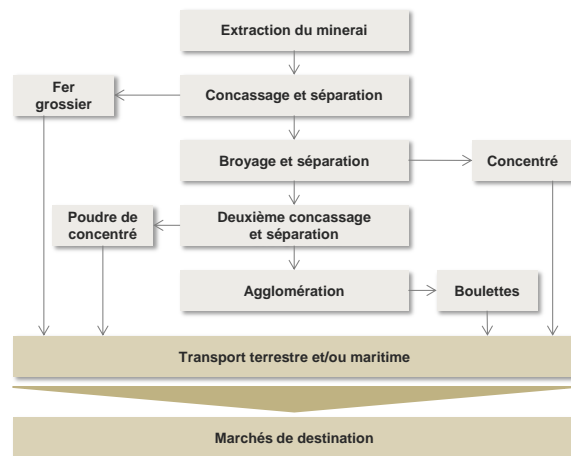
5.2.2.3 FER GROSSIER

Le fer grossier représente des particules de fer comprises entre 6,3 à 30 millimètres (mm). Ce type d'extraction a lieu lorsque la concentration du gisement est suffisamment élevée (environ 62% Fe) pour être extraite, concassée et vendue directement sans transformation. Sur le marché du minerai de fer, on appelle « *direct shipping ore* » (DSO) ce type de minerai, qui est souvent associé à la forte concentration des gisements d'hématite. L'Australie et le Brésil sont les pays qui bénéficient plus largement de ce type d'extraction. Au Québec, il n'y actuellement aucune mine qui produit du DSO, si ce n'est du projet KéMag de mise en valeur de New Millenium et Tata Steel. Tel qu'illustré au Graphique 21, le fer grossier représente le fruit de l'extraction primaire d'un gisement de fer.

5.2.2.4 CONCENTRÉ DE FER

Le concentré de fer provient généralement d'un gisement à concentration forte ou moyenne, mais dont le grain de fer est très petit. Ce type d'extraction produit du fer mesurant généralement entre 0 et 6,3 mm. Il peut être vendu directement en DSO après être broyé, mais peut aussi provenir d'un résidu lors de la transformation d'étape ultérieure, soit la transformation en poudre de concentré ou en boulette tel que l'illustre le Graphique 21. Le concentré est vendu sur les marchés pour alimenter des usines de bouletage, ou bien directement à des aciéries qui l'aggloméreront par procédé de frittage²⁴ avant la production de métal liquide. C'est aussi le type de minerai de fer le plus transigé sur les marchés; en 2009, il représentait plus de 66% du volume transigé par commerce maritime²⁵.

GRAPHIQUE 21 : EXTRACTION ET TRANSFORMATION DU MINERAI DE FER



Source : KPMG-SECOR.

²² (AuSSIM the Mineral Institute)

²³ (Hatch, 2010)

²⁴ Ce procédé sera décrit à la section 5.2.4.1.

²⁵ (Hatch, 2010)

5.2.2.5 POUDRE DE CONCENTRÉ

La poudre de concentré est une extraction nécessaire lorsque le gisement est très peu concentré à l'état naturel et que le grain de fer est petit. Tel que l'illustre le Graphique 21, un concassage supplémentaire est nécessaire afin de capter le fer. Cette étape produit un concentré de 65/67% Fe. Les coûts associés aux transformations supplémentaires justifient la mise en concentration supérieure à ce qui se trouve à l'état naturel. La poudre de concentré (moins de 0,15 mm) peut résulter de ce procédé et aussi servir à produire de la boulette de fer ou encore à alimenter les aciéries dans leur processus de production de métal liquide.

5.2.2.6 BOULETTES DE FER

Enfin, la boulette de fer représente la dernière étape possible de transformation du minerai de fer avant l'envoi vers les marchés des destinations tel que l'illustre le Graphique 21. Cette activité s'effectue généralement près des sites miniers, ou encore près de sources d'énergie à faible coût. L'étape du bouletage consiste à agglomérer du concentré de fer en boulettes de tailles standardisées (8 à 20 mm) dont la concentration est plus élevée qu'à l'état naturel, soit une concentration entre 65 et 67%. Son avantage par rapport aux autres types de minerai est sa taille standardisée et la possibilité d'y ajouter certains composants, tels que la dolomite ou le calcaire, qui augmentent la productivité des aciéries.

Ce type d'extraction nécessite généralement beaucoup d'énergie puisque le fer doit être cuit afin de créer une croûte solide qui facilite son transport. La cuisson est généralement réalisée avec du gaz naturel, ou du mazout si le premier n'est pas disponible, permettant d'obtenir une température suffisamment élevée. Actuellement, les joueurs de la Côte-Nord, deuxième région productrice de minerai de fer en importance au Canada après le Labrador, sont contraints d'utiliser du mazout. À partir de technologies alimentées au mazout, les coûts énergétiques du procédé de bouletage représentent généralement près du tiers des coûts d'opérations. Il est donc important de considérer l'industrie du fer comme un important consommateur potentiel de gaz naturel.

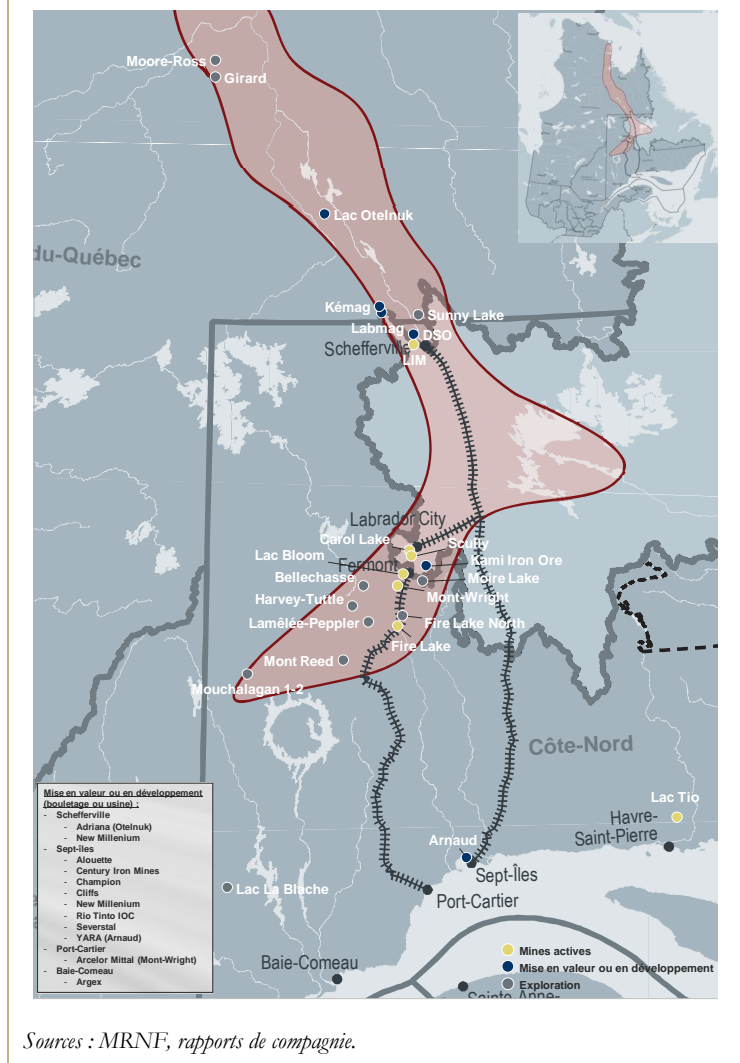
5.2.2.7 FOSSE DU LABRADOR

Le Québec regorge d'un important potentiel ferreux grâce à la ceinture géologique, nommée la Fosse du Labrador, qui traverse la région de la Côte-Nord, du Nord-du-Québec ainsi qu'une partie du Labrador. Longue de près de 1 110 km et large de près de 100 km, elle renferme de nombreux gisements de fer connus, méconnus et inconnus. Des huit mines de fer en activité au Canada, six sont situées dans la Fosse du Labrador, dont trois au Québec (Mont-Wright, Lac Bloom et Fire Lake) et trois au Labrador (Carol Lake, Scully et Labrador Iron Mines). L'Annexe 3 présente une version agrandie de la Fosse du Labrador ainsi que la localisation des principaux projets.

Ces mines extraient principalement à partir de gisements de taconite dont la concentration est d'environ 30%²⁶. Certains gisements d'hématite spéculaire présentent une plus grande concentration, à près de 60%. Le seul projet potentiel économiquement viable de ce type à l'heure actuelle au Québec est le projet DSO de New Millenium et Tata Steel qui n'est toujours pas en opération mais sur le point de l'être au moment de la rédaction de ce rapport. De manière générale, on observe des gisements riches en taconite-hématite dans la région de Schefferville, de la magnétite à grain fin ou moyen dans la partie ouest de la Fosse du Labrador et de la magnétite à grain moyen ou gros près de Fermont et Wabush²⁷.

Les gisements de la Fosse du Labrador se prêtent donc bien à de l'extraction de minerai de fer en concentré et en boulette, mais très rarement en fer grossier. Bien que les gisements soient au nord du Québec et du Labrador, les activités de transformation de boulettes sont en majorité réalisées dans la région habitée de la Côte-Nord, soit Sept-Îles et Port-Cartier. Une seule usine de bouletage est exploitée au Labrador (à Labrador City) par Rio Tinto. Le Tableau 2 présente la liste des mines présentement en activité.

GRAPHIQUE 22 : CARTES DES PROJETS – CÔTE-NORD



²⁶ (Ministère des Ressources naturelles et de la Faune - Québec, 2010)

²⁷ (Ministère des Ressources naturelles et de la Faune - Québec, 2010)

**TABLEAU 2 : MINES EN ACTIVITÉ
DANS LA FOSSE DU LABRADOR**

Mines au Québec
Mont-Wright – ArcelorMittal
Lac Bloom – Cliffs
Fire Lake – ArcelorMittal
Mines au Labrador
Carol Lake – Rio Tinto
Scully – Cliffs
Labrador Iron Mines

Source : Ressources naturelles Canada.

Avec la montée des prix du fer depuis deux ou trois ans, de nombreux nouveaux projets de mine de fer dans la Fosse sont mis en valeur ou en développement. Le Tableau 3 présente différents projets miniers de fer en développement, en mise en valeur ou en exploration au Québec.

TABLEAU 3 : PROJETS MINIERS AU QUÉBEC RELIÉS À LA FOSSE DU LABRADOR

	Projet	Propriétaires
En développement	Mont-Wright	ArcelorMittal Mines Canada
	Lac Bloom	Cliffs Natural Ressources
	DSO	New Millenium et Tata Steel
En mise en valeur	KéMag (Taconite)	New Millenium et Tata Steel
	Lac Otelnuk	Adriana Resources & WISCO
	Mouchalagane	Argex Mining
	Fire Lake North	Champion Iron Mines
	Sunny Lake	Century Iron Mines Corporation
En exploration	Attikamagen, Moire Lake, Bellechasse, Harvey-Turtle	Champion Iron Mines
	Lamêlée-Peppler	Consolidated Thompson
	Mont Reed	ArcelorMittal Mines Canada
	Great Whale Iron	Niocan
	Duncan	Ressources minières Augyva
	Lab	Beaufield Resource Inc.
	La Blache, Nicolet, Fermont	Nevado Resources Inc.
	Lac Connelly, Block 103, Redmond, Porky Lake et Snelgrove	Cap-Ex
	Lac Girard, Knob Hill, Moore-Ross, Lac Bob	Zone Resources
	Etc.	Etc.

Sources : MRNF, Ressources naturelles Canada, rapports de compagnie.

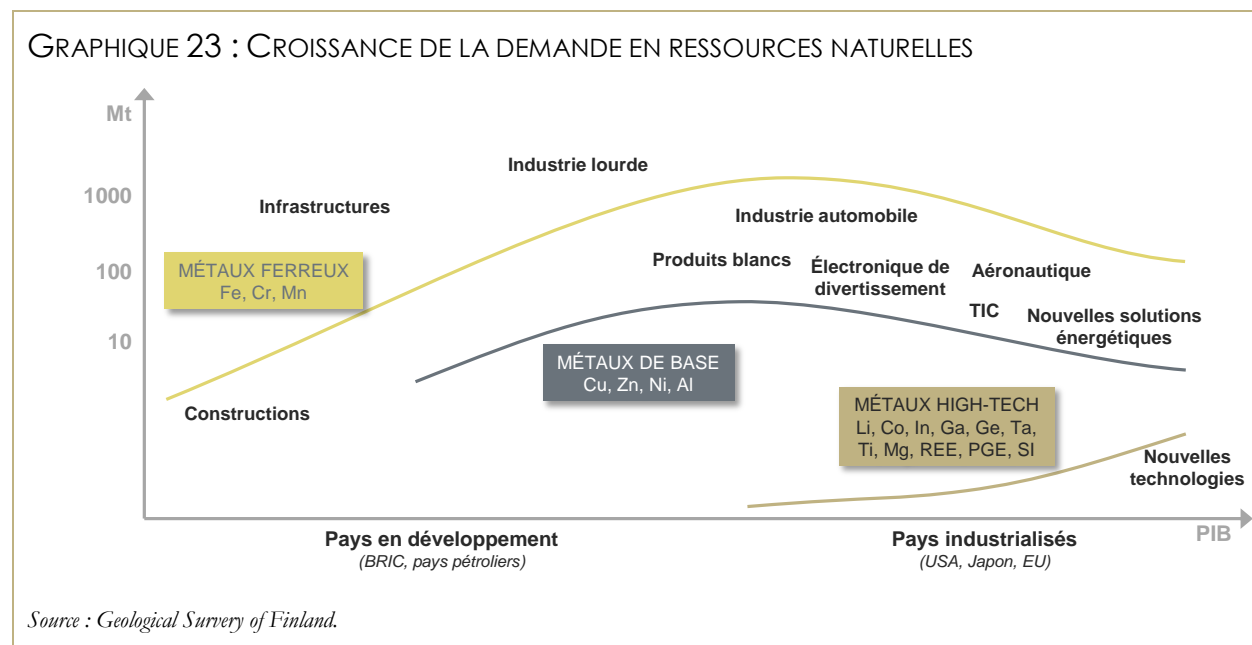
5.2.3 MARCHÉ ACTUEL DU FER

5.2.3.1 L'ACIER : PRINCIPALE UTILISATION DU MINÉRAI DE FER ET DÉTERMINANT DE LA DEMANDE

L'extraction du minerai de fer est destinée à hauteur de 98% à la production d'acier pour lequel il n'existe aucun substitut de production²⁸. Les 2% restant servent à différentes pigmentations et à la production d'appareils électriques et de différents produits médicaux. Néanmoins, les rebuts de fer peuvent être recyclés et être reconduits dans le processus de production d'acier. En 2011, on estime que près de 30% de l'acier produit provenait d'acier recyclé²⁹.

Il existe environ une trentaine d'alliages d'acier, chacune ayant des propriétés telles que la résistance à la rouille, le magnétisme ou encore certains degrés de résistance. Ces alliages servent à la consommation finale de nombreux biens de la vie quotidienne, allant de la simple fourchette à la structure d'un immeuble de plusieurs étages. L'intensité de la consommation d'acier est ainsi le corollaire du degré d'industrialisation d'une région donnée³⁰.

Les pays moins développés ont tendance à en consommer moins, mais nécessiteront une grande quantité d'acier, comme bien d'autres métaux, pour la construction de grands projets d'infrastructure au fur et à mesure de leur industrialisation. Après un certain temps, les sociétés industrialisées bien implantées nécessitent de moins en moins d'acier, leurs besoins les plus importants étant liés au transport et à l'entretien d'infrastructures. La demande en minerai de fer dépend donc de la production d'acier qui elle est liée au développement économique mondial, principalement via les pays en fort développement.



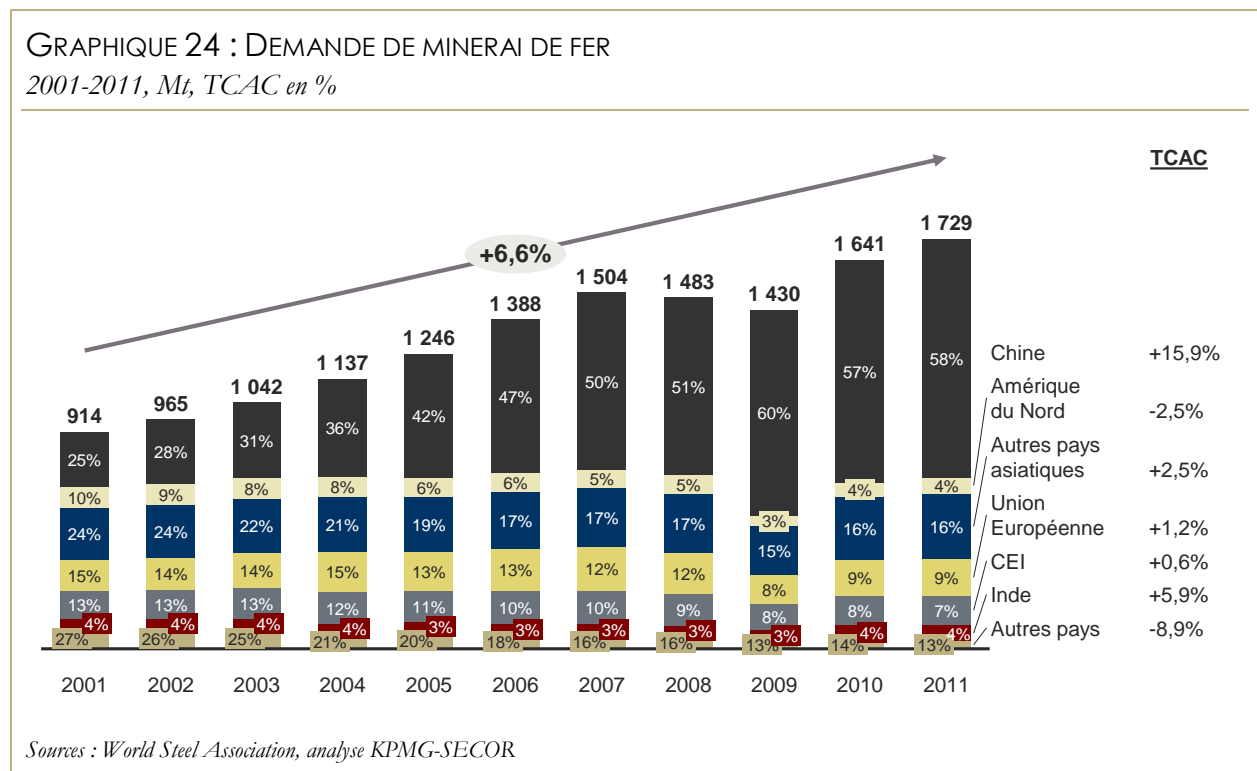
²⁸ (Worldsteel Association, 2011)

²⁹ (Worldsteel Association, 2010)

³⁰ (Geological Survey of Finland, 2010)

5.2.3.2 DEMANDE DE MINERAI DE FER

Comme l'illustre bien le Graphique 24, la demande de minerai de fer a pratiquement doublé en 10 ans³¹. Cette hausse a été provoquée par la forte augmentation de la production d'acier en Chine, en Inde et dans les pays asiatiques alors qu'elle diminuait légèrement en Amérique du Nord et en Europe. La production d'acier a augmenté annuellement de 17,1% en Chine et de 10,7% en Inde, alors que leur demande de minerai de fer a augmenté de 15,9% et de 5,9% respectivement. En Amérique du Nord, la production d'acier a diminué de 0,8% et la demande de minerai de fer de 2,9%, alors qu'en Europe la production a diminué de 0,9% bien que la demande de fer ait augmenté de 1,2%.



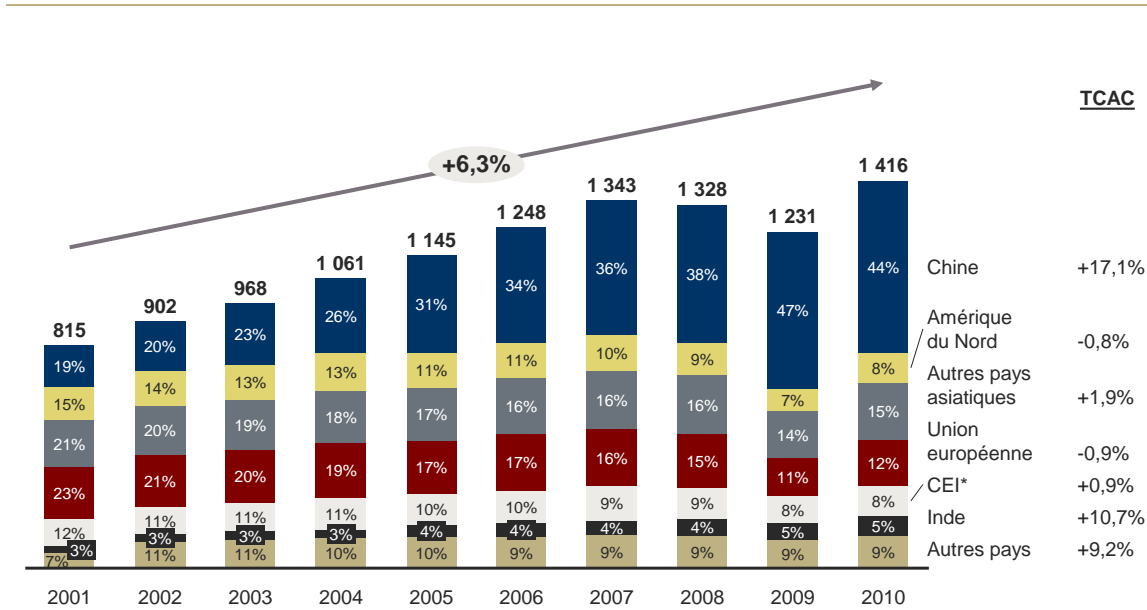
L'effervescence dans le secteur minier ferreux est principalement liée à l'industrialisation de la Chine. Le PIB chinois a augmenté en moyenne de 10% annuellement entre 2000 et 2010, notamment grâce aux investissements importants qui ont été réalisés³²; l'investissement est passé de 35% à 48% du PIB sur la même période³³. Les secteurs ayant reçu le plus d'investissements sont le secteur manufacturier (construction d'usines et achat d'équipements), le secteur immobilier ainsi que le secteur des transports, tous des secteurs intensifs en métaux de base, dont l'acier. Au moment de la rédaction de ce rapport, les craintes d'un ralentissement économique en Chine exercent de fortes pressions à la baisse sur les prix du fer. La capacité de la Chine à maintenir de tels niveaux d'investissements sera déterminante pour le marché du fer à l'échelle mondiale.

³¹ World Steel Association, Bloomberg

³² (Banque mondiale, 2012)

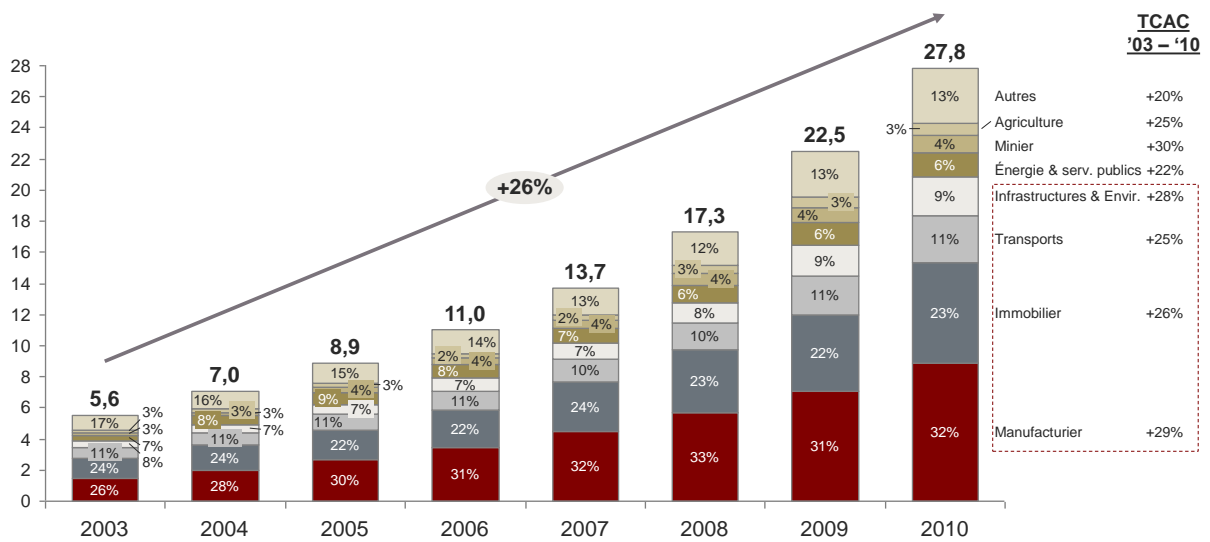
³³ (National Bureau of Statistics of China, 2012)

GRAPHIQUE 25 : PRODUCTION MONDIALE D'ACIER PAR PAYS
En Mt; 2001-2010; TCAC%



Sources : World Steel Association, analyse KPMG-SECOR

GRAPHIQUE 26 : INVESTISSEMENTS CHINOIS BRUTS
Milliards de ¥CNY



Sources : China Statistical Yearbook 2011, analyse KPMG-SECOR

5.2.3.3 OFFRE DE MINÉRAI DE FER

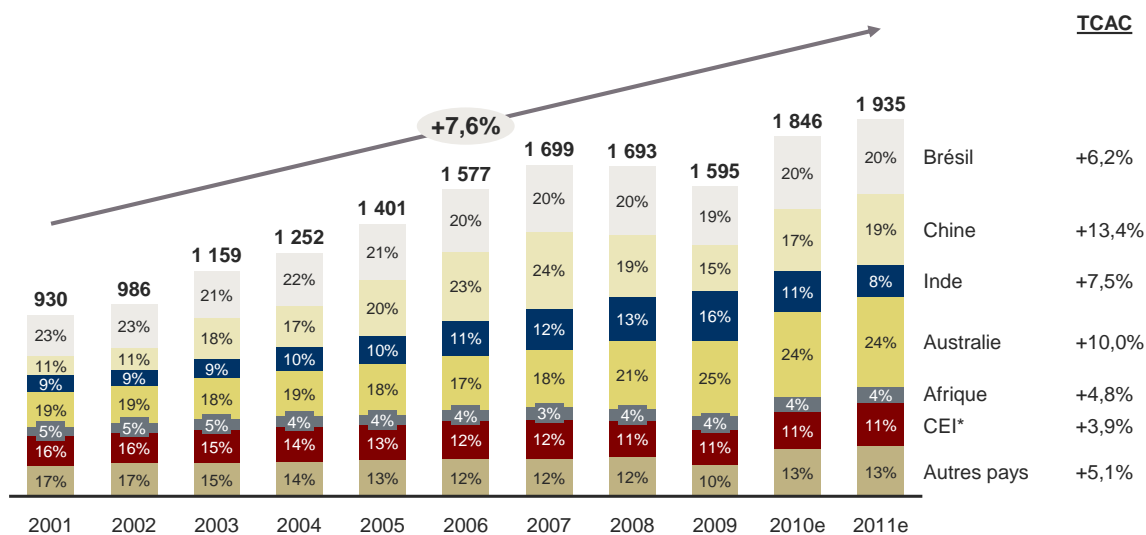
Bien que la production d'acier doive répondre à la hausse de certains besoins en infrastructures, la production de minerai de fer est, quant à elle, contrainte par les dotations géologiques en gisement de fer. Cela dit, toutes les régions du monde productrices de fer ont augmenté leur production au courant des dernières années. La production mondiale a aussi doublé pour atteindre environ 1 935 Mt en 2011³⁴. Les pays ayant le plus augmenté leur production sont la Chine, l'Australie et le Brésil.

La Chine a fait de nombreux efforts pour répondre à ses propres besoins, augmentant sa production de 13,4% annuellement. En 2011, la production chinoise représentait 19% de la production mondiale. Néanmoins, cette production ne suffisant pas à combler les importants besoins chinois, ses importations représentent près du tiers de la production mondiale; elles ont plus que triplé entre 2004 et 2011 pour atteindre 687 Mt.

L'Australie et le Brésil sont les deux principaux fournisseurs de la Chine en minerai de fer et ont augmenté respectivement leur production entre 2002 et 2011 de 10% et 6,2% annuellement. Ces pays représentaient ainsi les deux plus grands producteurs avec 24% et 20% de la production mondiale en 2011. Le principal avantage compétitif de ces deux pays est la qualité des gisements de fer (hématite) qui bénéficient généralement d'une concentration à près de 62% Fe. De plus, l'Australie profite de la proximité du marché chinois et le Brésil, lui, bénéficie d'une main-d'œuvre à coûts avantageux.

GRAPHIQUE 27 : PRODUCTION MONDIALE DE MINÉRAI DE FER

Mt; 2001-2011e



Sources : World Steel Association, analyse KPMG-SECOR

³⁴ World Steel Association

5.2.3.4 LE PRIX DU FER

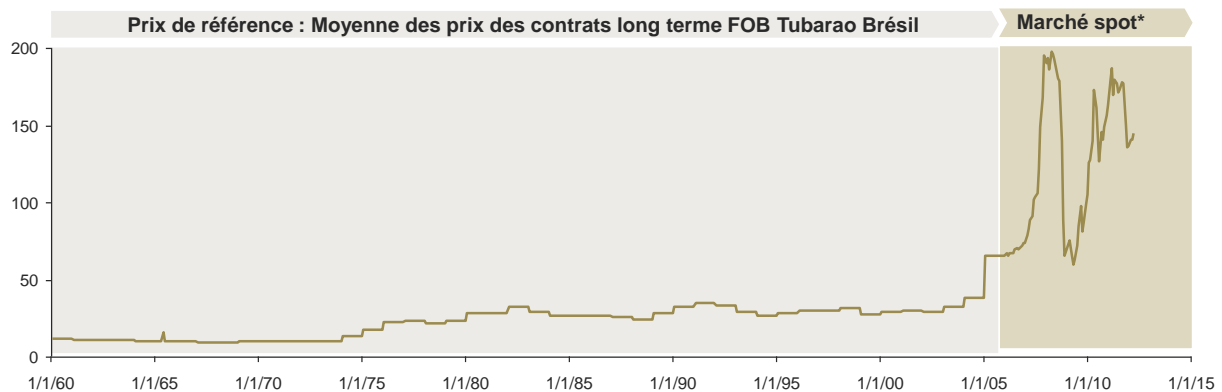
5.2.3.4.1 CHANGEMENTS HISTORIQUES

L'évolution du prix du fer est en plein bouleversement; il a fortement augmenté durant les dernières années pour atteindre un premier sommet en mars 2008 à 197\$/t puis un deuxième sommet en janvier 2011 à 187 \$/t³⁵. Beaucoup moins volatile auparavant, de grandes fluctuations sont apparues à la suite de l'introduction du marché spot chinois en 2005. Depuis quelques mois, le prix est en baisse continue, suggérant une tendance allant de pair avec le ralentissement de la croissance de l'économie chinoise.

Historiquement, le prix du fer était largement déterminé par contrat de gré à gré entre les sociétés minières brésiliennes et australiennes et les aciéries européennes et japonaises³⁶. Le commerce maritime du fer était donc responsable en grande partie de la fixation des prix. Ces contrats de longue durée spécifiaient la quantité et la qualité du minerai transigé sur 5 à 25 ans³⁷. Les prix étaient réévalués selon un balisage à partir de quelques producteurs miniers et aciéristes majeurs et représentatifs; le premier contrat signé durant l'année représentait le prix de référence. Ces contrats assuraient une certaine stabilité des prix dans le temps.

Du côté des producteurs miniers, le marché a été longtemps dominé par le « Big 3 », soit BHP Billiton, Rio Tinto et Vale qui représentaient en 2011 respectivement 13%, 19% et 31% du fer transigé sur les marchés maritimes sur un total de 997 Mt³⁸. Plus de la moitié des transactions mondiales de fer étaient donc réalisées par trois joueurs principaux. Néanmoins, la Chine lance depuis plusieurs années des initiatives afin d'obtenir un meilleur contrôle sur les prix en s'appuyant sur sa forte demande.

GRAPHIQUE 28 : ÉVOLUTION ANNUELLE PUIS MENSUELLE DES PRIX DU MINÉRAI DE FER
1960-2012, ¢/dm³ entre 1960 et 2005, \$/t après 2005



* CFR Tianjin 63,5% Fe 2006 à 2008, CFR Tianjin 62% Fe depuis 2008.
Sources : Banque mondiale, analyse KPMG-SECOR

³⁵ Banque mondiale

³⁶ (CME Group, 2012)

³⁷ (The Steel Index, 2009)

³⁸ Rapports de compagnie, Bloomberg

Divers prix du fer sont en vigueur selon la destination; les sociétés minières envisagent les meilleures opportunités de vente en fonction du prix relatif que cela leur impose pour le transport jusqu'à destination, mais aussi selon le type de minerai extrait. Historiquement, le prix du fer de référence³⁹ est celui du concentré de fer. Le prix du fer grossier, de la poudre de concentré et de la boulette obtiennent une prime pour leur concentration accrue.

Une des raisons de la volatilité des prix du fer des dernières années est aussi l'entrée de nombreux nouveaux joueurs chinois⁴⁰. Alors que la demande d'acier chinoise augmentait, de nombreuses aciéries chinoises se sont intégrées en amont dans l'extraction minière. Cependant, les coûts d'extraction des gisements chinois sont très élevés, notamment en raison de la faible qualité des gisements comparativement aux gisements miniers australiens ou brésiliens. Ils sont donc sensibles aux variations de prix et sont plus facilement exclus du marché lorsque les prix baissent.

Ainsi, les aciéries chinoises cherchent à travers le monde de nombreuses prises de participation à de nouveaux projets miniers afin de sécuriser leurs approvisionnements. Aujourd'hui, le principal producteur mondial d'acier, ArcelorMittal, a perdu de nombreuses parts de marché au profit d'aciéries chinoises également intégrées dans la production de minerai de fer. En 2011, sept des vingt plus grands producteurs mondiaux d'acier étaient chinois et étaient tous intégrés dans la production de fer en Chine ou ailleurs⁴¹. Dans ce contexte, les aciéries tentent aussi de sécuriser leurs approvisionnements en fer. Le nombre de fusions et acquisitions dans le domaine ferreux était en diminution au cours des 20 dernières années, mais a explosé depuis 2006; il y a eu 42 fusions et acquisitions dans le domaine ferreux entre 1994 et 2005 alors qu'il y en a eu 41 entre 2006 et 2008⁴².

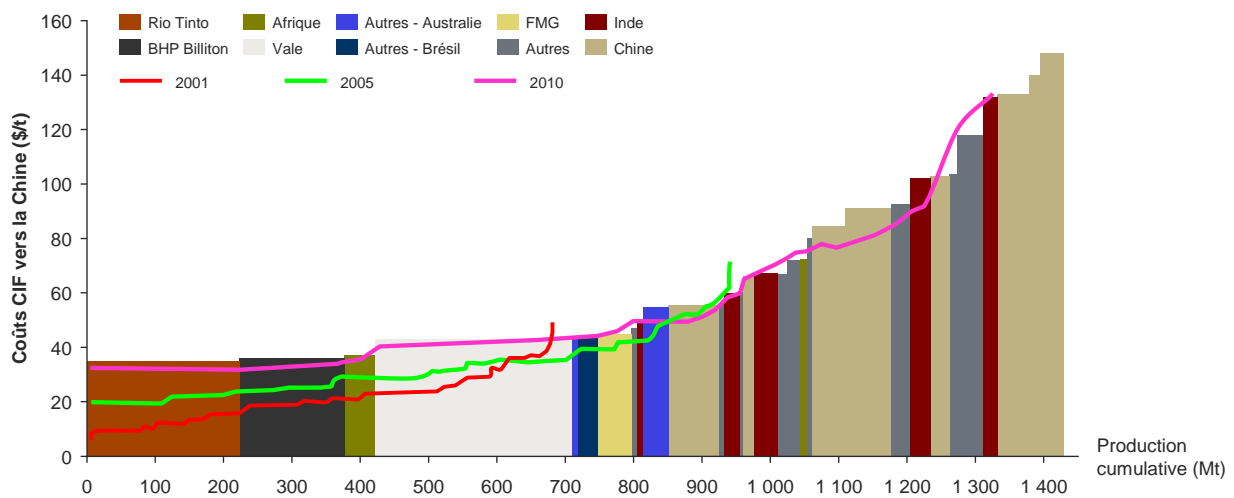
³⁹ Historiquement, les prix étaient libellés en ¢ US par tonne sèche métrique (dmu), c'est-à-dire le prix pour 1% Fe. Le prix vers la Chine est aujourd'hui libellé en \$ US par tonne pour une concentration de 62,5% Fe.

⁴⁰ BHPBilliton, Macquarie, Bloomberg

⁴¹ Bloomberg

⁴² (Conférence des nations unies sur le commerce et le développement, 2009)

GRAPHIQUE 29 : COURBE D'OFFRE DU CONCENTRÉ DE FER VERS LE MARCHÉ CHINOIS - 2011
Mt; 2001, 2005, 2010 et 2011



Sources : BHPBilliton, Macquarie, Bloomberg, October 2011.

5.2.3.4.2 PRIX DE LA BOULETTE DE FER

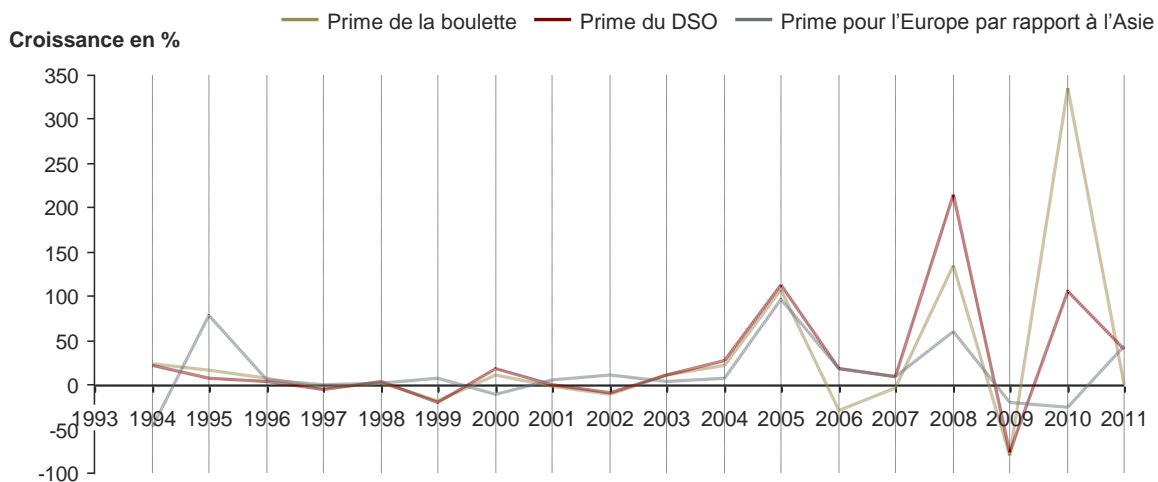
La prime que reçoit la boulette de fer est tout à fait importante en ce qui a trait à la situation économique minière de la Côte-Nord. En effet, la demande pour la boulette de fer affecte l'évolution des prix et donc les décisions d'investissement pour de nombreux projets miniers de fer sur la Côte-Nord. La prime de la boulette de fer influence la viabilité des projets, mais aussi le type d'extraction à effectuer; les projets d'extraction de minerai de fer peuvent alterner leur production entre la boulette et le concentré de fer si la prime n'assure pas une certaine rentabilité.

Entre 1993 et 2004, la prime entre le concentré et le fer grossier ou la boulette était en moyenne de 21,3% et de 73,3% (6¢/dmtu et 20¢/dmtu pour un prix de 28,9¢/dmtu) pour le fer en provenance du Brésil et à destination de l'Europe⁴³. Le concentré de fer en direction de l'Asie, lui, a eu historiquement un prix inférieur de 10,2% (soit inférieur de 3¢/dmtu). Néanmoins, la dynamique de ces primes a beaucoup changé depuis 2005 : les primes ont en moyenne augmenté, mais elles varient énormément d'une année à l'autre. Les primes n'évoluent pas au même rythme que le marché. Historiquement, la prime pour la boulette évoluait en même temps que la production d'acier : plus la demande croissait, plus la prime devenait élevée. Cela provient du fait que la boulette représente un fer d'excellente qualité qui permet une augmentation de productivité à l'aciérie; lorsque le marché se contracte, les aciéries visent alors à réduire leurs coûts et la prime diminue en conséquence.

⁴³ Tex Reports, Baffinland, World Steel Association

GRAPHIQUE 30 : CROISSANCE DES PRIMES DE LA BOULETTE, DU FER GROSSIER ET DE LA PRIME EUROPE PAR RAPPORT À L'ASIE

1994-2011; En pourcentage (%) Tubarao

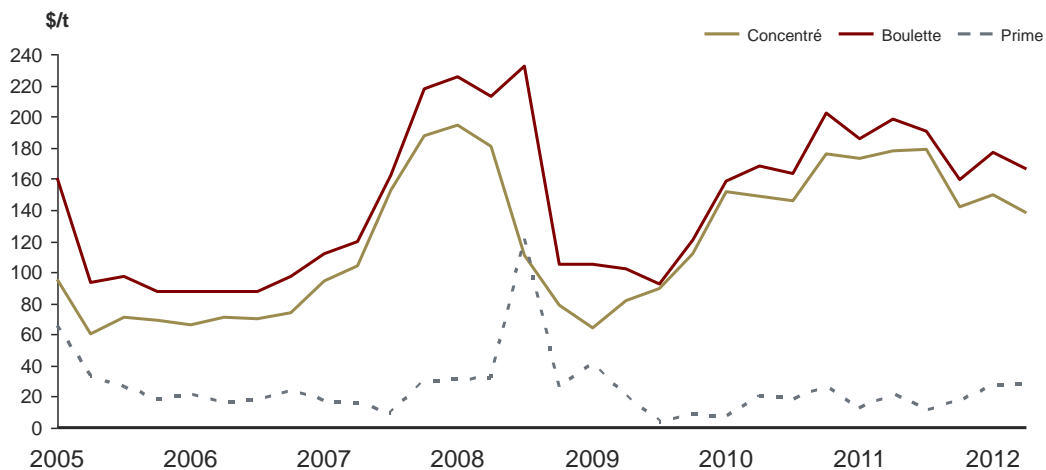


Sources : Tex Reports, Baffinland, World Steel Association, analyse KPMG-SECOR

Lorsque l'on considère le marché chinois, la prime de la boulette a été en moyenne de 25 \$/t entre 1995 et 2012. Elle a connu une forte augmentation suivie d'une diminution tout aussi importante au milieu des années 2000, passant à 65\$/t en 2005 avant de revenir à 10\$/t en 2007. Elle a atteint un sommet à 121,50\$/t en 2008 et un creux à 3\$/t en 2009. Cependant, elle est en augmentation depuis et était de 28,50\$/t au deuxième trimestre 2012.

GRAPHIQUE 31 : PRIX TRIMESTRIEL DU CONCENTRÉ ET DE LA BOULETTE DE FER ET PRIME

\$/t; 2005-2012; Chine 62,5% Fe



Sources : Bloomberg, analyse KPMG-SECOR.

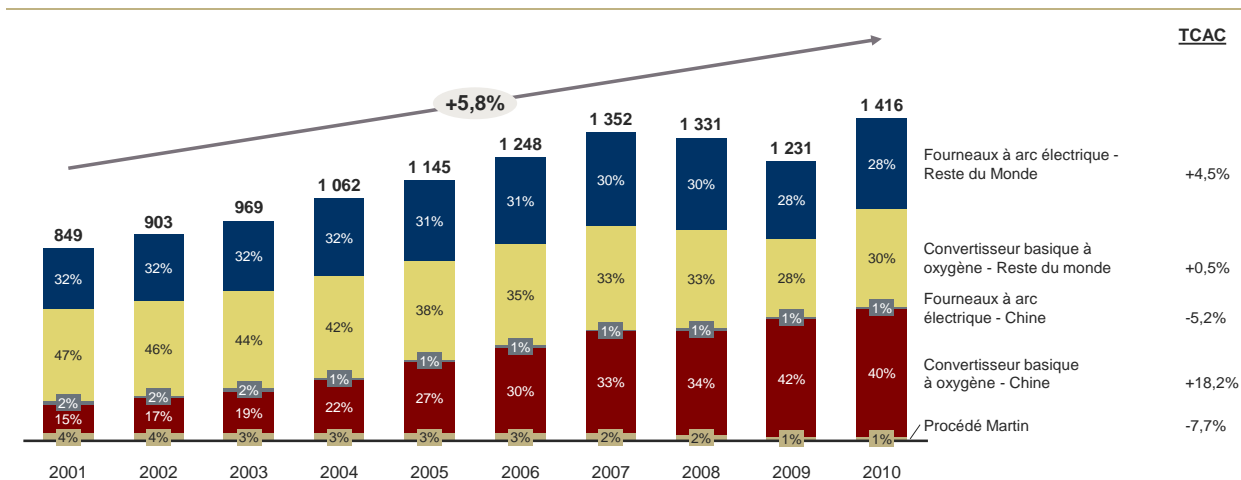
5.2.4 PARTICULARITÉS DU MARCHÉ

5.2.4.1 TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ACIER

La demande pour la boulette de fer est intimement liée au type de technologie utilisé pour la transformation du fer en acier. Le fer grossier et la boulette permettent à une aciérie d'éviter une étape supplémentaire nommée le frittage. Cette étape, réalisée généralement à partir de concentré de fer, permet l'agglomération du minerai avec du charbon et du calcaire, ce qui optimise la chauffe pour obtenir de la fonte⁴⁴. L'agglomération n'étant pas nécessaire pour le fer grossier et la boulette, les aciéries font donc l'arbitrage entre la nécessité de produire eux-mêmes l'aggloméré ou bien faire l'achat de fer grossier ou de boulettes de fer. Ils réaliseront leur production en fonction de leur technologie de production, des coûts du minerai de fer et du coût de transformation qui leur sera le plus avantageux. Le frittage a généralement lieu près des aciéries alors que le bouletage est généralement réalisé à proximité de l'extraction minière.

Il existe trois technologies pour la production d'acier. Les deux principales sont les convertisseurs basiques à oxygène (blast oxygen furnace – BOF), qui utilisent principalement de la fonte de fer nécessitant le frittage, et le four électrique à arc (electric arc furnace – EAF), qui peut utiliser tout l'éventail de minerai de fer sans frittage. Il existe aussi la technologie nommée procédé Martin, mais celle-ci est en train de disparaître en raison de ses coûts et des impacts environnementaux plus élevés⁴⁵.

GRAPHIQUE 32 : PRODUCTION D'ACIER PAR TYPE DE TECHNOLOGIE – CHINE ET RESTE DU MONDE
En Mt; 2001-2010; TCAC%



Source : World Steel Association, analyse KPMG-SECOR.

La technologie BOF est la plus répandue à l'heure actuelle, notamment parce que la Chine utilise cette technologie⁴⁶ à hauteur de 90%. C'est aussi la technologie la plus répandue en Asie et en Amérique du Sud. La

⁴⁴ (Dumont, 2011)

⁴⁵ (WorldSteel Association, 2008)

⁴⁶ World Steel Association

Chine est le pays qui produit le plus à partir de cette technologie, cela explique son utilisation accrue de concentré. Néanmoins, le reste du monde se convertit de plus en plus à la technologie EAF. Le processus de réduction directe permet à la technologie BOF d'utiliser la boulette qui évite l'étape de frittage. C'est ce qui permet à certains analystes de dire que, malgré l'augmentation de la technologie BOF en Chine, il y aura une augmentation de sa demande de boulettes de fer qui ira de pair avec la diminution de la qualité et de la concentration du minerai extrait.

La technologie EAF utilise l'électricité pour fondre le fer. C'est une technologie principalement utilisée aux États-Unis, soit plus de 60% de la production nationale, et qui représente plus de 40% de la capacité de production européenne⁴⁷. Une des particularités de la technologie EAF est qu'elle permet de produire de l'acier à partir de ferrailles recyclées seulement. C'est la technologie qui a la possibilité d'être la moins intensive en énergie, notamment parce qu'elle n'utilise pas de gaz naturel ou de mazout pour rendre le fer liquide, et dont les conséquences environnementales sont moins élevées. À l'exception de la production chinoise, c'est la technologie dont la capacité de production augmente le plus par rapport aux deux autres. Notamment parce que le fer a diminué en qualité, il devient plus avantageux d'utiliser un mélange de ferrailles et de minerais de fer de meilleure qualité. Comme la disponibilité du fer grossier devrait diminuer dans l'avenir, la boulette devrait prendre plus d'importance.

5.2.4.2 PRODUCTION DE BOULETTES DE FER

L'extraction de minerai de fer au Québec est en majorité bouletée. Comme ce procédé consomme beaucoup d'énergie pour la chauffe, il est intéressant de comprendre l'évolution de son marché à l'échelle mondiale.

Au cours des 10 dernières années, la production de la boulette de fer a représenté approximativement 20% de la production mondiale de fer⁴⁸. En 2010, la production était de 388,1 Mt, en augmentation de 32% par rapport à l'année précédente, année de crise économique et financière mondiale.

La Chine représente le plus grand consommateur de boulettes; durant l'année 2010, 110 Mt auraient été produites par la Chine. Mis à part la production chinoise, la production mondiale est principalement destinée vers les États-Unis, où environ 85% de la consommation des aciéries en minerai de fer se fait en boulettes⁴⁹. La principale raison de cette consommation est la technologie EAF utilisée pour la production d'acier qui est importante et qui est en augmentation constante dans les capacités de production sur le territoire. En 1975, la technologie représentait environ 25% de la production alors qu'aujourd'hui elle représente plus de 60%. La consommation américaine de fer est néanmoins en diminution constante depuis les 10 dernières années; les aciéries américaines ont réduit leur consommation de fer de 64,7 Mt en 2001 à 41,7 Mt en 2010.

Depuis 2000, la proportion de la production mondiale de boulettes dans la production de fer a diminué. Les pays tels que le Brésil et l'Australie ont augmenté leur part de concentré et de fer grossier en DSO, qui répondent bien aux besoins de la Chine, de façon plus importante que l'augmentation de boulettes ailleurs dans le monde.

⁴⁷ World Steel Association

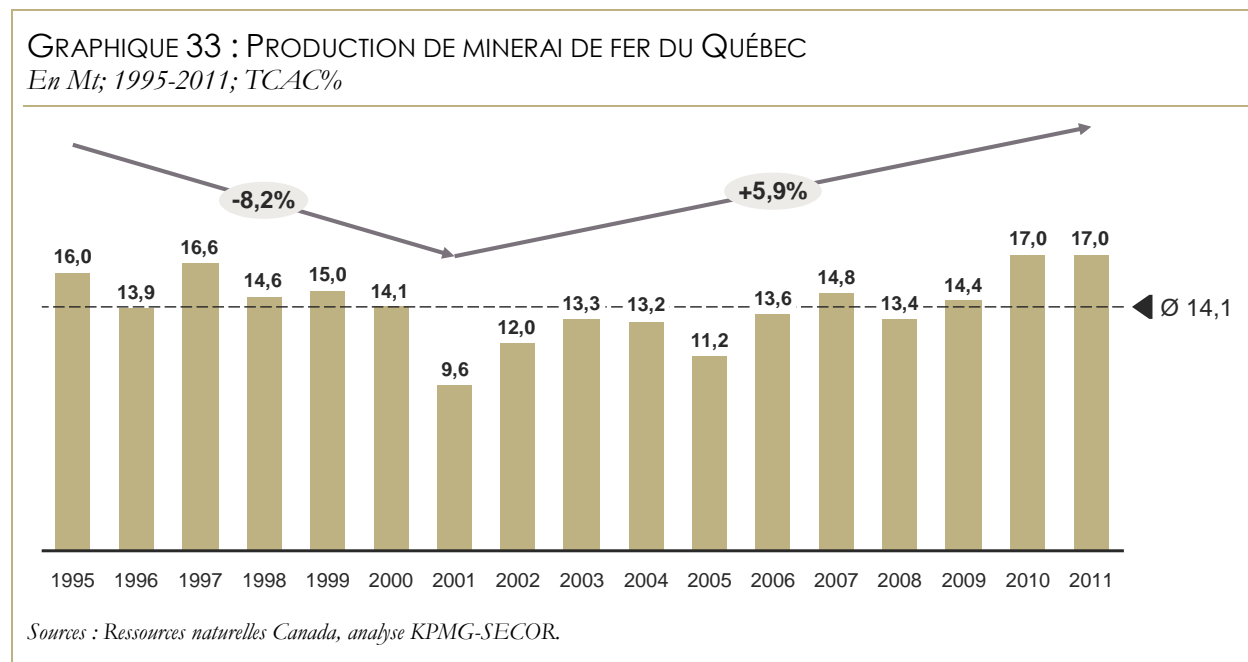
⁴⁸ (United Nations Conference on Trade and Development, 2009)

⁴⁹ (USGS)

Un autre élément qui explique la chute de cette production relative est la réduction de la prime depuis l'entrée du marché spot en 2005. Les aciéries diminuent généralement leur consommation de boulettes lorsque le marché est en contraction puisqu'elles utilisent du fer fritté moins productif, mais moins dispendieux que la boulette. Néanmoins, la production absolue est passée d'environ 230 Mt en 1999 à près de 400 Mt en 2010. Cette tendance devrait se poursuivre avec l'épuisement des gisements de qualité.

5.2.4.3 PRODUCTION AU QUÉBEC

La position du Québec dans le secteur de l'extraction du minerai de fer est marginale, représentant 1,9% de la production mondiale en 2010⁵⁰. L'industrie subit donc les aléas du marché quant aux évolutions de prix. Entre 1995 et 2001, la production québécoise était en diminution, mais elle a su profiter, depuis la dernière décennie, de la croissance de la Chine et de la hausse des prix pour augmenter sa production. La moyenne de la production entre 1995 et 2011 a été de 14,1 Mt, mais elle a atteint un sommet historique en 2010 et 2011 avec 17 Mt⁵¹.



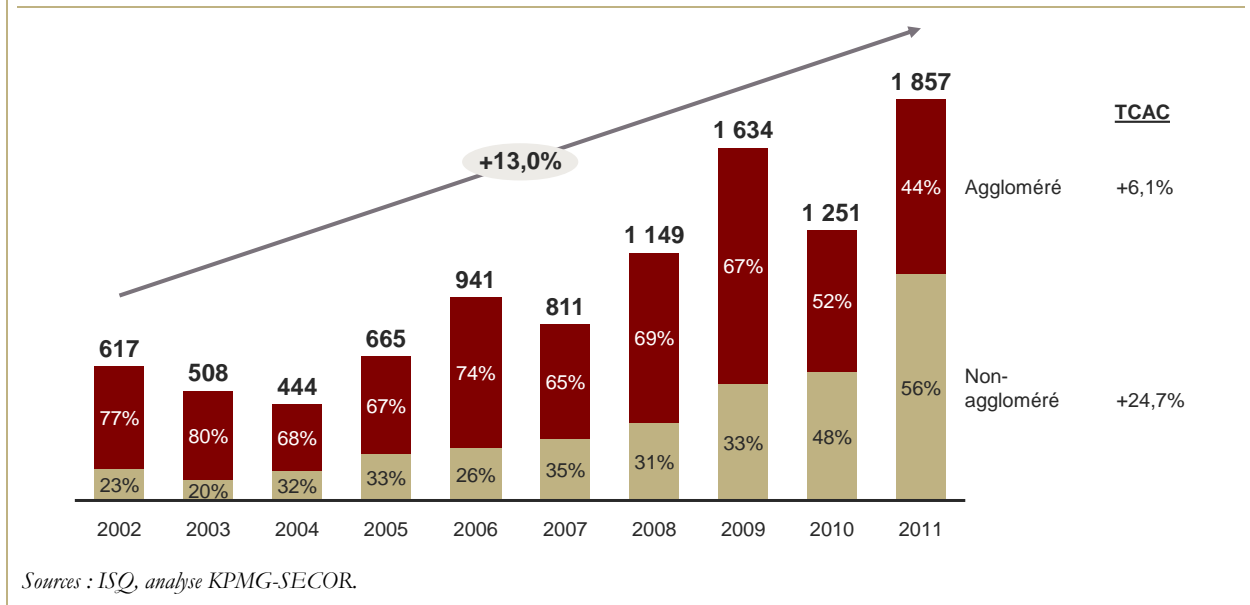
Historiquement, le Québec alimentait en minerai de fer les aciéries américaines de la région des Grands Lacs. Depuis les 10 dernières années, les exportations québécoises ont beaucoup évolué. Ainsi, la part des exportations de fer aggloméré (majoritairement de la boulette) a diminué au profit du fer non aggloméré (majoritairement du concentré), passant ainsi de 77% de la valeur des exportations en 2002 à 44% en 2011. L'augmentation de la valeur des exportations est principalement liée aux exportations vers la Chine qui, en 2011, représentait 68% de la valeur des exportations de fer non aggloméré.

⁵⁰ Ressources Canada, World Steel Association

⁵¹ ISQ

GRAPHIQUE 34 : VALEUR DES EXPORTATIONS DE MINÉRAI DE FER DU QUÉBEC

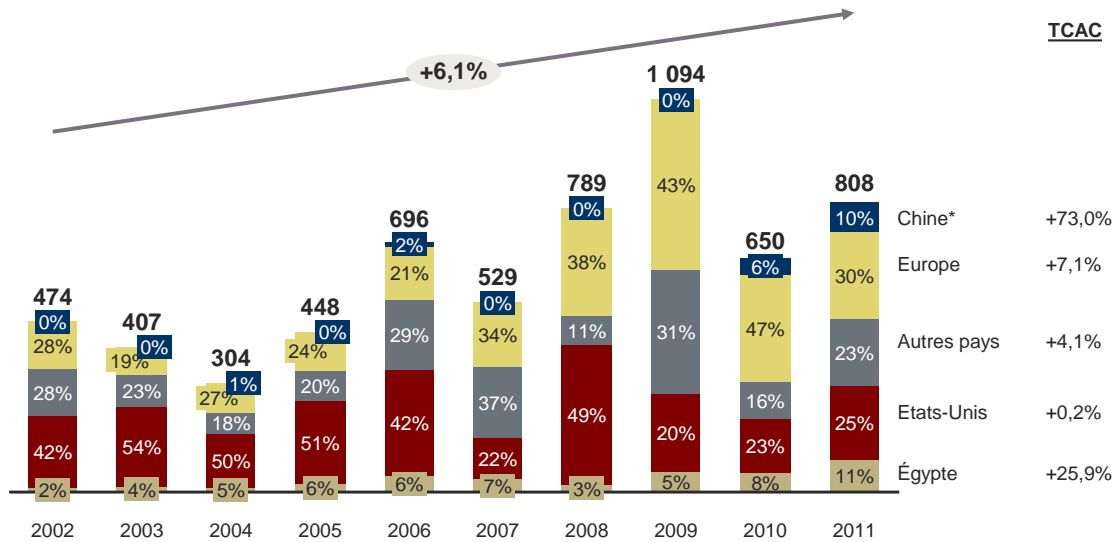
En M\$, 2002-2011; TCAC%



En ce qui a trait au fer aggloméré, la valeur des exportations en 2011 était principalement dirigée vers l'Europe et les États-Unis. Comme les États-Unis diminuent leur consommation de fer de manière générale, une substitution de marché s'est produite. Entre 2002 et 2011, les exportations vers les États-Unis ont diminué de 42% à 25% de la valeur des exportations du fer aggloméré⁵². Jusqu'en 2010, l'Europe était la région vers laquelle la valeur des exportations a le plus crû, mais la Chine et d'autres pays, dont particulièrement l'Égypte, ont été des marchés de destination en forte croissance pour le fer aggloméré du Québec en 2011.

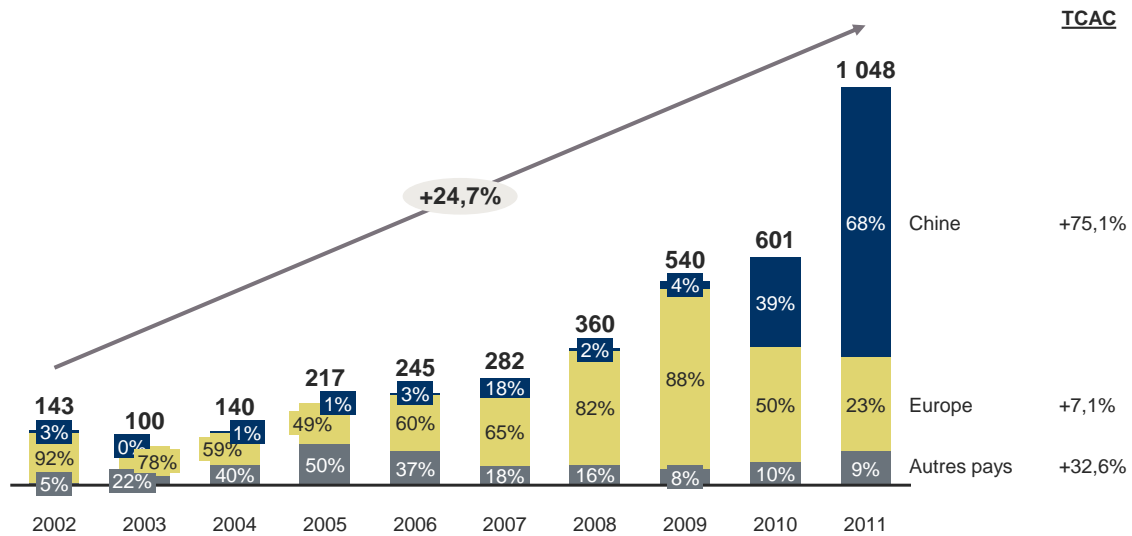
⁵² ISQ

GRAPHIQUE 35 : VALEUR DES EXPORTATIONS DE MINÉRAI DE FER DU QUÉBEC - AGGLOMÉRÉ
En M\$, 2002-2011; TCAC%



Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 36 : VALEUR DES EXPORTATIONS DE MINÉRAI DE FER DU QUÉBEC – NON AGGLOMÉRÉ
En M\$, 2002-2011; TCAC%



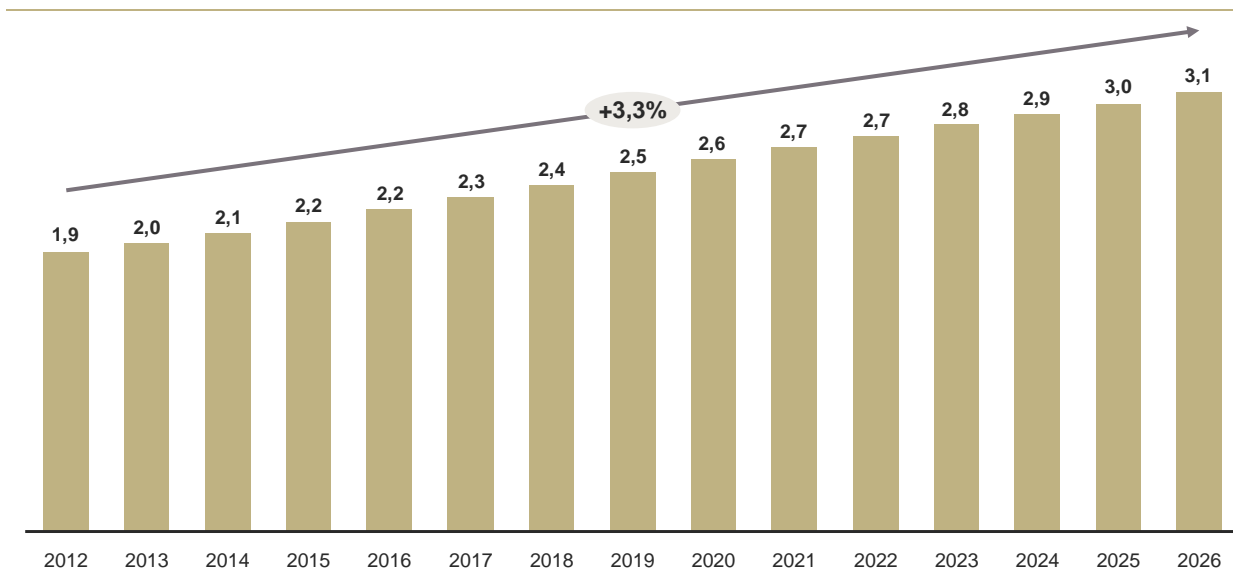
Sources : ISQ, analyse KPMG-SECOR.

5.2.5 PROJECTIONS

5.2.5.1.1 PROJECTIONS DE LA DEMANDE

On prévoit une augmentation de la demande de minerai de fer de 3,3% annuellement entre 2012 et 2025 pour atteindre 3,1 Gt⁵³. Cette augmentation devrait être corrélée au développement économique mondial, notamment grâce à la croissance de Chine et de l'Inde. Le PIB de la Chine progresse rapidement, tout comme sa consommation d'acier. Même si l'Inde est à des niveaux plus bas, elle permettra de prendre le relais dans la demande d'acier et donc de minerai de fer. La demande de fer devrait pouvoir augmenter considérant les besoins d'acier qui seront nécessaires au développement de leur économie tel que l'illustre le Graphique 37.

GRAPHIQUE 37 : PROJECTION DE LA DEMANDE MONDIALE DE MINERAI DE FER
Gt; 2012-2026



Source : AME Group.

La Chine a été l'un des principaux moteurs de la croissance de la demande au cours de la dernière décennie. Aujourd'hui, certains signes démontrent un ralentissement de sa croissance économique et un ralentissement de la croissance de la demande d'acier. Néanmoins, en valeur absolue, la consommation d'acier demeure très élevée, et les opportunités sont toujours très fortes : les prévisions de croissance du PIB de la Chine sont estimées à près de 6,8% annuellement jusqu'en 2050, selon certaines analyses⁵⁴.

De même, l'urbanisation de certaines grandes villes chinoises est toujours en cours. Alors qu'en 2010, le taux d'urbanisation de la Chine était de 47% de sa population, les projections estiment qu'il pourrait augmenter à 62% en 2030 et à 73% en 2050⁵⁵. Cela alimentera une forte demande pour plusieurs années encore. Dans son

⁵³ AME Group

⁵⁴ (PWC, 2011)

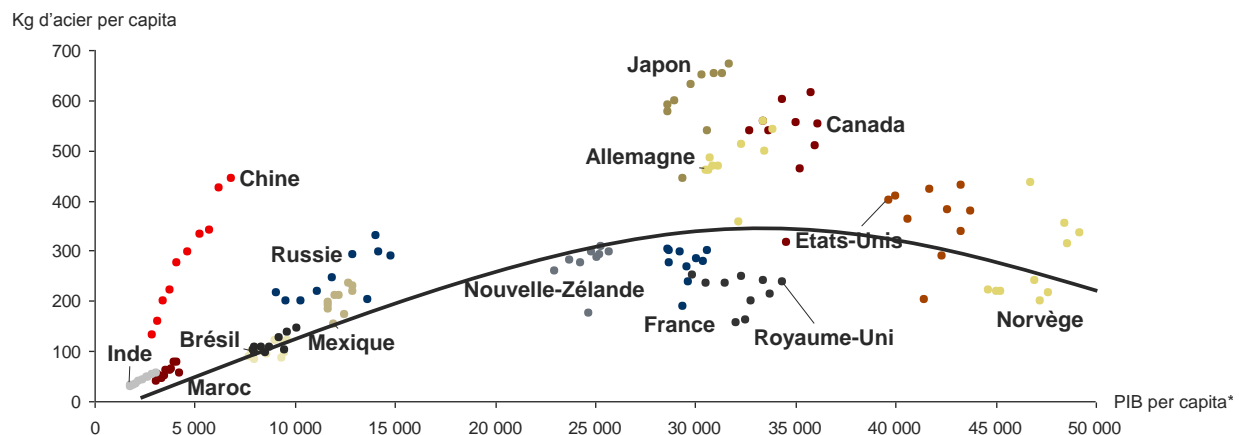
⁵⁵ UN, BHP Billiton, analyse SECOR

processus d'industrialisation, la Chine est encore loin du niveau de consommation qu'on retrouve par exemple au Japon ou aux États-Unis, tel que l'illustre le Graphique 38, et le potentiel de demande d'acier supplémentaire est donc élevé.

Un autre joueur qui promet de soutenir la demande à moyen et long termes est l'Inde. C'est aussi le pays dont les projections de croissance de la population et du PIB sont les plus élevées; selon les prévisions, la population surpassera celle de la Chine après 2020, et la croissance de son PIB jusqu'en 2050 devrait être de 8,5% annuellement. De même, alors que le taux d'urbanisation de l'Inde était de 30% en 2010, il devrait s'élever à 40% en 2030 et à 54% en 2050⁵⁶

GRAPHIQUE 38 : CORRÉLATION ENTRE LE PIB PAR HABITANT ET LA CONSOMMATION D'ACIER BRUT PAR HABITANT

En kg par habitant, En \$US (2005) PPP par habitant; 2001-2010



Sources : Banque mondiale, World Steel Association.

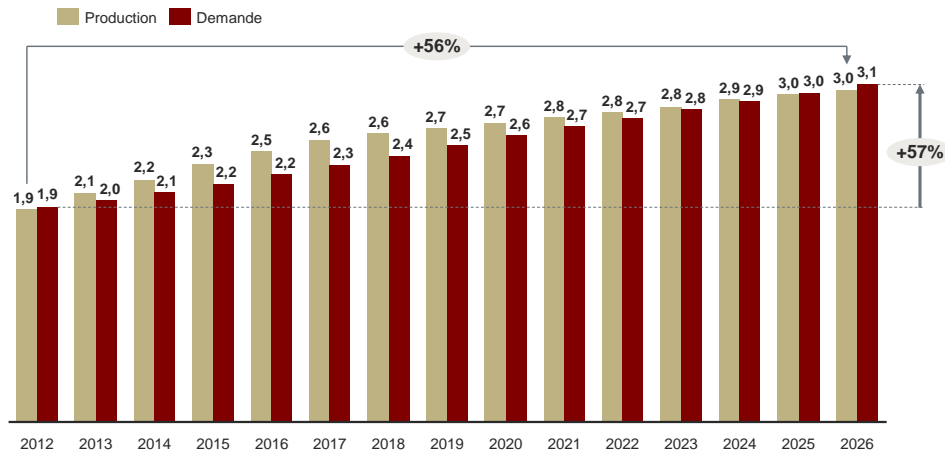
5.2.5.1.2 PROJECTIONS DE L'OFFRE

À court terme, l'offre devrait excéder la demande, notamment en raison de la croissance plus faible des importations chinoises. La forte hausse des prix des années antérieures a également augmenté le développement et la mise en valeur de projets de mines de fer. Le désir de diversification des approvisionnements par les aciéries devrait favoriser la réalisation de certains projets à l'avantage du Québec. L'offre a déjà dépassé la demande, mais comme celle-ci augmente tout de même rapidement, les projets miniers les plus susceptibles d'être rentables iront de l'avant. On prévoit ainsi une augmentation de la production de 56% entre 2012 et 2025.

⁵⁶ UN, BHP Billiton, analyse SECOR

GRAPHIQUE 39 : PROJECTION DE LA DEMANDE ET DE LA PRODUCTION MONDIALE DE MINÉRAI DE FER

Mt; 2007-2026



Source : AME Group.

Comme la qualité des gisements devrait diminuer, cela devrait favoriser la production de boulettes, ces gisements étant plus propices à la technologie de réduction directe. Certaines analyses projettent que la production de boulettes devrait augmenter de 6,2% annuellement entre 2011 et 2021, alors que le concentré pour frittage augmenterait de 5,1% et le fer grossier de 3,3% sur la même période⁵⁷.

Le potentiel de projets d'investissement dans le fer était évalué à plus de 127 milliards de dollars en 2011 pour les projets en cours et à venir. Les pays ayant le plus de potentiel étaient l'Australie, avec 8 projets d'investissement, et le Brésil, avec 5 projets d'investissement. Le Canada se situait en 3e position avec 3 projets d'investissement, dont le projet Otehluk ayant le potentiel d'investissement le plus important au monde.

La capacité de production cumulée de ces projets est évaluée à plus de 750 Mt. Ainsi, même si tous les projets majeurs annoncés étaient réalisés, il y a encore de la place pour une capacité supplémentaire de près de 450 Mt d'ici 2025. Néanmoins, cette liste n'est pas exhaustive et il existe encore de nombreux projets de plus petite envergure qui sont annoncés. Bien que le potentiel soit élevé, certains projets sont encore à l'étape conceptuelle et d'autres ne seront pas réalisés.

⁵⁷ (Century Iron Mines Corporation, 2012)

TABLEAU 4 : PROJETS D'INVESTISSEMENT MAJEURS À L'ÉCHELLE MONDIALE
Fin d'année 2011

Nom du projet	Pays	Étape de réalisation en 2011	Contrôlé par	CAPEX (M\$)	Capacité (Mt)
Lac Otelnuk	Canada	Pré faisabilité	Adriana	12 981	50*
Serra Sul	Brésil	Conceptuel	Vale	11 297	90
Simandou	Guinée	Pré faisabilité	Rio Tinto	10 000	70
Timir Fe	Russie	Conceptuel	Alrosa Group	10 000	-
Zanaga	Congo	Pré faisabilité	Xstrata. ZIOC	7 545	45
RGPS	Australie	Exp. opération/construction	BHP Billiton	5 650	40
Minas Rio	Brésil	Construction	Anglo American	5 000	26,5
Kalia fe	Guinée	Faisabilité	Bellzone	4 456	50
Sino Iron Ore	Australie	Construction	Citic Pacific	4 060	22
KeMag	Canada	Faisabilité	Tata Steel	3 800	11
Jack Hills	Australie	Exp. opération/construction	Mitsubishi, Posco, Resource Cap, Sinosteel	3 788	29
Priorskoye	Russie	Conceptuel	MMK OJSC, Ural	3 656	25
Cerro Copan	Pérou	Conceptuel	Cuervo Res	3 500	-
Jimblebar	Australie	Exp. opération/construction	BHP Billiton	3 400	45
Balmoral South	Australie	Faisabilité	Clive Palmer	3 373	24
Pampa de Pongo	Pérou	Conceptuel	Nanjinzhao	3 280	27,4
Mbalam	Cameroun	Faisabilité	Sundance Res	3 277	35
Hawson	Australie	Pré faisabilité	Carpentaria, BMG	2 870	5
LabMag	Canada	Pré faisabilité	Tata Steel	2 750	11
Jiboa	Brésil	Conceptuel	ENRC	2 600	25
Bong Mine	Libéria	Faisabilité	Wugang, China Union	2 600	-
Tonkolili	Sierra Leone	Construction	African Minerals	2 600	15
Southdown	Australie	Pré faisabilité	Grange Res, Sojitz	2 570	10
Moonshine	Australie	Conceptuel	Macarthur Min	2 521	10
Apolo	Brésil	Faisabilité	Vale	2 509	24
Putu	Libéria	Pré faisabilité	Severstal. Afferro Mining	2 500	25
Vale Northern	Brésil	Exp. opération/construction	Vale	2 478	30
Apurimac	Pérou	Pré faisabilité	Strike	2 300	20
Etc.	Etc.	Etc.	Etc.	Etc.	Etc.
Total				> 127 361	> 764,9

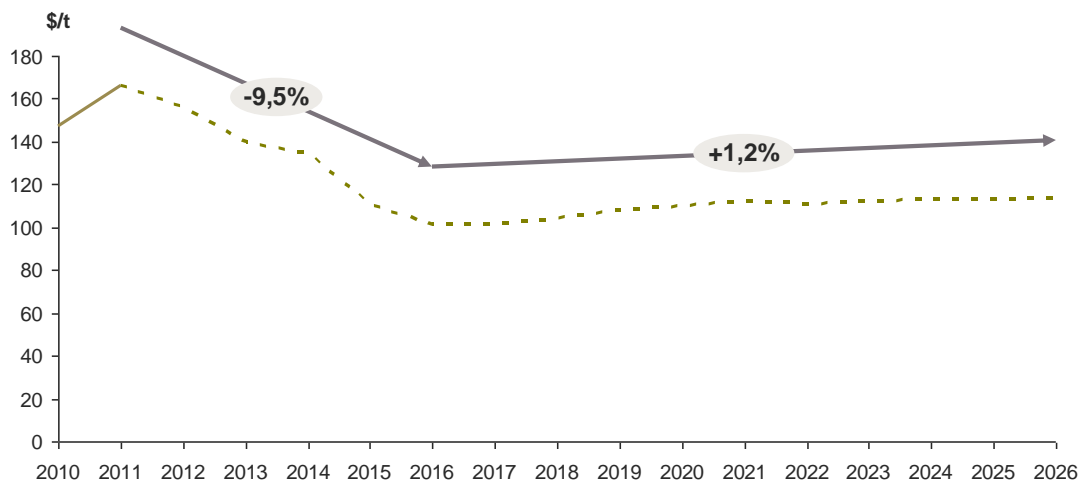
*Capacité de production de boulettes de fer

Sources : Raw Material survey, rapports annuels des sociétés concernées, revue de presse et Analyse KPMG-SECOR.

5.2.5.1.3 PROJECTIONS DE PRIX

L'offre étant actuellement supérieure à la demande, les analystes s'entendent généralement sur une réduction des prix jusqu'en 2016⁵⁸. Par la suite, les prévisions de moyen et de long termes prévoient une stabilisation des prix en dollars constants de 2011, suivie d'une légère remontée. Les prix devraient diminuer de 9,5% annuellement d'ici 2016 pour atteindre près de 100 \$/t et devraient augmenter à nouveau de 1,2% annuellement jusqu'en 2026 pour atteindre 115 \$/t. Le choc subi dans la fixation des prix amène beaucoup d'incertitude face à l'évolution des prix, mais différents analystes s'entendent pour dire qu'un bris de tendance s'est effectué; les prix devraient ainsi demeurer plus élevés qu'avant 2005.

GRAPHIQUE 40 : PRÉVISION DU PRIX RÉEL DU FER
2010-2026; \$/t en \$ de 2011, Prix spot Chine CFR 62,5% Fe

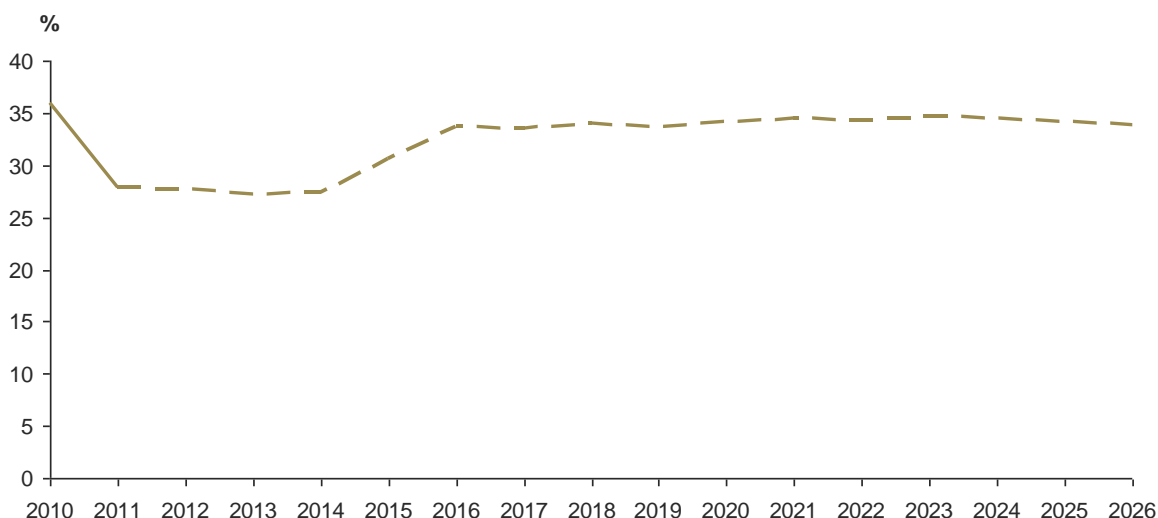


Source : AME Group.

⁵⁸ AME Group, CRU Group

GRAPHIQUE 41 : PRÉVISION DU POURCENTAGE DE LA PRIME DE LA BOULETTE DE FER PAR RAPPORT AU CONCENTRÉ

2010-2026; %, Tubarao FOB vers l'Europe



Source : AME Group.

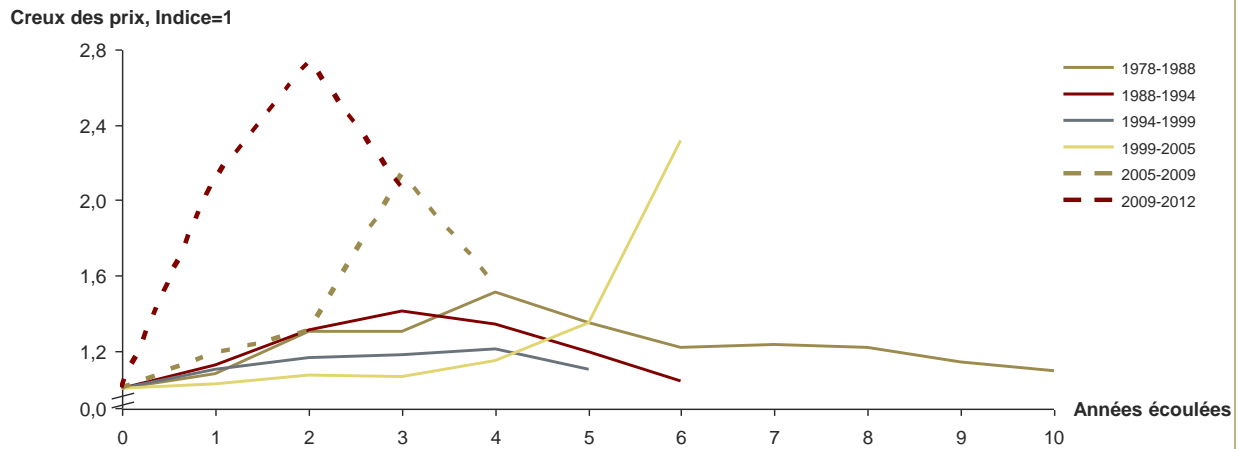
La prime pour la boulette de fer devrait également diminuer et atteindre moins de 30% du prix du concentré jusqu'en 2015. Elle devrait augmenter à nouveau par la suite pour se stabiliser à près de 35% du prix du concentré à partir de 2016, et ce, jusqu'en 2026. Cette prime justifierait à nouveau la compensation des coûts de transformation. Les aciéries réitéreront leur désir d'obtenir un minerai de fer de qualité améliorant leur productivité.

Il faut cependant être prudent face à ces analyses puisque celles-ci se basent sur des analyses de tendances structurelles sans considérer les effets de cycles ou la conjoncture économique à court terme. Entre 1976 et 2012, le prix du fer a atteint au moins six fois des sommets de prix avant une diminution durant les années subséquentes, et particulièrement deux sommets historiques entre 2005 et 2012. Comme la structure de prix semble s'ajuster, il est difficile de savoir si les cycles suivent désormais un nouveau schéma ou si la conjoncture fait en sorte que la lecture des cycles est biaisée.

La tendance était que les cycles se raccourcissaient avec moins de variabilité entre les creux et les sommets de prix. Cependant, bien que les deux cycles entre 2005 et 2012 se soient raccourcis, la variabilité a été rehaussée. Ainsi, si les cycles sont similaires à ceux ayant eu lieu entre 1976 et 2005, on pourrait s'attendre à avoir entre un et deux nouveaux sommets de prix d'ici 2025. Mais si la tendance des sept dernières années continue, on pourrait s'attendre à trois nouveaux sommets de prix ou plus.

GRAPHIQUE 42 : DURÉE DES CYCLES DE PRIX DU FER

Nouveau creux de prix=1, années, concentré Tubarao FOB vers l'Europe; 1978-2012



Sources : Tex Reports, Baffinland, World Steel Association, analyse KPMG-SECOR

5.2.5.1.4 L'OFFRE AU QUÉBEC

Au Québec, les sociétés minières actives sur le territoire ont toutes des stratégies qui visent à augmenter leur capacité de production. De surcroît, de nombreux projets de mise en valeur ou en développement sont actuellement en cours augurant ainsi une augmentation de la capacité de production du Québec afin de répondre à la demande mondiale. Si tous ces projets se réalisaient, cela représenterait une capacité de production supplémentaire de plus de 141 Mt de concentré, dont 87 Mt en production de boulettes de fer.

Ce niveau représenterait une augmentation de plus de 700% de la capacité de production pour le Québec, sans compter les autres projets d'exploration qui pourraient s'avérer concluants. De plus, les projets d'augmentation de la capacité de bouletage dans la Fosse du Labrador sont tous situés au Québec. Il serait imprudent de croire que tous ces projets se réaliseront, mais la dynamique du marché du minerai de fer offre à l'industrie du fer québécoise des opportunités qui permettront à certains projets de se réaliser.

TABLEAU 5 : CAPACITÉ DE PRODUCTION DE CONCENTRÉ ET DE BOULETTES DE FER DANS LA FOSSE DU LABRADOR

Projet minier	Concentré	Boulettes
Mont-Wright – ArcelorMittal	14 Mt	9 Mt
Lac Bloom – Cliffs	8 Mt	-
Scully – Cliffs	-	4 Mt
Sous-total Québec	22 Mt	13 Mt
Carol Lake –IOC	18 Mt	13 Mt
Scully – Cliffs	6 Mt	-
Labrador Iron Mines	2,5 Mt	-
Sous-total Labrador	26,5 Mt	13 Mt
Total	48,5 Mt	26 Mt

TABLEAU 6 : CAPACITÉ DE PRODUCTION SUPPLÉMENTAIRE DE CONCENTRÉ ET DE BOULETTES DE FER ANNONCÉE DANS LA FOSSE DU LABRADOR

Projet minier	Concentré	Boulettes
ArcelorMittal- Mont-Wright	10 Mt	-
Lac Bloom – Cliffs	8 Mt	-
DSO – NML & Tata	4 Mt	-
Taconite (Kémag)* – NML & Tata	11 Mt	17 Mt
Lac Otnuk – Adriana	N/D	50 Mt
Mouchalagane – Argex	N/D	8 Mt
Fire Lake North – Champion	10 Mt	-
Sunny Lake – Century	20 Mt	12 Mt
Hope Advance Bay –Oceanic	20 Mt	-
Sous-total Québec	>141 Mt	87 Mt
Carol Lake – IOC	4 Mt	-
Taconite (LabMag)* – NML & Tata	11 Mt	-
Kami – Alderon	8 Mt	-
Sous-total Labrador	23 Mt	0
Total	>165 Mt	87 Mt

* Capacité séparée également entre le Québec et le Labrador
 Sources : MRNF, Ressources naturelles Canada, rapports de compagnie.

5.2.6 CONCLUSIONS SUR LE SECTEUR DU FER

Une forte incertitude entoure le secteur de l'extraction du minerai de fer à court terme. Cependant, plusieurs tendances permettent de dresser un portrait positif pour ce secteur. Bien que la demande de fer ralentisse par rapport à la dernière décennie, elle devrait continuer à augmenter à un rythme soutenu. Le fort bassin de population de la Chine devrait en effet continuer à s'urbaniser et son économie à croître, bien qu'à un rythme moindre. L'Inde devrait dépasser la Chine en termes de population et les perspectives de croissance économique pourraient surpasser celles de la Chine. Le développement économique, corrélé aux besoins en infrastructures, assurera la demande en acier qui est, sans équivoque, un facteur de croissance important de la demande de fer à venir.

Le Québec représente actuellement moins de 10% de la production mondiale de boulettes de fer, mais pourrait devenir un chef de file s'il réussit à assurer la viabilité de ses usines actuelles et futures. Une étude du Metal Economic Group prévoit qu'entre 2011 et 2016, le Canada pourrait franchir le top 5 des producteurs de fer mondiaux⁵⁹; le potentiel du Québec pour gagner des parts de marché en terme absolue est donc bien réel. Les nombreux investissements chinois pour des prises de position dans des projets de la Fosse du Labrador supposent que même si ce ne sont pas tous les projets qui iront de l'avant, il y a de fortes chances que la Chine accroisse son approvisionnement au Québec.

⁵⁹ (Metals Economics Group, 2012)

Les prix devront se maintenir à un certain niveau afin d'assurer la rentabilité des projets. Nous estimons que si le prix du fer passe en dessous de la barre des 100 \$/t CFR, il y a peu de chances que l'industrie du fer se développe rapidement au Québec. Bien que les projections de prix soient à la baisse pour les prochaines années, les prévisions à plus long terme, soit après 2016, prévoient une hausse qui atteindra une tendance sans précédent dû à la nouvelle réalité et qui assurera des prix au-dessus de 100 \$/t tel que l'illustre le graphique 40.

Enfin, bien que les projets de production de fer soient importants à l'échelle de la planète, les gisements de fer grossier devraient se faire de plus en plus rares, assurant par le fait même une place de choix pour la production de boulettes de fer. La rareté du DSO et la qualité moins élevée des gisements feront en sorte que les aciéries seront à la recherche de produits de qualité pour les alimenter. La boulette représente une option intéressante pour laquelle le savoir-faire québécois pourra être reconnu.

Il sera néanmoins essentiel d'assurer le contrôle des coûts de production menacés par la montée des prix du pétrole. Les usines de bouletage sont énergivores en mazout, et la rentabilité des opérations pourrait être menacée face à une montée plus rapide du prix du pétrole que du prix du fer. Or, le gaz naturel pourrait constituer une alternative stratégique et efficace pour assurer la pérennité de l'industrie.

5.3 L'INDUSTRIE DE L'ALUMINIUM

5.3.1 INTRODUCTION

La section qui suit présente le secteur de l'aluminium et son importance pour l'économie et pour le portrait énergétique de la Côte-Nord.

La production d'aluminium est très énergivore. Tout comme les acteurs de l'industrie du fer que KPMG-SECOR a rencontré dans le cadre de ce mandat, les joueurs de l'industrie de l'aluminium ont manifesté leur grand intérêt à adopter le gaz naturel comme source d'énergie pour certains éléments de leur consommation énergétique. Leur procédé de fabrication exige d'importantes quantités d'électricité et continuera d'être alimenté à l'électricité. Toutefois, le gaz pourrait servir à remplacer l'électricité pour des besoins périphériques au procédé.

5.3.2 LA DEMANDE D'ALUMINIUM

Les propriétés spécifiques de l'aluminium (Al) permettent de comprendre pourquoi il est de plus en demande. L'aluminium est couramment utilisé pour sa légèreté, ses propriétés anticorrosives et anti-oxydantes et son excellente conductivité électrique⁶⁰. Plus de 50% de la demande mondiale d'aluminium est reliée aux industries du transport et de la construction (Graphique 43).

⁶⁰ Les propriétés conductrices de l'aluminium sont deux fois supérieures à celles du cuivre selon The Aluminium Association

GRAPHIQUE 43 : UTILISATIONS DE L'ALUMINIUM

Les utilisations de l'aluminium sont nombreuses...

Il pèse environ un tiers de moins que l'acier ou le cuivre; est malléable, ductile, durable et facilement usiné et coulé, et possède une excellente résistance à la corrosion. L'aluminium est couramment utilisé dans ces industries :



Emballages:
L'aluminium permet une excellente conservation des aliments et produits de santé. (ex: boîtes, cannettes, feuilles, etc)

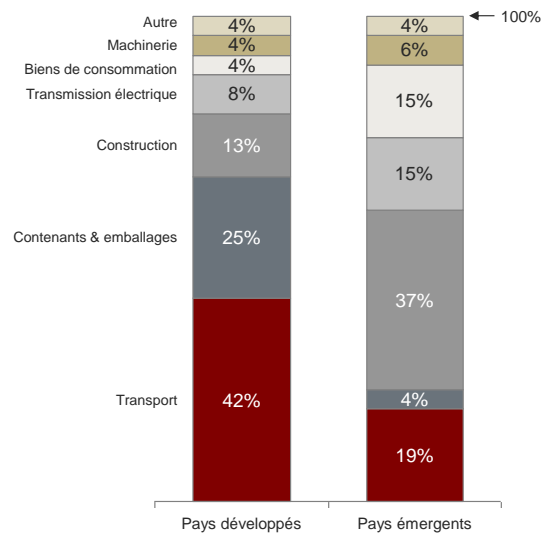


Construction :
La légèreté de l'aluminium permet d'alléger les structures de construction tout en étant anticorrosif (ex: fenêtres, portes, revêtements, etc)



Transports:
La légèreté de l'aluminium permet d'alléger le poids des véhicules et de sauver de l'énergie (ex: automobiles, avions, camions, wagons, navires, etc)

... et varient sensiblement entre pays développés et émergents

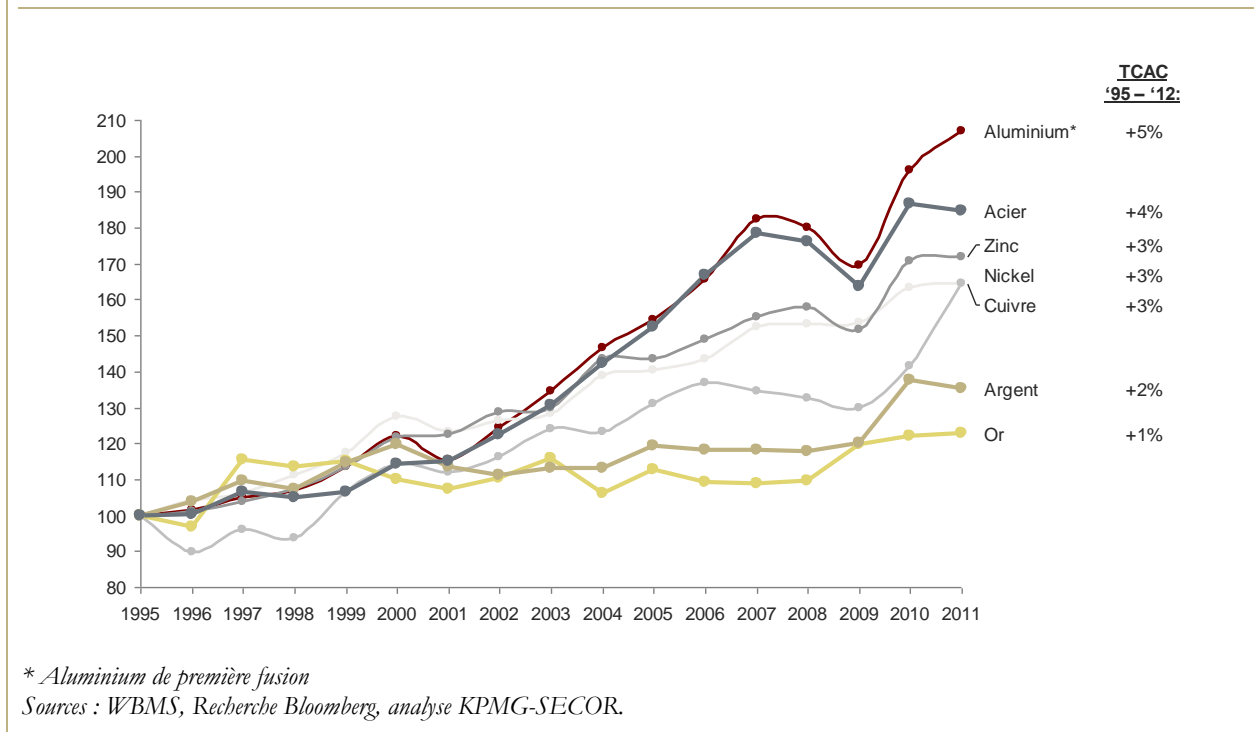


Sources : Estimations Rusal, Institut international de l'aluminium, analyse KPMG-SECOR.

Cet attrait pour les propriétés de l'aluminium est en majeure partie responsable de la forte croissance de sa consommation ces dernières années : depuis 1995, la croissance de la demande mondiale d'aluminium a surpassé celle des autres métaux, avec un taux de croissance annuel moyen composé de 5% (Graphique 44).

GRAPHIQUE 44 : CONSOMMATION MONDIALE, PAR TYPE DE MÉTAUX

Base 100=1995, 1995-2011

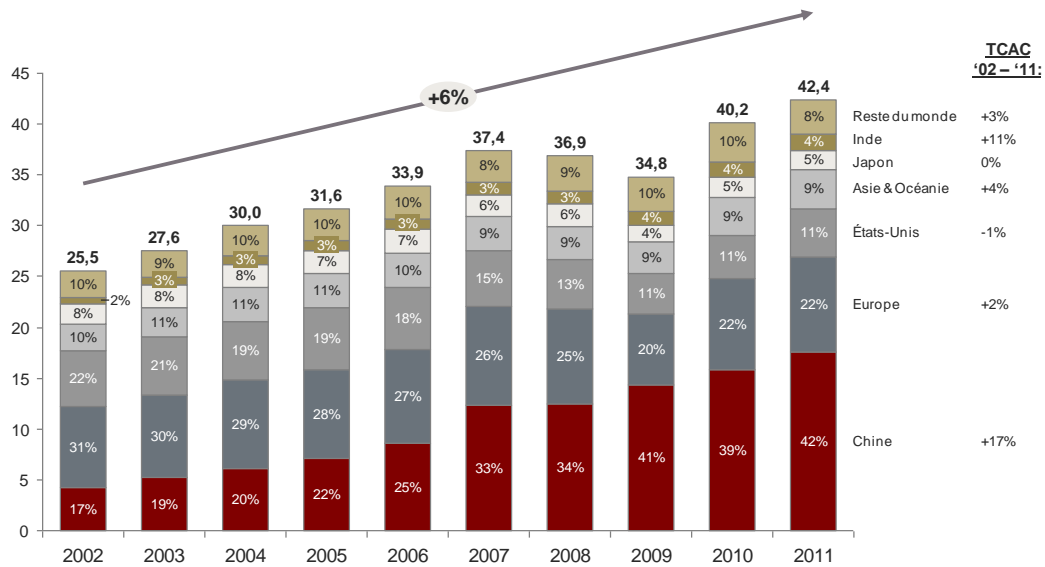


La Chine, aujourd'hui responsable de 42% de la demande mondiale (Graphique 45), a été le principal moteur de cette croissance. Entre 2002 et 2011, la croissance moyenne annuelle de la consommation chinoise d'aluminium de première fusion s'est située à +17%. À titre de comparaison, celles des États-Unis, de l'Europe et du Japon ont été de -1%, 0% et +2% respectivement. Tel que discuté dans le portrait du fer, la croissance fulgurante de l'économie chinoise dans la dernière décennie (TCAC : +10%), a été fortement alimentée par un niveau record d'investissement intérieur⁶¹ (48% du PIB en 2010), en réponse à l'urbanisation rapide de la population chinoise. Les trois quarts de ces investissements se sont concentrés dans des secteurs intensifs en aluminium tels que les secteurs manufacturiers, de l'immobilier, des transports et des infrastructures (Graphique 46).

Le maintien de tels niveaux d'investissements en Chine conditionnera à long terme le niveau de la demande chinoise et mondiale d'aluminium. D'autres pays, tels que l'Inde, en voie de connaître une forte urbanisation, pourraient également suivre le chemin tracé par la Chine (Graphique 47).

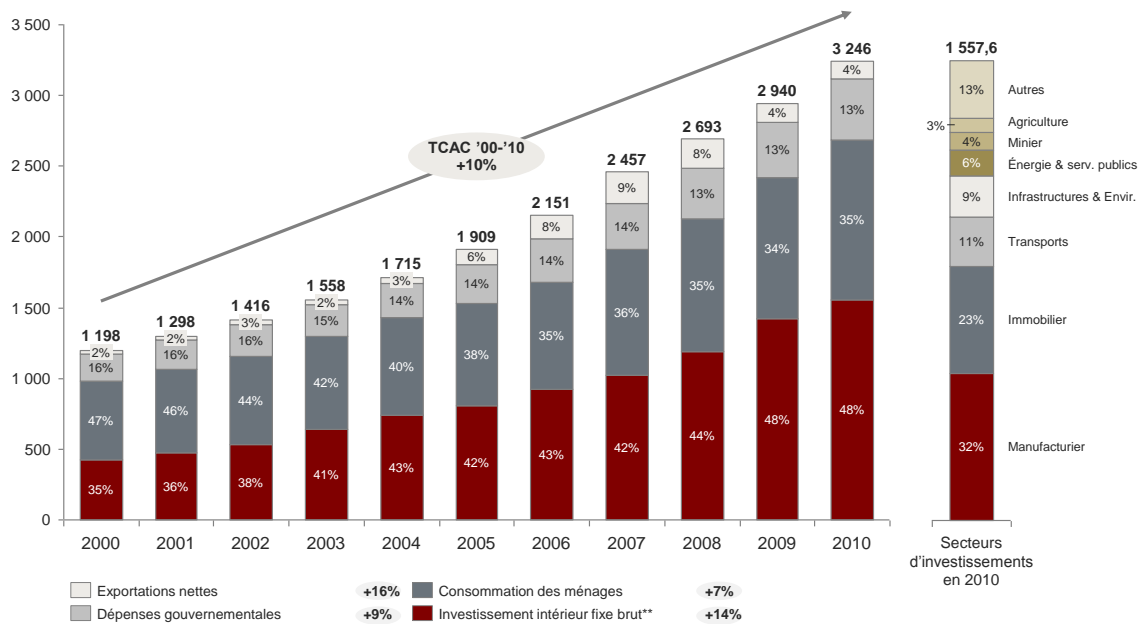
⁶¹ Formation brute de capital immobilisé : La formation brute de capital immobilisé (ou investissement intérieur fixe brut) comprend les améliorations des terres (clôtures, fossés, drains, etc.), les usines, la machinerie et les achats d'équipement, la construction de routes, de chemins de fer, etc. y compris les écoles, les bureaux, les hôpitaux, les unités résidentielles privées et les édifices commerciaux et industriels. Selon le système de comptabilité nationale de 1993, les acquisitions nettes de biens de grande valeur font également partie de la formation de capital. Les données sont en dollars américains courants. (Source : Banque mondiale)

GRAPHIQUE 45 : CONSOMMATION MONDIALE D'ALUMINIUM DE PREMIÈRE FUSION PAR PAYS
Mt, 2002-2011



Sources : Recherche Bloomberg, analyse KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 46 : PIB RÉEL DE LA CHINE DE 2000 À 2010
Milliards de dollars US*

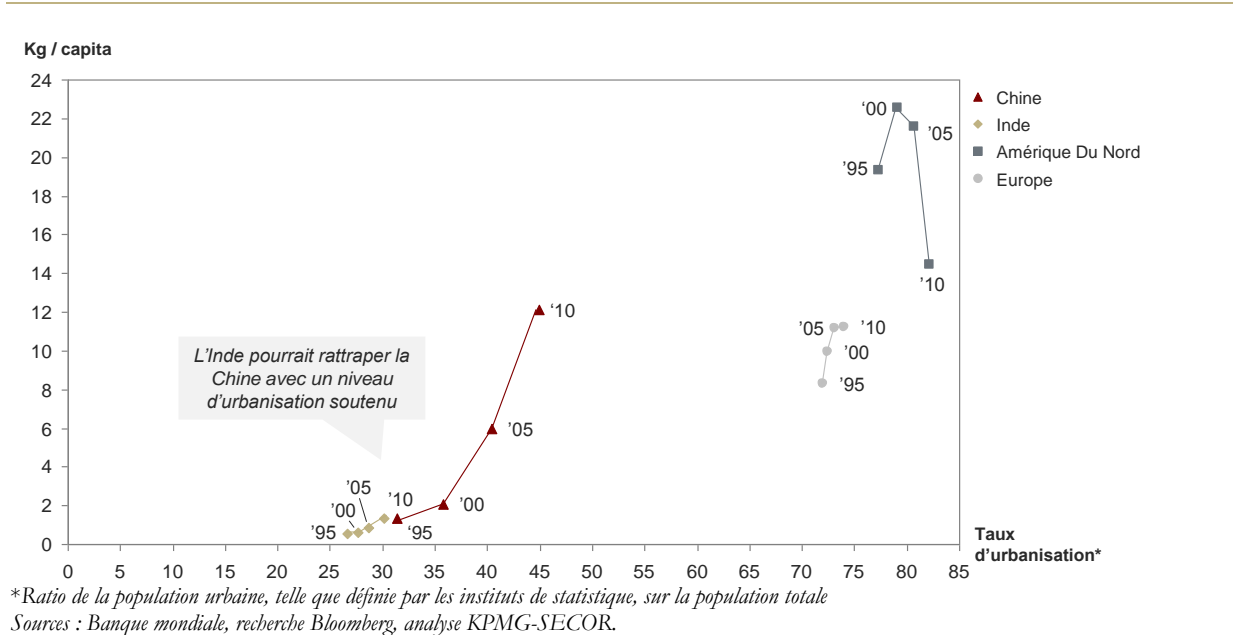


*En dollars constants de 2000

**Formation brute de capital fixe

Sources : Banque mondiale, analyse KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 47 : CONSOMMATION D'ALUMINIUM PAR HABITANT ET URBANISATION
1995-2010



Si la tendance se confirme, la provenance de la demande mondiale d'aluminium devrait continuer à se déplacer progressivement vers les marchés émergents, particulièrement l'Asie. Rusal, le premier producteur d'aluminium mondial, prévoit qu'en 2025 la Chine devrait être responsable de 52% de la consommation mondiale, contre 24% pour le reste de l'Asie et l'Océanie et 14% et 9% respectivement pour l'Europe et l'Amérique du Nord.

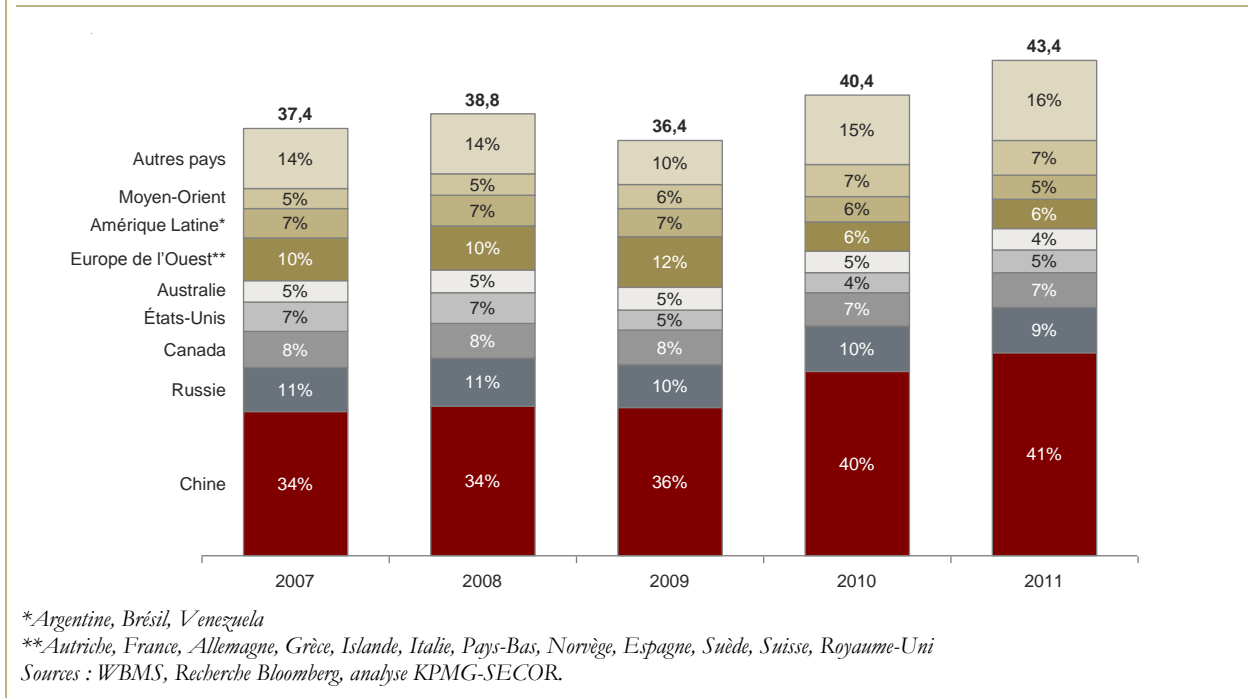
5.3.3 L'OFFRE D'ALUMINIUM

Avec 41% de la production mondiale en 2011, la Chine est le plus important producteur mondial d'aluminium (Graphique 48). Le Canada occupe la troisième position après la Russie, avec 7% de la production mondiale, mais a perdu du terrain depuis 2007. Le Moyen-Orient a également augmenté sa contribution à la production mondiale ces cinq dernières années, passant de 5% à 7% entre 2007 et 2011. Cette tendance devrait se maintenir : l'essentiel de l'ajout de capacité de production devrait être généré par la Chine, le Moyen-Orient et l'Inde (Graphique 49).

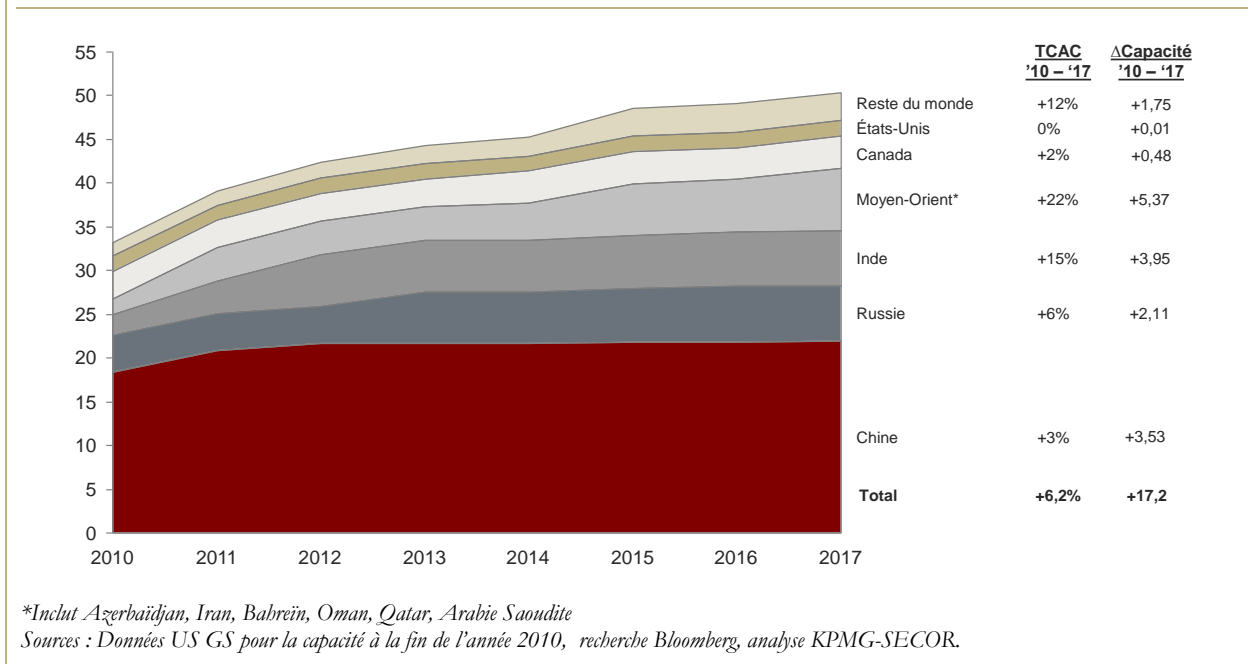
Puisqu'elle se situe à l'extrême de la courbe de coûts (Graphique 50), la Chine prévoit remplacer ses alumineries aux coûts d'opération élevés afin d'être moins dépendante des importations et de renforcer sa rentabilité. Le Moyen-Orient prévoit bénéficier de faibles prix du gaz naturel localement et de faibles coûts de transport vers les marchés en demande⁶². Rio Tinto, Alcoa Inc. et Norsk Hydro ASA y réalisent des investissements majeurs avec l'objectif de renforcer leurs parts de marché à l'échelle mondiale.

⁶² (Commodity Online, 2012)

GRAPHIQUE 48 : PRODUCTION D'ALUMINIUM DANS LE MONDE
Mt, 2007-2011

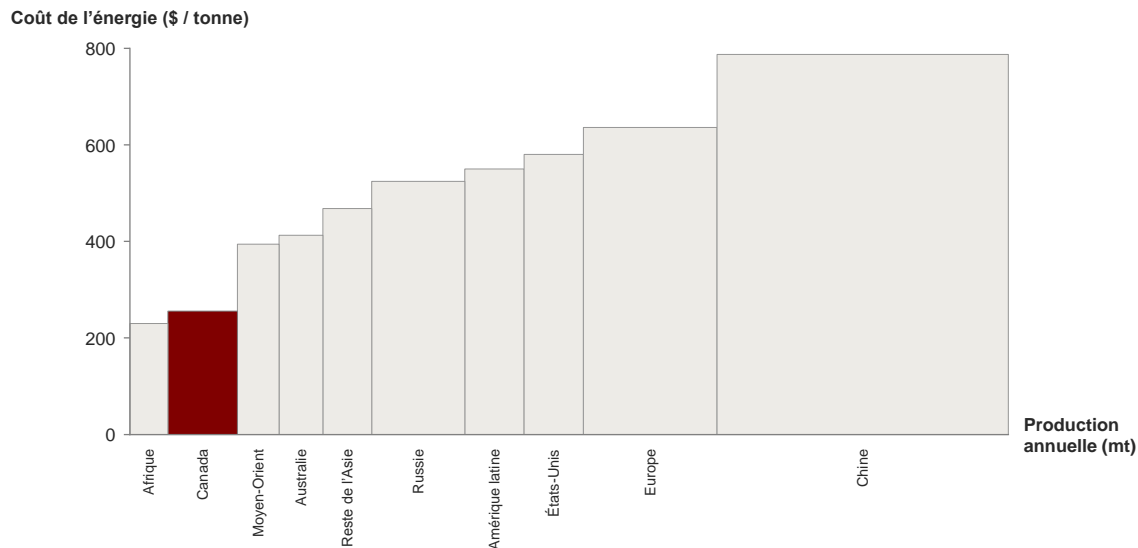


GRAPHIQUE 49 : CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ALUMINIUM PAR PAYS
Mt, 2010-2017



GRAPHIQUE 50 : VOLUMES DE PRODUCTION D'ALUMINIUM ET COÛTS MOYENS DE L'ÉNERGIE PAR RÉGION

Mt, \$/tonne, 2010



Sources : CRU, WBMS, Bloomberg, analyse KPMG-SECOR.

Selon le pays de production, le coût de l'énergie représente entre 14% (Canada) et 32% (Chine) des coûts variables de production d'une tonne d'aluminium.

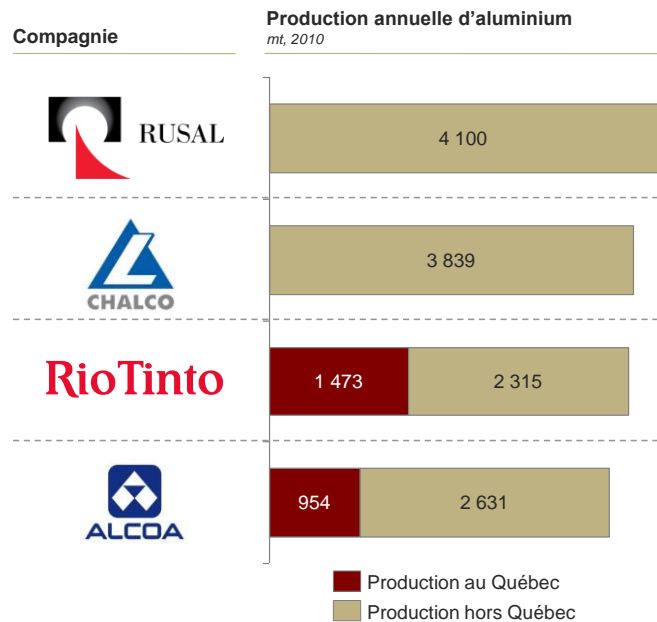
L'accès à une source d'énergie économiquement viable est déterminant dans les décisions d'investissement des producteurs d'aluminium. À ce titre, le Canada, et particulièrement le Québec, a bénéficié des coûts d'énergie parmi les plus faibles au monde. Pendant plusieurs années, cet avantage s'est graduellement estompé avec la pleine utilisation des capacités de production privée d'électricité, la diminution des surplus électriques et le coût des nouveaux ouvrages hydroélectriques. L'adoption d'un prix mondial pour le carbone dans le futur pourrait toutefois redonner un avantage concurrentiel au Québec.

5.3.4 PRODUCTION AU QUÉBEC

Deux des quatre plus importants joueurs mondiaux de l'industrie sont établis au Québec (Graphique 51). Rio Tinto et Alcoa opèrent deux alumineries⁶³ dans la région de la Côte-Nord.

⁶³ Incluant Alouette dans laquelle Rio Tinto détient une participation

GRAPHIQUE 51 : RÉPARTITION DES COÛTS DE PRODUCTION
US \$/t, 2008



Sources : Rapports annuels, analyse KPMG-SECOR.

La compétitivité de l'industrie de l'aluminium québécoise est remise en question par d'importants changements dans l'industrie mondiale (Graphique 52). Historiquement, le secteur a bénéficié de faibles coûts de production grâce à l'accès à l'hydroélectricité. Le Québec s'est placé parmi les régions de prédilection sur le plan mondial, faisant de la province le troisième producteur derrière la Chine et la Russie. Toutefois, le faible coût d'opportunité du gaz naturel dans certains pays du Moyen-Orient et l'accès grandissant à l'hydroélectricité pour les pays en voie de développement remettent en question l'avantage concurrentiel du Québec.

GRAPHIQUE 52 : COÛT DE L'ÉNERGIE – CHOIX DE LOCALISATION D'UNE USINE D'ALUMINIUM

Tendances principales

Coûts variables de production de l'aluminium au Canada
 \$/tonne, 2008

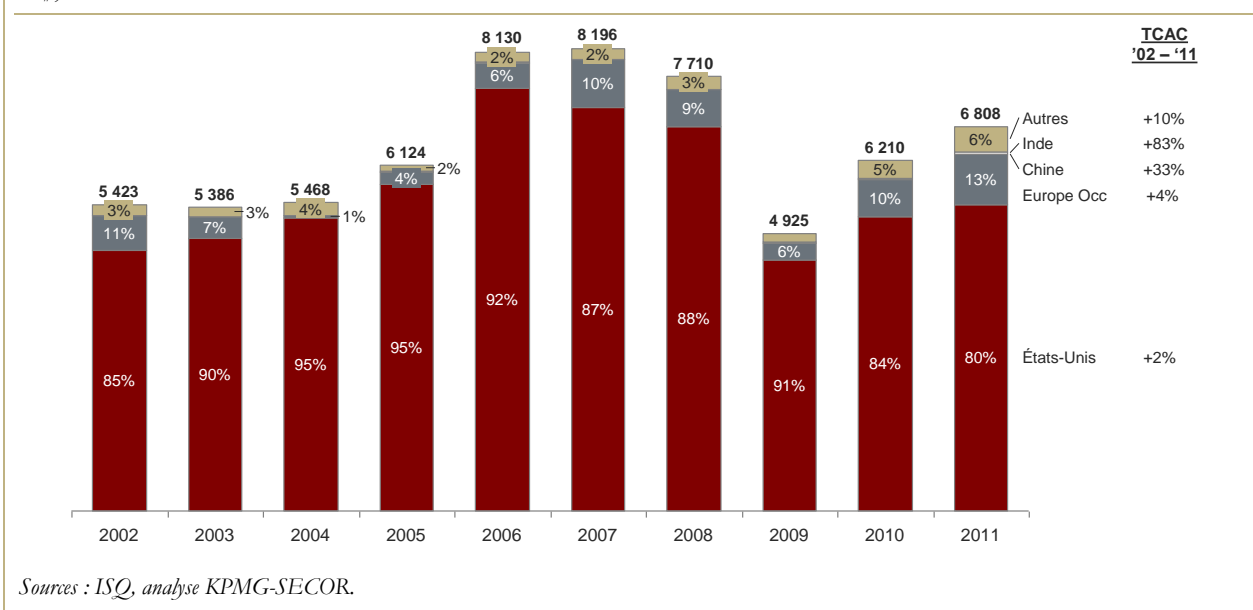


Sources : Dialogue sur l'aluminium, Cirano, CRDT, UQAC, Institut de la statistique du Québec, analyse KPMG-SECOR.

L'accès à l'hydroélectricité dans de nombreux pays d'Afrique, couplé à un régime fiscal souvent avantageux et à des coûts de transport faibles vers l'Asie, représentent également une concurrence sérieuse pour l'industrie québécoise de l'aluminium. Toutefois, les développements technologiques réduisent continuellement la consommation unitaire d'énergie. La réglementation environnementale pourrait également affecter la compétitivité du Québec sur le plan mondial : si une taxe carbone était instaurée, sur le modèle de la Colombie-Britannique, les coûts de production pourraient augmenter en conséquence.

L'aluminium québécois s'exporte traditionnellement vers les marchés matures (États-Unis et Europe) (Graphique 53). Les producteurs d'aluminium du Québec espèrent pouvoir miser sur les initiatives éco-efficaces des industries de l'automobile et de l'aéronautique nord-américaines. Par ailleurs, les marchés émergents pourraient représenter une opportunité croissante de diversification pour les producteurs québécois.

GRAPHIQUE 53 : ÉVOLUTION DES EXPORTATIONS D'ALUMINIUM ET D'ALUMINE AU QUÉBEC
M\$, 2002-2011



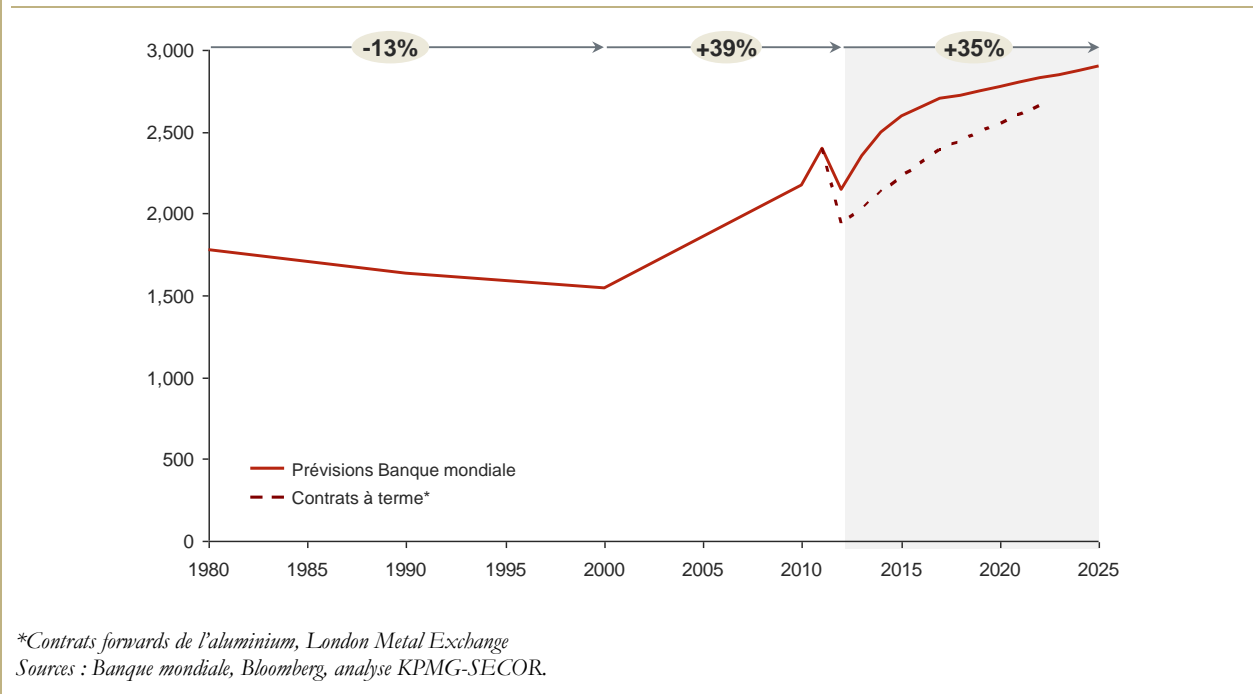
5.3.5 LES PRIX DE L'ALUMINIUM

La Banque mondiale prévoit une tendance haussière sur les prix de l'aluminium jusqu'en 2025 (Graphique 54), avec une hausse de près de 35% entre 2012 et 2025.

Même si les tendances à court terme du prix de l'aluminium sont à la baisse, en réponse à d'importants surplus et un haut niveau d'inventaire, la Banque mondiale prévoit que les prix de l'aluminium seront en hausse à moyen terme. Du côté de la demande, l'institution prévoit que la consommation devrait être maintenue par la substitution progressive du cuivre à l'aluminium, aussi longtemps que le ratio de prix cuivre/aluminium est au-dessus de 2:1, comme c'est le cas actuellement.

Du côté de l'offre, la Banque mondiale anticipe une hausse de la production plus importante que la demande, principalement déterminée par la Chine et, dans une moindre mesure, par l'ajout de nouvelles capacités de production au Moyen-Orient et par la relance d'alumineries en Europe et en Amérique du Nord. Bien que la Banque mondiale anticipe le maintien de surplus de production, la projection de la hausse des prix se base sur l'augmentation potentielle du coût de production de l'aluminium dans les prochaines années, particulièrement du coût de l'énergie, qui représente environ 35 % des coûts totaux de production. De plus, le coût de l'alumine et du carbone, deux matières importantes dans la production d'aluminium, devraient aussi augmenter selon la Banque mondiale (Banque Mondiale, 2012). Enfin, les prix des contrats à terme en cours au LME semblent confirmer des anticipations du marché pour des prix futurs à la hausse.

GRAPHIQUE 54 : HISTORIQUE ET PROJECTION DES PRIX DE L'ALUMINIUM
\$US/mt, 1980-2025



5.3.6 CONCLUSION SUR LE SECTEUR DE L'ALUMINIUM

Pour conclure, les propriétés uniques de l'aluminium en font une matière en forte demande à travers le monde. La croissance du marché a été largement soutenue par l'urbanisation de la Chine et un fort niveau d'investissement dans les infrastructures qu'elle implique. Le maintien de tels niveaux d'investissements en Chine ainsi que l'urbanisation et le développement d'autres pays émergents tels que l'Inde seront déterminants pour la demande mondiale à long terme. Dans une moindre mesure, le remplacement d'autres métaux par de l'aluminium comme matière première dans certaines industries matures (eg. : Automobile) devrait également permettre de maintenir un niveau de demande élevé pour l'aluminium.

Du côté de l'offre, deux importants changements vont influencer fortement le dynamisme du marché international : la capacité de la Chine à réduire ses coûts de production d'aluminium et la croissance de la production d'aluminium dans les pays du Moyen-Orient et dans d'autres pays en développement, maintenu par de faibles coûts de l'énergie (gaz naturel et hydroélectricité). Au Québec, on observe une faible diversification de la demande vers d'autres acheteurs que les États-Unis et l'Europe. Cette tendance va-t-elle se poursuivre ou s'accélérer? Par ailleurs, un changement sur le plan de la réglementation environnementale pourrait également affecter la compétitivité du Québec sur le plan international.

Sur la base de ces importants changements sur le marché international, la Banque Mondiale anticipe des prix de l'aluminium en hausse pour les 15 prochaines années.

5.4 L'INDUSTRIE DES PÂTES ET PAPIERS

5.4.1 INTRODUCTION

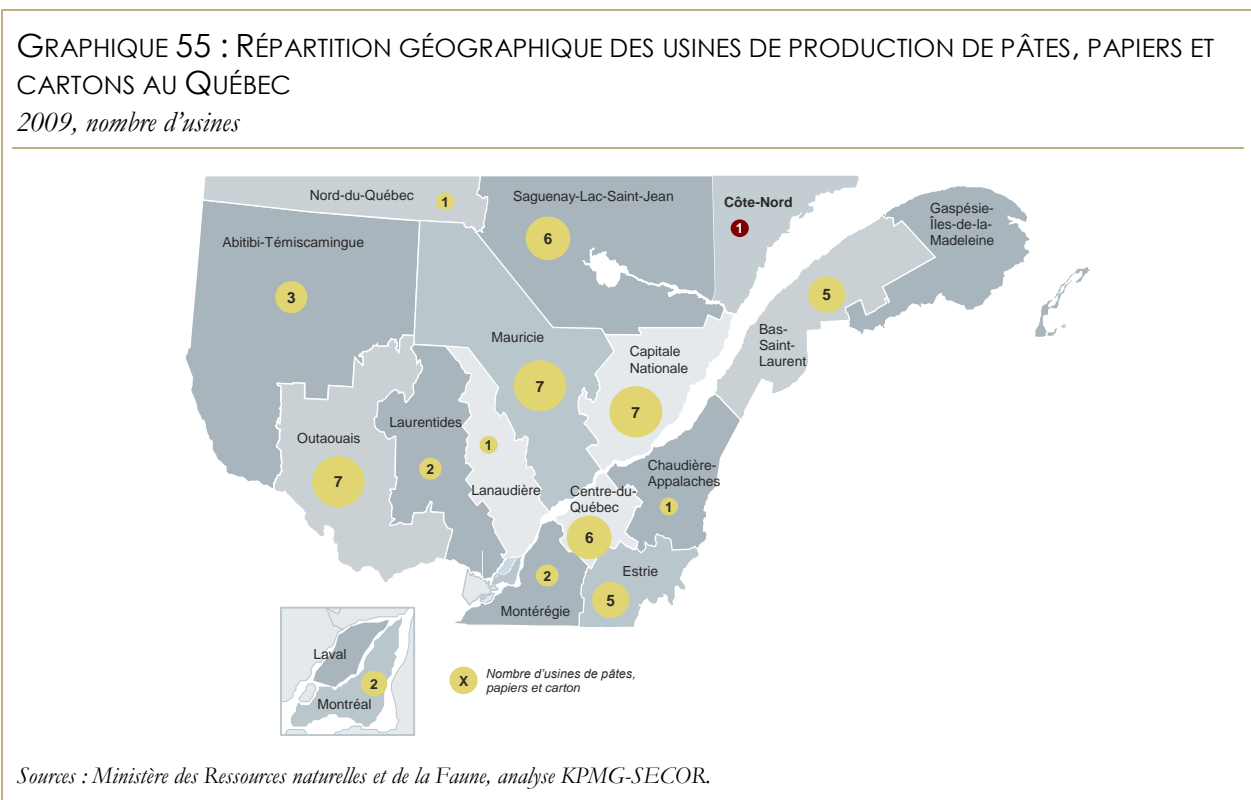
Avec un total de 26 milliards de dollars en 2010, le Canada a été la 5^e région pour les ventes de produits forestiers, papiers et emballages, représentant 7,7% du total mondial, loin cependant de l'Europe et des États-Unis qui ont représenté respectivement 31% et 30% du total.

5.4.2 PRODUCTION AU QUÉBEC

Le Québec comptait ainsi, en juin 2009⁶⁴, près de 56 usines de pâtes, papiers et cartons réparties sur l'ensemble du territoire (Graphique 55).

GRAPHIQUE 55 : RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES USINES DE PRODUCTION DE PÂTES, PAPIERS ET CARTONS AU QUÉBEC

2009, nombre d'usines

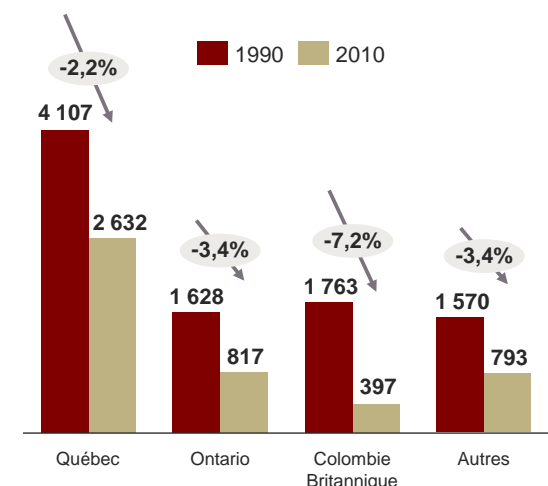


Cependant, la majorité de ces usines se situent à proximité des zones de coupe (régions de la Mauricie, de la Capitale-nationale, de l'Outaouais ou du Saguenay-Lac-Saint-Jean) ou des grands axes de communication (Centre-du-Québec et Estrie). Ainsi, seule une usine de pâtes et papiers est actuellement en activité dans la région de la Côte-Nord : il s'agit de l'usine de papier journal de Produits forestiers Résolu située à Baie-Comeau.

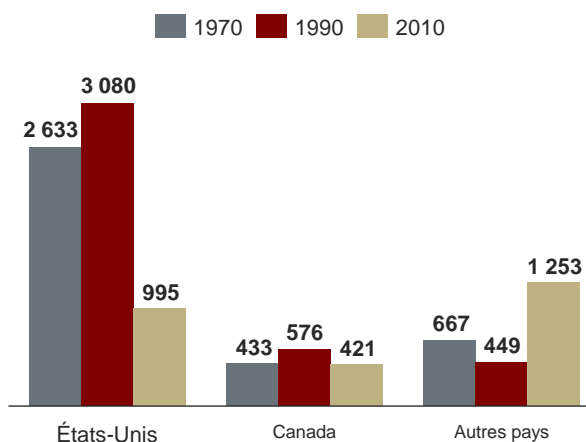
⁶⁴ Dernières données disponibles.

Avec une production annuelle de 2 632 milliers de tonnes métriques en 2010, soit 57% de la production canadienne, le Québec est la première province pour la production de papier journal devant l'Ontario, avec 817 milliers de tonnes (18%), et la Colombie-Britannique, avec 397 milliers de tonnes (9%). Cette production a connu une forte chute au cours des 20 dernières années tel qu'illustré au Graphique 56, avec une baisse annuelle moyenne comprise entre 2,2% pour le Québec et 7,2% pour la Colombie-Britannique.

GRAPHIQUE 56 : PRODUCTION DE PAPIER JOURNAL PAR PROVINCE CANADIENNE
 1990, 2010, milliers de tonnes métriques



GRAPHIQUE 57 : EXPÉDITIONS QUÉBÉCOISES DE PAPIER JOURNAL SELON LA DESTINATION
 1970, 1990, 2010, milliers de tonnes métriques



Sources : Conseil de l'industrie forestière du Québec, analyse KPMG-SECOR.

Cette chute est fortement attribuable à la baisse de la consommation de papier journal aux États-Unis qui s'est traduite par une baisse des exportations québécoises; le Québec étant un fournisseur traditionnel de papiers aux États-Unis. Ainsi, tandis que les États-Unis comptaient pour 75% des exportations québécoises de papier journal en 1990, ils ne représentaient plus que 37% en 2010, les exportations ayant été divisées par près de 3 en 20 ans (cf. Graphique 57). Cette baisse n'a été que partiellement compensée par la hausse des exportations vers les autres marchés (en Asie principalement) qui ont presque doublé entre 1990 et 2010 pour représenter 47% du total des exportations en 2010.

5.4.3 CONCLUSIONS SUR LE SECTEUR DES PÂTES ET PAPIERS

Ainsi, le secteur de la production de papier journal fait aujourd'hui face à de nombreux défis. L'évolution des supports d'information combinée à une hausse croissante de l'utilisation d'internet comme source d'information principale et à l'arrivée de nouveaux supports de diffusion mobiles tels les tablettes et autres téléphones intelligents, font directement concurrence aux quotidiens et aux autres journaux. Cela fait en sorte de diminuer la consommation de papier journal. Cette évolution des supports d'information coïncide avec une évolution des supports de communication, les courriers électroniques ayant presque complètement remplacé les correspondances papiers.

De plus, les sociétés tendent aujourd'hui à encourager la diminution des impressions papier, à la fois pour des considérations écologiques et de réduction des coûts. Cela a entraîné une diminution de la consommation de papier bureau. Enfin, l'arrivée d'autres produits de substitution tels les livres électroniques et panneaux publicitaires électroniques sur des segments traditionnels d'utilisation de papier a contribué à accentuer cette diminution de la demande de papier.

Cette baisse de la demande a eu pour conséquence une réduction des capacités de production, le nombre d'usines de papier journal au Québec passant de 21 en 2001 à 18 en 2009. Une telle tendance peut se constater pour la plupart des segments des pâtes, papiers et cartons, à l'exception des papiers hygiéniques, dont le nombre d'usines a presque doublé sur la même période, passant de 7 à 13.

Dans le même temps, on a assisté à une consolidation de ce secteur avec une baisse du nombre de joueurs :

- Dans cette industrie en décroissance, le prix devient un élément de différenciation déterminant;
- La croissance externe permet alors de réaliser des synergies, diminuer le coût en capital et ainsi de produire à moindre coût.

Dans ce contexte, les usines les plus performantes ou celles ayant réussi à se diversifier sont les plus susceptibles de perdurer à long terme. Pour une exploitation en territoire nord-côtier, l'éloignement géographique, la concurrence à l'interne entre les diverses exploitations et les investissements sont d'importants facteurs pour sa durabilité.

5.5 LES INFRASTRUCTURES

Le développement industriel de la Côte-Nord est intimement relié à sa capacité d'accueil de nouveaux projets, en particulier dans le domaine des ressources naturelles comme les secteurs forestier, minier et de l'aluminium, qui constituent les piliers de son économie. Le développement de ces secteurs requiert des infrastructures et des services de transport appropriés et performants ainsi que la disponibilité de grandes superficies de terrain pouvant être utilisées à des fins industrielles.

Cette partie du document dresse un bref portrait des infrastructures ferroviaires et portuaires actuelles ou anticipées, et permet de statuer sur la disponibilité de terrains industriels, notamment dans les villes de Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles qui sont les plus directement touchées par l'actuel projet d'approvisionnement en gaz naturel.

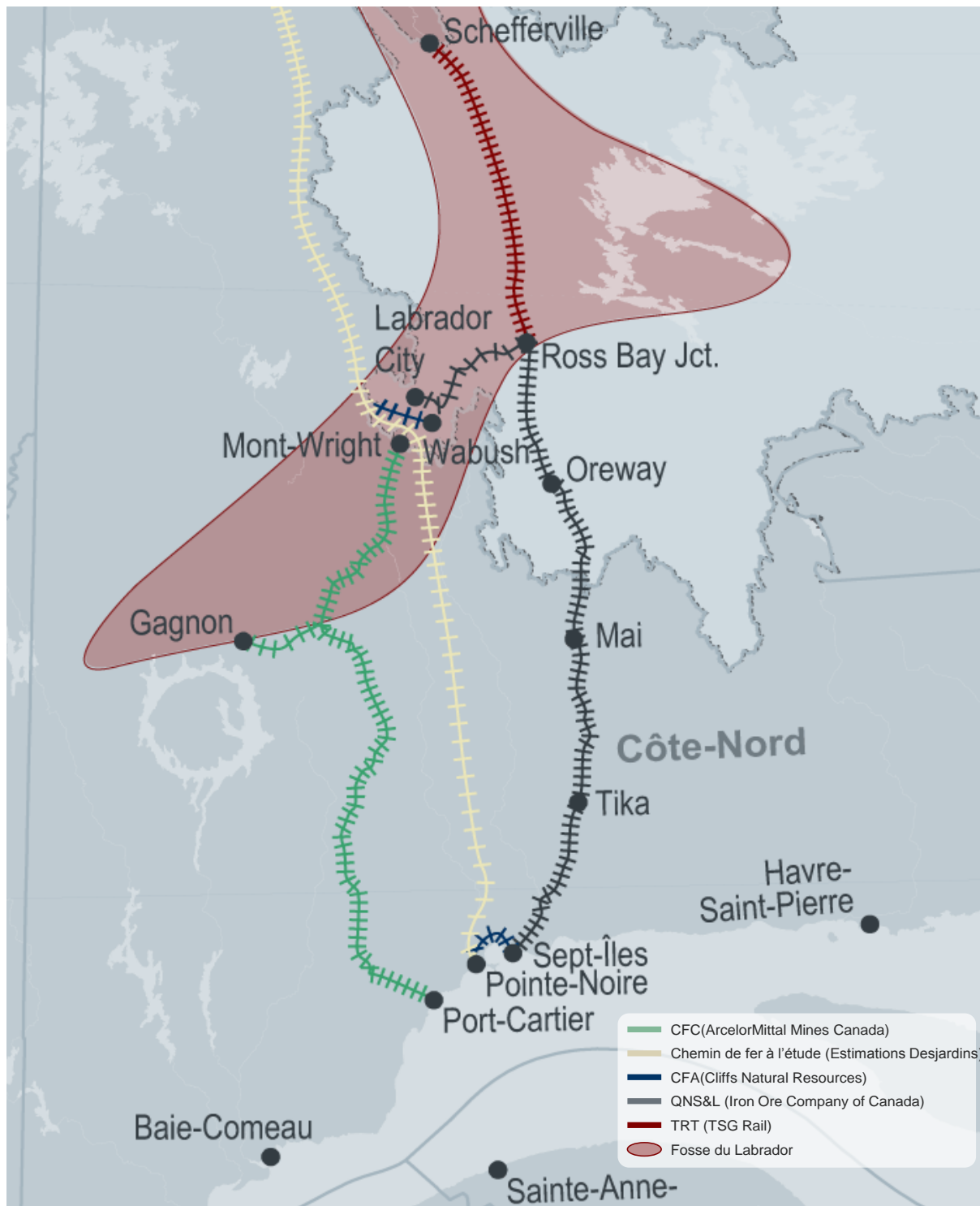
5.5.1 LE TRANSPORT FERROVIAIRE

L'exploitation, à partir des années 50, d'importants gisements de fer de la Fosse du Labrador situés à des distances plus ou moins éloignées de la rive nord du Saint-Laurent, et la nécessité de transporter de grandes quantités de minerais vers les ports d'expédition situés le long de la côte ont mené à la construction de lignes de chemin de fer constituant ce qui est devenu aujourd'hui le réseau ferroviaire de la Côte-Nord. Outre l'acheminement du minerai, d'autres services de transport sont venus par la suite s'y ajouter.

Le transport du minerai de fer depuis les mines de la Fosse du Labrador repose aujourd'hui principalement sur 4 chemins de fer :

- Chemin de fer Cartier (CFC).
- Quebec North Shore & Labrador (QNS&L);
- Tshiuetin Rail Transportation (TRT);
- Chemin de fer Arnaud (CFA).

GRAPHIQUE 58 : CHEMINS DE FERS ACTUELS ET EN PROJET SITUÉS DANS LA RÉGION DE LA CÔTE-NORD
2012



Sources : Desjardins, analyse KPMG-SECOR.

D'autres installations ferroviaires de moindre taille existent. De plus, au regard des nombreux projets miniers de fer actuels dans la Fosse du Labrador, des projets d'extension du réseau ferré existent, dont notamment :

- Le chemin de fer du Canadien National (CN) et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ);
- Le chemin de fer de Century Iron Mines;
- Le chemin de fer de Champion Minerals;
- Le chemin de fer d'Adriana Ressources;
- D'autres projets de moindre taille.

5.5.1.1 CHEMIN DE FER CARTIER

Le Chemin de fer Cartier (CFC) est la propriété d'ArcelorMittal Mines Canada (AMMC - anciennement la Compagnie minière Québec-Cartier). Il permet de relier les mines de minerai de fer d'ArcelorMittal de Mont-Wright et de Fire Lake à Port-Cartier. CFC est un transporteur privé au service de sa compagnie-mère. Par contre, sa charte constitutive lui confère le pouvoir discrétionnaire de fournir un service de transport public. La compagnie ferroviaire peut, à sa convenance, transporter contre rémunération des passagers et des marchandises générales. Actuellement, le CFC sert aussi au transport de bois pour la scierie Arbec à Port-Cartier.

Le CFC mesure 420 kilomètres et comporte 18 voies d'évitement, 20 ponts et 5 tunnels. AMMC déploie présentement son plan d'expansion pour faire passer sa production de 18 Mt à 24 Mt, ce qui aura un impact sur les équipements et les infrastructures du CFC. Ainsi, l'entreprise disposera de 24 locomotives pour près de 1 300 wagons. Typiquement, la production impliquera cinq convois quotidiens de trois locomotives et 240 wagons pour une longueur de train de 2,6 km.

Selon nos informations, le CFC dispose d'une capacité maximale actuelle de 16 Mt. Cette capacité pourrait, avec les investissements annoncés⁶⁵, être portée à environ 25 Mt. Des modifications plus importantes du CFC permettraient d'augmenter la capacité maximale aux alentours de 50 Mt.

5.5.1.2 QUEBEC NORTH SHORE & LABRADOR (QNS&L)

Le chemin de fer Quebec North Shore and Labrador (QNS&L), exploité par la compagnie minière IOC et la Tshuetin Rail Transportation Inc., relie Schefferville, Wabush et Labrador City au port de Sept-Îles sur une distance de 573 km. Toutefois, QNS&L n'exploite désormais que la portion sud du chemin de fer sur une distance de 356 km entre Sept-Îles et la Jonction Emeril au Labrador. Il compte quelque 2 500 ponceaux et 7 ponts. La portion nordique est gérée par Tshuetin Rail Transportation Inc.

Selon la loi fédérale sur les transports, QNS&L est un chemin de fer commun. Il doit donc assurer le transport de marchandises (incluant le minerai) dans la mesure de ses capacités. Le point de saturation du

⁶⁵ Notamment l'existence de 9 voies d'évitement allongées.

QNS&L est généralement estimé entre 80 Mt et 90 Mt. Les trains comprennent généralement 240 wagons. Ils peuvent atteindre 4 km de longueur et transporter jusqu'à 23 000 tonnes de minerai.

Selon les prévisions, 32 Mt sont susceptibles d'être transportées sur le QNS&L en 2012. IOC prévoit que le tonnage transporté doublera dans les prochaines années, et anticipe injecter 125 M\$ par année jusqu'en 2014 pour l'entretien, la construction de nouvelles voies d'évitement et l'acquisition de 40 nouvelles locomotives, et ce, dans le but de répondre à la hausse de production prévue. Ces investissements sont vus comme nécessaires puisque la fluidité du chemin de fer est présentement critiquée.

Pour répondre à cette croissance anticipée depuis plus d'un an, l'entreprise a investi plus de 15 M\$ dans l'aménagement de voies d'évitement (sidings) en 2011.

Enfin, la firme Stassinu Stantec Limited Partnership, une société de Happy Valley-Goose Bay au Labrador a produit, pour le compte du ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, une analyse des contraintes d'infrastructures pour le développement futur des ressources ferreuses du Labrador. Ce rapport a été rendu public en janvier 2011. Cette étude visait, entre autres, à analyser la capacité du QNS&L à assurer le transport de 88 Mt de minerai de fer. Selon l'étude, pour assurer le transport de ce tonnage annuel, il faudrait que le chemin de fer puisse supporter au moins 160 000 000 tonnes-milles brut, un chiffre qui comprend le poids de l'équipement nécessaire au transport. Une telle quantité métrique d'exploitation est sans précédent dans le domaine ferroviaire canadien et est vue seulement dans un nombre limité d'opérations de transport lourd aux États-Unis.

5.5.1.3 TSHIUTIN RAIL TRANSPORTATION

Tel que mentionné précédemment, TRT gère le tronçon ferroviaire entre la Jonction Emeril et Schefferville, soit sur une distance de 217 km. La propriété de ce chemin de fer est divisée entre trois nations autochtones: Innu Takuaihan Uashat mak Mani-Utenam, Naskapi Nation of Kawawachikamach, Nation Innu Matimekush – Lac-John.

Bien que le chemin de fer exploité par TRT soit demeuré en opération depuis 1982, moment de la fermeture de la mine d'IOC à Schefferville, il a été maintenu seulement dans un état suffisant pour le transport de passagers et de fret léger. Ainsi, TRT offre un service de transport des passagers entre Sept-Îles et Schefferville deux fois par semaine ainsi qu'un transport de marchandises une fois par semaine.

La compagnie TRT veut investir 75 M\$ sur 10 ans, dont 50 M\$ d'ici 4 ans pour la réfection de son chemin de fer. Cet investissement servira à remplacer 2 000 tonnes de rails, 11 000 traverses, resurfer le tiers de la voie ferrée entre Schefferville et Emeril, remettre en fonction 6 des 8 voies d'évitement (les 2 autres sont déjà opérationnelles) et améliorer la gare à Schefferville ainsi que la gare de triage de Jonction Emeril. Bref, il s'agit d'augmenter la sécurité et la fiabilité de ce chemin de fer pour rétablir un service quotidien de transport lourd. En 2011, les minières Tata Steel Mineral Canada (TSMC) et LIM ont respectivement investi 4 M\$ et 3,5 M\$ pour cette réhabilitation.

Par contre, la capacité de la voie ferrée de TRT est estimée à 15 Mt, ce qui est insuffisant pour répondre à la demande anticipée qui surviendrait au nord de Fermont. Cela nécessiterait plus d'investissements afin d'entretenir la voie ferrée et augmenter sa capacité. Des entreprises ont déjà entrepris d'injecter certains montants.

5.5.1.4 CHEMIN DE FER ARNAUD

Le Chemin de fer Arnaud (CFA) a été construit pour relier les installations de Cliffs Natural Resources (CNR), au quai de Pointe-Noire de Sept-Îles, à la voie principale du QNS&L à Arnaud Jonction, point situé à une douzaine de kilomètres au nord-est de Sept-Îles. Le CFA exploite ainsi une ligne d'environ 38 km autour de la baie de Sept-Îles. La Compagnie du CFA est une filiale de la société CNR (anciennement Mines Wabush) qui exploite un gisement de fer (mine Sully) et un concentrateur à Wabush, au Labrador ainsi qu'au Lac Bloom au Québec.

Dans son analyse des contraintes des infrastructures de transport, la compagnie Stantec a procédé à une simulation ferroviaire qui prend en considération les propriétés de QNS&L, TRT et CFA ainsi que l'interchange entre ces transporteurs. Les résultats de la simulation indiquent qu'il existe une capacité ferroviaire suffisante sur le réseau pour accommoder la production de minerai de fer actuelle et à court terme. Toutefois, des investissements seraient requis pour répondre à une augmentation de la production future.

Ainsi, un équivalent de 215 km (134 milles) de nouveaux rails seraient requis pour répondre à une production de 88 Mt de minerai de fer. Le coût des améliorations des infrastructures est estimé à 332,5 M\$.

5.5.1.5 AUTRES INSTALLATIONS FERROVIAIRES

Il existe d'autres courts tronçons de voie ferrée utilisés pour relier les installations industrielles aux infrastructures de transport existantes :

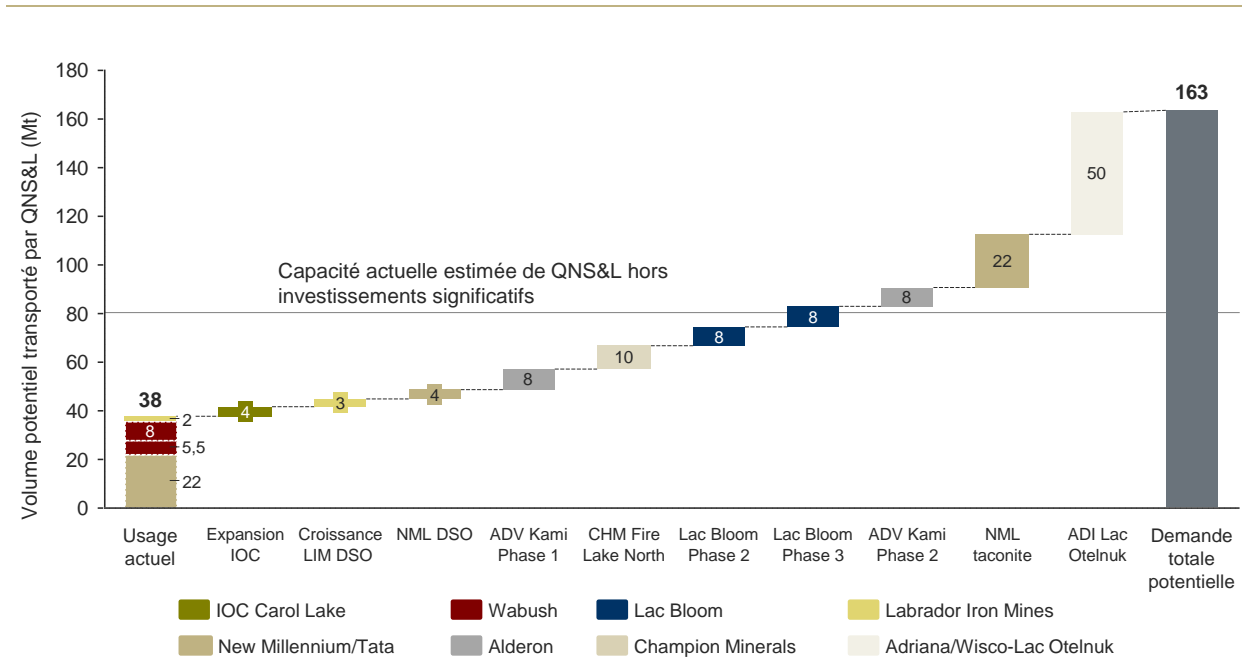
- Le Chemin de fer de la Rivière-Romaine (CFRR) relie Havre-Saint-Pierre au gisement d'ilménite massive qu'exploite Rio Tinto Fer et Titane dans la région du Lac Allard, à 43 km au nord de Havre-Saint-Pierre.
- Le Northern Land Company Limited (NLCL) est une voie ferrée de 61 km détenue en copropriété par CNR et IOC pour relier la Mine du lac Carol au chemin de fer QNS&L.
- Wabush Lake Railway Company (WLR) opère un court chemin de fer dans le but de relier ses installations minières au chemin de fer QNS&L.
- En 2010, Consolidated Thompson (maintenant la propriété de CNR) a mis en place le Bloom Lake Railway, un chemin de fer de 30 km, pour transporter son minerai de la mine jusqu'à WRL pour ensuite passer sur le QNS&L.
- LIM a construit un tronçon ferroviaire de 4 km pour relier ses installations minières de Schefferville au réseau ferroviaire à la hauteur de Silver Yard.
- À Baie-Comeau, une desserte ferroviaire relie les clients du traversier-rail aux infrastructures portuaires.
- Récemment à Baie-Comeau, un tronçon de voie ferrée a été construit aux abords d'un site industriel lourd pour mieux desservir les utilisateurs potentiels.

5.5.1.6 PROJETS DE NOUVELLES INSTALLATIONS FERROVIAIRES

Les nombreux projets existants de mines de minerai de fer dans la Fosse du Labrador laissent présager des besoins accrus en transport ferroviaire auquel le réseau ferroviaire actuel ne serait probablement pas à même de répondre (Graphique 59).

GRAPHIQUE 59 : CAPACITÉ DE QNS&L ET PRODUCTION PRÉVUE DES PRINCIPAUX PROJETS MINIERS DE FER POUVANT L'UTILISER

2012, Mt



Source : Desjardins.

Ainsi, plusieurs projets d'extension de la capacité de transport en minerai de fer du réseau de la Côte-Nord existent.

Le premier de ces projets est le chemin de fer du CN et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDP). Dans son budget 2012-2013, le gouvernement du Québec a ainsi annoncé le projet d'une liaison ferroviaire intégrée entre le port de Sept-Îles et la Fosse du Labrador. Cette ligne ferroviaire multiusagers s'étendrait sur plus de 800 km jusqu'au nord de Schefferville, possiblement pour aller rejoindre le site minier d'Adriana au Lac Otehluk à quelque 170 km de l'ancienne capitale du fer. Le projet, dont le coût est estimé entre 3 et 5 milliards de dollars, serait détenu au tiers par la CDP. En août 2012, le CN, la CDP et 5 sociétés minières ont conclu un accord pour le lancement d'une étude de faisabilité. Les 5 sociétés minières concernées sont les suivantes :

- Cliffs Natural Resources;
- Labrador Iron Mines Holdings;

- New Millennium Iron Corp.;
- Cap-Ex Ventures;
- Alderon Iron Ore Corp.

La construction de ce nouveau lien ferroviaire débiterait dès 2014 pour une mise en service à compter de 2017. Il sera construit entièrement en sol québécois. Selon nos informations, le CN vise un seuil minimal de 70 Mt de minerai transporté pour assurer la viabilité du projet.

Le second projet est le chemin de fer de Century Iron Mines. Pour cela, la compagnie Century a créé la Société ferroviaire canadienne du Golfe pour construire un chemin de fer depuis sa propriété d'Attikamagen près de Schefferville, et qui transporterait le minerai de multiples projets de la Fosse du Labrador vers Sept-Îles. D'autres minières pourraient participer financièrement à ce projet estimé entre 2,5 et 5 milliards de dollars. Ce chemin de fer se situerait à mi-chemin entre les deux réseaux ferroviaires existants : QNS&L et CFC. La compagnie dit avoir conclu une entente avec la nation Innu Takauaikan Uashat mak Mani-Utenam (ITUM) pour le développement du nouveau réseau de transport ferroviaire.

Le troisième projet d'importance est le chemin de fer de Champion Minerals qui projette la construction d'un chemin de fer de son site minier de Fire Lake Nord jusqu'à Sept-Îles. La société a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec ITUM pour le développement de ce réseau ferroviaire multiusagers. Le capital de ce projet serait ouvert à d'autres utilisateurs. L'objectif de Champion est ainsi de desservir l'industrie du minerai de fer tout en créant un lien direct entre la région de Fire Lake Nord et les futures installations portuaires de Sept-Îles.

Champion se dit en discussion avec d'autres expéditeurs potentiels de minerai de fer, ce qui pourrait amener un prolongement potentiel du nouveau réseau ferroviaire vers le nord où se situent d'importants gisements de fer. Selon Champion, cette ligne multiusagers serait passablement moins onéreuse pour les minières que le service présentement offert. Enfin, le dernier projet d'envergure est le chemin de fer d'Adriana Resources. Adriana et son partenaire chinois WISCO projettent également d'expédier sa production annuelle de 50 Mt de minerai et de boulettes de fer de son site minier (Lac Otelnuk) à Sept-Îles. Pour ce faire, elle n'exclut pas la possibilité de construire son propre chemin de fer de 815 km, au coût de 2,65 milliards de dollars. Il serait entièrement en sol québécois puisque la minière ne souhaite pas être assujettie à l'obligation de partager son infrastructure avec d'autres utilisateurs.

D'autres options coexistent cependant avec ces importants projets. Ainsi, une autre solution possible pour gérer la production future de minerai de fer consiste à relier le réseau de QNS&L à celui d'ArcelorMittal (CFC) au nord et au sud afin de permettre un fonctionnement en boucle continue. Selon cet arrangement, en direction nord, les trains vides rouleraient sur un des chemins de fer, tandis que les trains pleins en direction du sud rouleraient sur l'autre chemin de fer. Cela permettrait d'éliminer la majorité des retards imputables aux croisements de trains et de maintenir un flux régulier de trains se déplaçant dans la même direction à peu près aux mêmes vitesses. Un tel concept représente cependant un défi puisque les compagnies ferroviaires concernées sont détenues par des entreprises minières concurrentes. Afin d'éviter la saturation ferroviaire, New Millennium Iron Corp. (NML) prévoit de son côté de construire, pour son projet Taconite, un « ferrodoc » ou « minéraloduc ». Le fer serait alors expédié du site minier à Sept-Îles, soit sur une distance de

600 à 750 km, par pipeline sous forme de boue (concentrés fin – environ 90 % : 44 µm – mélangés à de l'eau). Le pipeline serait installé sous le sol pour éviter le gel et les intempéries. Le contenu serait filtré à son arrivée à Sept-Îles. Le fonctionnement du pipeline à boue repose sur une technologie et des techniques conventionnelles. Selon NML, il est reconnu comme le moyen de transport le plus adéquat pour les concentrés minéraux. Alimentés à l'énergie hydroélectrique, les pipelines à boue sont considérés par plusieurs plus écologiques que les moyens de transport qui consomment du carburant à base de pétrole. Selon NML, la construction d'un nouveau chemin de fer est deux fois plus onéreuse au kilomètre qu'un pipeline, alors que les frais d'exploitation du pipeline à boue sont généralement de l'ordre du cinquième de ceux liés au transport ferroviaire.

Enfin, un tracé ferroviaire entre Baie-Comeau et Fermont a récemment été étudié par le milieu. Il présente deux options permettant de relier un futur port minéralier à Baie-Comeau soit à une voie ferrée existante dans le secteur de Gagnon, ce qui nécessiterait la construction de 369 km, soit à une voie ferrée existante dans le secteur de Toulnostouc et qui nécessiterait la construction d'un tronçon ferroviaire de 267 km. La réalisation d'un tel projet requiert l'obtention de l'assentiment du ou des propriétaires actuels des voies ferrées pressenties pour le raccordement.

5.5.1.7 CONCLUSIONS SUR LE TRANSPORT FERROVIAIRE

La capacité de transport actuelle, notamment des réseaux CFC et QNS&L, pourrait respectivement être augmenté à 24 Mt et 88 Mt sans des investissements significatifs afin de répondre à l'augmentation des besoins, notamment grâce à l'allongement des principales voies d'évitement.

Cependant, au regard du nombre de projets actuellement en cours et des capacités de production estimées, un déficit capacitaire serait susceptible d'apparaître en cas de réalisation des projets les plus importants (Lac Otonuk et Taconite notamment) tel que le montre le Graphique 59. Une telle situation nécessiterait alors la réalisation d'importants investissements ou la création de nouveaux chemins de fer afin que les infrastructures ferroviaires ne constituent un goulot d'étranglement à même de remettre en cause la réalisation de certains projets.

5.5.2 LE TRANSPORT MARITIME

Historiquement, la région de la Côte-Nord s'est développée grâce à ses installations portuaires. Aujourd'hui, en matière de transport maritime, la région compte 4 des 10 ports les plus importants du Québec en termes de tonnage de marchandises manutentionnées, soit Sept-Îles, Port-Cartier, Baie-Comeau et Havre-Saint-Pierre.

Les infrastructures et services du port de Havre-Saint-Pierre ne seront cependant pas traités dans le cadre de la présente puisqu'il n'est pas inclus dans la zone à l'étude qui se limite aux villes de Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles.

Ces ports bénéficient d'une localisation privilégiée dans l'axe des lignes maritimes entre l'Amérique du Nord et l'Europe. De plus, ils sont facilement accessibles car libres de glace à l'année longue.

5.5.2.1 INSTALLATIONS PORTUAIRES DE SEPT-ÎLES

Les installations du Port de Sept-Îles sont localisées dans deux secteurs : le secteur urbain au nord de la baie de Sept-Îles et le secteur de Pointe-Noire, au sud de la baie sur la presqu'île Marconi. Dans le secteur urbain, le port comprend les installations privées de la Compagnie minière IOC et différentes installations publiques sous la responsabilité des pêcheurs, de Pêches et Océans Canada et du Port de Sept-Îles. Les installations du secteur de Pointe-Noire sont destinées à des fins industrielles.

Port naturel en eau profonde, le Port de Sept-Îles bénéficie d'un grand bassin naturel de 80 mètres et plus de profondeur et se caractérise par une baie semi-circulaire d'environ 10 km de diamètre, protégée des eaux troubles du golfe du Saint-Laurent par un rempart d'îles placées à l'entrée même de la baie. Les installations sont partagées entre la Compagnie minière IOC et l'administration du Port elle-même. Le Tableau 7 présente les huit quais qui lui appartiennent.

La vocation principale du Port de Sept-Îles est le transport des marchandises. Il expédie principalement le vrac solide mais peut manutentionner tous les types de marchandises, conteneurs, vrac liquide, marchandises générales, etc. Au cours de la dernière décennie, le port a manutentionné une moyenne de 22 Mt de marchandises par année, ce qui représente environ 700 navires par année. Le minerai de fer est la principale marchandise manutentionnée et expédiée. L'Asie constitue la première destination d'importance avec 52% des expéditions du Port. En ce qui concerne les principales matières entrantes, il s'agit de l'alumine requise pour l'Aluminerie Alouette et les produits pétroliers pour la société Impériale Esso.

TABLEAU 7 : INSTALLATIONS DU PORT DE SEPT-ÎLES

Terminal	Année	Équipements	Marchandises	Autres infrastructures
Pointe-aux-Basques	1950	Entrepôts et aire ouverte d'entreposage	Générale et divers produits en vrac	Relié au service ferroviaire desservant le Nord du Québec et le Labrador
Terminal des Pétroliers	1961	Pipeline	Essence, huile et mazout	
Terminal Mgr-Blanche	1962	Aire ouverte d'entreposage	Générale	
Terminal Pointe-Noire	1962	Hangar, pipeline, convoyeurs et chargeurs de navires	Minerai de fer, bentonite, huile	Relié au service ferroviaire desservant le Nord du Québec et le Labrador et au terminal La Relance
Terminal La Relance	1982	Hangars, silos pour l'entreposage de l'alumine et du coke de pétrole, grue, convoyeurs, déchargeur à navires et rampe Ro-Ro	Alumine, charbon, dolomie, pierre-à-chaux, aluminium, brai, coke de pétrole et conteneurs	Relié au service ferroviaire desservant le Nord du Québec et le Labrador et au terminal Pointe-Noire
Terminal Traversier-rail	1992	Rampe mobile pour traversier-rail, hangar	Générale, aluminium, agrégats, brai, ferroviaires	Relié au service ferroviaire desservant le Nord du Québec et le Labrador
Terminal des Croisières	2010	Passerelle	Générale	
Terminal Quais	Le secteur « Ville » offre aussi plusieurs autres quais et installations, dont le parc d'hivernage, la Garde côtière, le Club nautique, le Vieux Quai, etc.			

Sources : IOC, Administration du Port de Sept-Îles.

Contrairement à bien d'autres ports nord-américains, le Port de Sept-Îles dispose de l'espace nécessaire pour répondre adéquatement et économiquement aux besoins actuels. Avec la phase d'ingénierie préliminaire terminée, le Port de Sept-Îles a dévoilé le plan d'un nouveau quai multiusagers, au coût de 220 millions de dollars, dont la construction s'échelonne sur une période de 18 à 24 mois. Cette nouvelle installation portuaire permettra de charger la classe de navire Post-Panamax d'une capacité de 400 000 tonnes directement au quai par opposition à la pratique actuelle de transbordement dans la baie en utilisant des navires plus petits pour les activités de transbordement. Ce nouveau quai fournira une capacité additionnelle de 50 Mt au Port de Sept-Îles, portant sa capacité de manutention à plus de 70 Mt. Le gouvernement fédéral et le Port de Sept-Îles investiront 55 millions de dollars chacun et l'entreprise privée injectera 110 millions de dollars. Champion Minerals et New Millennium Iron se sont engagées au printemps 2012 à verser ensemble 63,9 millions de dollars.

Une autre phase d'expansion est prévue. Ce projet ajouterait 100 Mt de capacité additionnelle au Port de Sept-Îles, ce qui ferait grimper sa capacité de manutention à près de 200 Mt. Le coût estimé pour cette phase se situe entre 200 et 250 millions de dollars. Le port entend investir avec prudence en ajustant son échéancier de développement des installations à la cadence du marché.

5.5.2.2 INSTALLATIONS PORTUAIRES DE PORT-CARTIER

Les installations portuaires de Port-Cartier comprennent un port en mer de propriété municipale, donc public, et un port privé appartenant à la compagnie ArcelorMittal Mines Canada (AMMC). Le port public sert notamment aux expéditions de Produits forestiers Arbec inc.

De leur côté, les installations portuaires d'AMMC disposent d'une capacité d'expédition supérieure à 20 Mt par année, ce qui représente environ 450 navires par an. Il s'agit du plus grand port privé au Canada⁶⁶. Creusé à même le roc à l'embouchure du golfe du Saint-Laurent, son bassin de forme rectangulaire est abrité par des murs protecteurs ou brise-lames s'avancant en haute mer et protégeant les postes de mouillage. Les installations comprennent 5 quais dont 2 sont exclusivement réservés à l'expédition des concentrés et boulettes. Le troisième permet de recevoir les matières premières destinées au bouletage, et les 2 autres sont loués pour le transbordement des céréales en provenance de l'Ouest canadien pour la compagnie Dreyfus.

Un projet actuel consisterait à procéder à d'importantes réfections du port public et à construire une nouvelle digue, un nouveau quai (débarcadère) multifonctionnel et une rampe pour le traversier-rail. Ce projet est en développement depuis plus d'une dizaine d'années. Le coût du projet est estimé entre 39 et 55 millions de dollars. Les délais de réalisation pourraient s'échelonner sur 24 à 36 mois.

5.5.2.3 INSTALLATIONS PORTUAIRES DE BAIE-COMEAU

Situé près de l'embouchure de la rivière Manicouagan, le port de Baie-Comeau est un port de mer en eau profonde qui est constitué de plusieurs infrastructures tant publiques que privées. À l'heure actuelle, Baie-Comeau ne manutentionne actuellement aucun minerai destiné à l'exportation. Cependant, la municipalité

⁶⁶ (ArcelorMittal)

souhaiterait bénéficier des opportunités d'expansion offertes par les investissements prévus et l'accroissement de la production subséquent.

L'Aluminerie Alcoa et Cargill (manutention de grains) ont leurs propres installations, de même que le gouvernement fédéral et la Société du port ferroviaire de Baie-Comeau - Hauterive (SOPOR). En juillet 2011, Alcoa a annoncé un important projet d'investissement de 75 M\$ pour la réfection de ses installations portuaires à Baie-Comeau. Les travaux consistent, entre autres, en la réfection et l'allongement du quai n° 1, servant à la réception de l'alumine et du coke, ainsi qu'à la réfection des quais n° 2 et n° 3. Le quai n° 2 avait été fermé de façon définitive en 2006. Alcoa a aussi procédé à une réévaluation complète de sa logistique d'approvisionnement en matières premières. Dorénavant, les opérations de déchargement des blocs d'anodes seront réalisées à partir des installations portuaires fédérales.

De nombreuses perspectives d'accroissement existent à l'heure actuelle. Ainsi, la ville de Baie-Comeau travaille sur un projet visant à mettre en place une autorité portuaire autonome. La ville a commandé une étude d'opportunité et celle-ci indique que la municipalité jouit d'une position géographique avantageuse par rapport aux projets miniers en développement, d'un accès à un port de mer en eau profonde et, surtout, de terrains industriels disponibles pour recevoir ces projets. Un plan de développement a été élaboré et inclut un quai en eau profonde pour accueillir les plus grands minéraliers au monde (tirant d'eau de plus de 25 mètres à quelques mètres du rivage), un centre de transbordement du minerai et la préparation de terrains industriels afin de profiter de l'effervescence minière générée par le contexte économique et le Plan Nord.

Le coût de ces projets est estimé à 250 millions de dollars. La ville de Baie-Comeau souhaite que ce vaste chantier fasse l'objet d'un partenariat public-privé. La ville précise qu'elle n'ira pas de l'avant seule avec ce projet et attend l'engagement d'un partenaire privé. Certaines entreprises minières ont démontré un intérêt. Le projet proposé par Baie-Comeau pourrait prendre environ 7 ans avant de se concrétiser complètement.

5.5.2.4 CONCLUSIONS POUR LE TRANSPORT MARITIME

Avec l'annonce récente de son projet d'agrandissement portant sa capacité de manutention à plus de 70 Mt d'ici les 24 prochains mois, le Port de Sept-Îles démontre sa capacité à s'ajuster à la demande des compagnies minières actuelles et futures. Le Port de Sept-Îles possède toujours une capacité de développement puisqu'une phase subséquente pourrait s'ajouter à celle annoncée pour porter la capacité de manutention à environ 200 Mt avec l'ajout de 100 Mt additionnelles, ce qui répondrait amplement à la demande minière anticipée.

Des projets de développement pour les installations portuaires de Baie-Comeau et de Port-Cartier sont également étudiés et pourraient leur permettre aussi de répondre aux besoins de l'industrie minière pour l'expédition de minerai de fer ou autres.

Le choix du port d'expédition revient aux compagnies qui sont en mesure d'évaluer les avantages concurrentiels de chaque option.

Ce qui importe de retenir est que les infrastructures portuaires de Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles sont en mesure de répondre à une augmentation de la production minière sur la Côte-Nord, au Labrador et au Nunavik, moyennant des investissements appropriés.

5.5.3 LES TERRAINS INDUSTRIELS

La Côte-Nord se classe au 2^e rang après le Nord-du-Québec pour sa superficie en terre ferme. De plus, la région longe les côtes du Saint-Laurent sur plus de 1 250 km. Presque chaque communauté possède ses infrastructures portuaires qui jouent un rôle important pour le développement économique et récréatif de la région. Cette section vise à évaluer si la disponibilité de terrains industriels est suffisante pour répondre à la croissance de production anticipée de l'industrie minière et métallurgique de la région et d'ailleurs au nord (ex.: Nunavik et Labrador), et ce, notamment à Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles.

5.5.3.1 RÉGION DE BAIE-COMEAU

Une étude d'opportunité récente a été élaborée pour la mise en place d'un centre de transbordement de minerais et d'un quai pour minéraliers dans la Baie des Anglais à Baie-Comeau. Selon cette étude, une superficie de 500 hectares, avec une capacité d'extension de 1 700 hectares supplémentaires, pourrait être aménagée dans le parc industriel Jean-Noël-Tessier pour en faire un site industriel lourd. Ce terrain serait divisé en quatre zones :

- Une zone d'entreposage;
- Une zone de production comprenant des usines de transformation (aluminerie, aciérie, etc.);
- Une zone de traitement du minerai (usine de bouletage, centres de déshydratation, etc.);
- Une zone de chargement/déchargement pour la nouvelle ligne ferroviaire de 10 km pour relier le parc industriel au port.

Un second site à proximité du port, d'une superficie de 223,5 hectares avec une possibilité de la doubler (ou presque) au besoin (425,5 hectares), serait également situé à l'est des installations de Cargill. Il comprendrait trois principales zones : une zone de stockage de minerai, une zone de transformation (usine de bouletage, etc.), un centre de déshydratation (en cas d'utilisation de minéraloduc entre les deux sites) et un quai en eau profonde relié aux autres installations du site par un convoyeur.

5.5.3.2 RÉGION DE PORT-CARTIER

Port-Cartier dispose d'une superficie industrielle identifiée et délimitée de 550 hectares. Ce terrain est situé à proximité des infrastructures de transport et des services municipaux existants. Le titre de propriété sur ce terrain est à 50% public et à 50% privé, ce qui signifie que des négociations devront être entreprises avec le ou les propriétaires du terrain au besoin.

5.5.3.3 RÉGION DE SEPT-ÎLES

Développement économique Sept-Îles a récemment mandaté deux firmes pour réaliser un plan stratégique des terrains industriels du territoire, c'est-à-dire d'identifier les meilleurs sites pouvant supporter la grande industrie et la desservir, notamment en utilisant de façon optimale les équipements et les réseaux existants, de même que les espaces disponibles.

Cette démarche a permis de retenir 13 sites jugés prometteurs, le plus souvent en fonction de l'aptitude du milieu, en particulier les matériaux de surface, la topographie ou des facteurs stratégiques, tels que la desserte par les grandes infrastructures d'accessibilité. Certains sites constituent des sites vierges, d'autres se situent dans le prolongement de sites existants. Enfin, certains sites situés dans la trame urbaine pourraient faire l'objet d'une requalification.

Ces sites jugés prometteurs ont, par la suite, été évalués en fonction de 16 critères par un comité formé de 15 personnes provenant de divers horizons. Un nombre de sept sites sont jugés comme étant intéressants, dont quatre sites particulièrement. La faisabilité technique et financière de ces sites sera évaluée.

Les superficies de ces quatre sites totalisent plus de 3 000 hectares. Ces terrains sont situés à proximité de lignes électriques, de services municipaux et d'un chemin de fer. Deux des 4 sites sont proches des installations portuaires. Un des sites est à tenure publique alors que les 3 autres sont de propriété privée et publique.

Il n'y a actuellement pas de pénurie de terrains industriels à Sept-îles. Cependant, plusieurs entreprises convoitent les mêmes terrains situés à proximité de la zone portuaire. Mentionnons, à ce sujet, que Cliffs Natural Resources est propriétaire de nombreux terrains à Sept-Îles, notamment au travers des activités de sa filiale Mines Wabush.

De plus, un plan directeur d'octroi des terrains industriels est actuellement en cours de préparation. Il sera réalisé en collaboration avec le MRNF, propriétaire de nombreux terrains dans la région.

5.5.3.4 CONCLUSIONS POUR LES TERRAINS INDUSTRIELS

Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles ont identifié de grandes superficies de terrains pouvant faire l'objet de développements industriels futurs et qui pourront répondre à la demande. Ces sites ne sont pas tous situés à proximité des installations portuaires mais peuvent y être reliés par un moyen de transport comme le chemin de fer.

Dans une optique d'optimisation de l'utilisation des terres disponibles, un travail de distinction entre les fonctions proprement portuaires et les fonctions industrielles des projets s'avère primordial afin de ne pas nuire au développement portuaire à long terme.

Enfin, quelques entreprises possèdent de grandes superficies terrestres non utilisées. Un travail de négociation sera nécessaire pour les convaincre de libérer les superficies non occupées pour le bénéfice du développement économique de la région.

6. ESTIMATION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

La demande potentielle de gaz naturel pour la région de la Côte-Nord a été estimée sur la base de notre étude des projets en cours et futurs, principalement par les deux industries les plus énergivores : mines et production d'aluminium. Ces deux secteurs comptent à eux seuls près de 95% de la demande de gaz naturel potentielle de la région. Nous avons inclus dans l'analyse les installations existantes et les projets en mise en valeur ou en développement, mais exclu les projets d'exploration, pour lesquels trop peu d'information est disponible. L'estimation de la demande considère également notre analyse des besoins du secteur commercial et institutionnel ainsi que de l'industrie des pâtes et papiers. Elle exclut toutefois la demande potentielle du secteur résidentiel existant, jugée non significative et dont le taux de conversion est difficile à estimer étant donné les prix de l'électricité. Il est à noter que les nouveaux projets résidentiels pourraient affecter la demande et ont été inclus au commercial et institutionnel pour fins de lisibilité du rapport.

6.1 ANALYSE DES FACTEURS D'INFLUENCE PRINCIPAUX SUR LA DEMANDE ESTIMÉE

6.1.1 MÉTHODE ET CHOIX DES PROJETS

Pour évaluer le potentiel gazier des projets industriels de la Côte-Nord, KPMG-SECOR a retenu un cadre d'analyse spécifique à chacune des trois industries considérées :

- **Industrie du fer** : Seuls les projets d'usines de bouletage en cours et en développement ou mise en valeur basés sur la Côte-Nord ont été considérés pour le calcul de la demande espérée et de la demande totale⁶⁷. Les projets pour lesquels le centre de consommation ne se situe pas dans l'une des trois villes ciblées (Sept-Îles, Baie-Comeau, Port-Cartier) ont ensuite été exclus de l'estimation. Le projet d'usine de bouletage de Lac Otelnuik d'Adriana Natural Resources et l'actuelle usine de bouletage d'IOC à Labrador City ont notamment été considérés différemment car elles se situent bien au nord de Sept-Îles et commandent le transport de gaz liquéfié par train.

Le potentiel des projets de DSO et de concentré actuels et en cours ont été évalués sur une base individuelle à titre informatif, car ils pourraient représenter un potentiel de conversion futur additionnel dans l'éventualité où du gaz naturel liquéfié puisse être acheminé sur le site de production de ces projets. Cependant, il demeurerait techniquement très difficile d'acheminer le gaz naturel liquéfié à destination. Les projets de DSO et de concentré n'ont donc pas été inclus dans notre estimation de la demande totale. Par ailleurs, ces projets entrent en considération dans notre analyse des projets de transport ferroviaire.

- **Industrie de l'aluminium** : Tous les projets d'alumineries en cours et à l'étude basés sur la Côte-Nord ont été considérés pour le calcul de la demande espérée et de la demande totale.
- **Industrie des pâtes et papiers** : L'usine de Produits forestiers Résolu a été considérée pour le calcul de la demande espérée et de la demande totale.

⁶⁷ À l'exception de la consommation reliée au chauffage des installations de RioTinto à Sept-Îles

TABLEAU 8 : ÉTABLISSEMENTS EXISTANTS ET PROJETS ANALYSÉS
Fosse du Labrador et Côte-Nord

Propriétaires	Projets	Ressource	Étape
ArcelorMittal Mines Canada	Mont-Wright	Fer	Existant
ArcelorMittal Mines Canada	Usine de bouletage	Fer	Existant
ArcelorMittal Mines Canada	Mont-Wright	Fer	En développement
ArcelorMittal Mines Canada	Usine de bouletage	Fer	Potentiel
Cliffs Naturals Resources	Lac Bloom	Fer	Existant
Cliffs Naturals Resources	Lac Bloom	Fer	En développement
Cliffs Naturals Resources	Scully	Fer	Existant
Cliffs Naturals Resources	Usine de bouletage	Fer	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Lac Tio	Fer et titane	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Carol Lake	Fer	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Usine de bouletage	Fer	Existant
Rio Tinto RTFT – IOC	Carol Lake	Fer	En développement
Alcoa	Aluminerie	Aluminium	Modernisation
Aluminerie Alouette	Aluminerie	Aluminium	Expansion
Produits forestiers Résolu	Usine	Papier	Existant
New Millenium et Tata Steel	DSO	Fer	En développement
New Millenium et Tata Steel	KéMag (Taconite)	Fer	En mise en valeur
New Millenium et Tata Steel	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
YARA et Investissement Québec	Arnaud	Apatite	En mise en valeur
Adriana Resources & WISCO	Lac Otelnuk	Fer	En mise en valeur
Adriana Resources & WISCO	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
Argex Mining	Mouchalagane	Fer	En mise en valeur
Argex Mining	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
Champion Iron Mines	Fire Lake North	Fer	En mise en valeur
Century Iron Mines Corporation	Sunny Lake	Fer	En mise en valeur
Century Iron Mines Corporation	Usine de bouletage	Fer	En mise en valeur
Alderon Iron Ore Corp	Kami	Fer	En mise en valeur
Rusal	Aluminerie	Aluminium	En mise en valeur
Labrador Iron Mines	LIM	Fer	Existant, en mise en valeur

Source : KPMG-SECOR.

Par ailleurs, les **projets de lignes de transport ferroviaire** d'ArcelorMittal, de QNSL et du CN ont également été inclus dans l'analyse de la demande potentielle dans le cas où l'utilisation de locomotives propulsées au gaz naturel liquéfié représenterait un potentiel de demande additionnel important pour la région de la Côte-Nord si la technologie se développait.

Pour estimer la durée de vie des projets analysés, KPMG-SECOR s'est fié principalement aux entrevues réalisées dans le cas des installations existantes et aux études de faisabilité dans le cas des projets en développement tel que mentionné dans la section sur notre approche méthodologique. De même, des analyses externes sont venues compléter notre appréciation des projets.

6.1.1.1 EXPLICATION DES PROBABILITÉS

Tel que décrit en détail dans la partie 3.4, KPMG-SECOR a évalué chacun des projets des trois industries ciblées en fonction d'une grille d'analyse bâtie selon huit dimensions :

1. La marge opérationnelle;
2. Le volume potentiel et la concentration des réserves prouvées et probables lorsque applicable;
3. Le niveau d'avancement;
4. La solidité financière de la société responsable;
5. Le marché de destination de la ressource produite;
6. Les infrastructures existantes à proximité;
7. Les considérations locales et sociales;
8. La disponibilité de la main-d'œuvre.

Pour obtenir la probabilité de réalisation de chaque projet, une note de 1 à 5 a été attribuée pour chacune des huit dimensions comme il a été décrit dans la section 3. Les probabilités obtenues pour chaque projet sont disponibles à l'Annexe confidentielle 4. Pour des raisons de confidentialité et compte tenu que ces entreprises sont pour la plupart cotées en Bourse, ces résultats ne feront pas partie de la version publique du rapport. De même, l'Annexe confidentielle 6 présente des fiches d'information sur chacun de ces projets. Pour les mêmes raisons, cette annexe demeurera confidentielle.

Les projets de lignes de transport ferroviaire de QNS&L, de CN et de CFC ont été évalués sur une base différente. Les probabilités de réalisation de ces trois projets ont été considérées comme étant fonction de la probabilité de réalisation de certains projets miniers les plus à même de bénéficier de ces infrastructures ferroviaires. Seuls ces trois projets ont été considérés, car ils sont également les plus susceptibles d'adopter la technologie des locomotives propulsées au GNL.

À cet égard, il importe de préciser que cette technologie est actuellement en développement. Au Québec, le système à gaz naturel liquéfié pour locomotives est développé par le consortium formé de Westport Innovations, du CN, et de Gaz Métro Solutions Transport (GMST). La technologie existe déjà pour le transport routier et la Société des traversiers du Québec a annoncé qu'elle utilisera le GNL pour trois de ses traversiers. Le CN fait aussi l'essai actuellement de deux locomotives au gaz naturel entre Edmonton et Fort McMurray pour les services commerciaux afin d'explorer la possibilité de substituer les carburants au diesel pour du gaz naturel⁶⁸. Selon GMST, la technologie pourrait être disponible d'ici cinq ans pour les locomotives.

La probabilité de réalisation de la conversion aux locomotives propulsées au GNL pour les projets de chemins de fer actuellement en exploitation a été fixée à 100%, ce qui reflète les entrevues réalisées dans le

⁶⁸ (La compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, 2012)

cadre de ce mandat. Par contre, elle est traitée distinctement des projets miniers, comme on pourra le constater dans les prochaines sections. Au demeurant, nous avons encore une fois adopté une approche conservatrice :

- Nous supposons que les locomotives de QNS&L seront progressivement remplacées par des locomotives propulsées au GNL;
- Nous supposons qu'ArcelorMittal devrait continuer à opérer sa propre ligne ferroviaire de Cartier (CFC) et remplacer progressivement ses locomotives par des locomotives propulsées au GNL.

Un nombre significatif de compagnies minières qui entreprennent des projets d'expansion, de développement ou d'exploration situés dans la Fosse du Labrador ont ou auront à conclure des contrats à long terme avec des opérateurs ferroviaires pour acheminer leur production du site minier aux ports de Sept-Îles ou de Port-Cartier. Compte tenu des coûts fixes élevés reliés aux lignes de chemin de fer indépendantes, KPMG-SECOR est d'avis que seuls les projets d'expansion de QNS&L et/ou du CN sont les plus susceptibles d'aller de l'avant et de bénéficier du volume de minerai excédentaire acheminé vers Sept-Îles ou Port-Cartier. Par ailleurs, la hausse de la production annuelle d'ArcelorMittal de 18 à 24 millions de tonnes devrait générer un volume excédentaire sur la ligne.

Pour évaluer l'évolution du changement vers les locomotives au GNL, nous avons estimé une transition sur 5 ans, soit un remplacement de 20% des wagons par année. Les probabilités de réalisation du volume excédentaire transporté ont été établies de la façon suivante :

- La probabilité que le projet CN/CDP aille de l'avant est estimée égale à la probabilité que les deux projets d'Adriana Resources Inc. du Lac Otehluk et de Century Iron Mines de Sunny Lake aillent simultanément de l'avant. En effet, nous considérons que la réalisation de ces deux projets est nécessaire afin de garantir le volume suffisant pour que le projet soit rentable.
- La probabilité que l'expansion de la ligne de QNS&L aille de l'avant est estimée égale à la probabilité que le projet d'Adriana Resources Inc. du Lac Otehluk ne se réalise pas. En effet, nous considérons que si ce projet ne se réalise pas, le projet du CN/CDPQ devra sûrement être annulé, et le volume excédentaire des projets en développement devra être acheminé via les infrastructures de QNS&L.

Enfin, la probabilité de conversion du volume de demande du secteur commercial et institutionnel est estimée à 95%. Même si l'économique paraît clair quant aux avantages d'opter pour le gaz naturel lorsqu'il est disponible, d'autres facteurs peuvent entrer en cause : par exemples, un manque de liquidité, une complexité technique, des ententes contractuelles, etc.

6.1.1.2 EXPLICATION DE L'ESTIMATION DE LA DEMANDE EN GAZ NATUREL

6.1.1.2.1 MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES VOLUMES

La méthodologie de validation ou d'évaluation des volumes de consommation de gaz naturel des projets présentés est basée sur les éléments suivants :

- Potentiel de consommation estimé par le client lors des entrevues avec les responsables des projets;

- Évaluation comparative avec des procédés ou industries similaires;
- Connaissance des intensités énergétiques des procédés thermiques industriels;
- Référence d'information des clients de BBA ayant des procédés semblables;
- Base d'information sur les clients de BBA visés par la transformation au gaz naturel.

Les volumes de consommation estimés touchent seulement les charges thermiques des procédés industriels, le chauffage et la ventilation des bâtiments. Les volumes n'incluent pas la consommation des véhicules mobiles comme les camions de mines, le transport ferroviaire et autre.

Malgré la méthodologie utilisée, les volumes de consommation estimés pour les nouvelles industries sont approximatifs⁶⁹. Ceci s'explique par le manque de détails sur les procédés de transformation et les charges de chauffage et de ventilation des bâtiments.

6.1.1.2.2 UNITÉS DE CONSOMMATION

De façon générale, Gaz Métro utilise le mètre cube dans ses communications (millier ou million). Par contre, les distributeurs gaziers utilisent le BCF (billion cubic feet) afin de comparer les volumes de vente à ceux des autres distributeurs gaziers en Amérique du Nord qui utilisent les unités impériales.

- 1 BCF correspond à 28 317 millions de mètres cubes. Considérant un contenu énergétique du gaz naturel de 1 017,2 BTU/pi³ ou 37,89 MJ/m³, qui est la référence de Gaz Métro.
- Le mètre cube (m³) devrait être privilégié comme unité de consommation.

6.1.1.2.3 FACTEURS DE CONVERSION

Pour les fins d'évaluation des potentiels de consommation des volumes de gaz naturel, les facteurs de conversion suivants ont été utilisés :

- 1 litre de mazout lourd = 1 m³ de gaz naturel;
- 1 litre de mazout léger = 1 m³ de gaz naturel;
- 1 litre de propane = 0,65 m³ de gaz naturel;
- 1 KWh d'électricité thermique = 0,12 m³ de gaz naturel.

Quoique ces facteurs de conversion ne correspondent pas à la réalité exacte, ceux-ci sont acceptables en première approximation. Ils tiennent compte des contenus énergétiques des sources d'énergie ainsi que des gains ou pertes d'efficacité thermique des systèmes de combustion qui sont difficiles à évaluer à ce stade-ci de l'analyse.

L'Annexe confidentielle 3 présente le potentiel de consommation de gaz naturel selon les projets.

⁶⁹ Les estimations pour les projets actuels représentent les calculs de conversion physique. En ce qui a trait aux projets non-existants, une marge d'erreur de 20% en dessous et de 10% au-dessus est envisageable sur les estimations de besoins en gaz naturel.

6.1.1.2.4 ESTIMATION DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL

La demande du secteur commercial et institutionnel a été estimée à 0,61 BCF à partir de 2016. Nous estimons par ailleurs que le volume commercial et institutionnel devrait croître à un taux annuel moyen de 1%, ce qui correspond à la croissance historique de la consommation totale d'électricité du secteur commercial et institutionnel de la Côte-Nord entre 2007 et 2011⁷⁰. L'évaluation de la demande commerciale et institutionnelle se base sur des enquêtes locales, notamment celles de Développement économique Sept-Îles et de l'équipe de consultants indépendants de KPMG-SECOR sur le terrain. Ces estimations ont été validées par BBA et incluent des installations à Chicoutimi Nord. La cohérence avec des travaux précis de Gaz Métro a également été assurée.

L'Annexe confidentielle 2 présente le détail des clients potentiels retenus.

Pour des fins de clarté du rapport, le secteur commercial et institutionnel comprend une portion attribuable aux nouveaux développements résidentiels. Malgré des prévisions démographiques négatives quant à la croissance du nombre de ménages, nous avons plutôt considéré le potentiel de croissance de l'emploi lié aux projets de développement à venir. À cette estimation de la croissance, nous avons pris en compte un taux d'urbanisation des nouveaux développements qui permettrait de desservir ces clients. De plus, nous avons posé une hypothèse sur un taux de pénétration du gaz naturel dans les projets résidentiels. La demande atteindrait un peu plus de 0,1 BCF durant la période.

6.2 ANALYSE DE LA DEMANDE POTENTIELLE ESPÉRÉE ET NIVEAU DE RISQUE

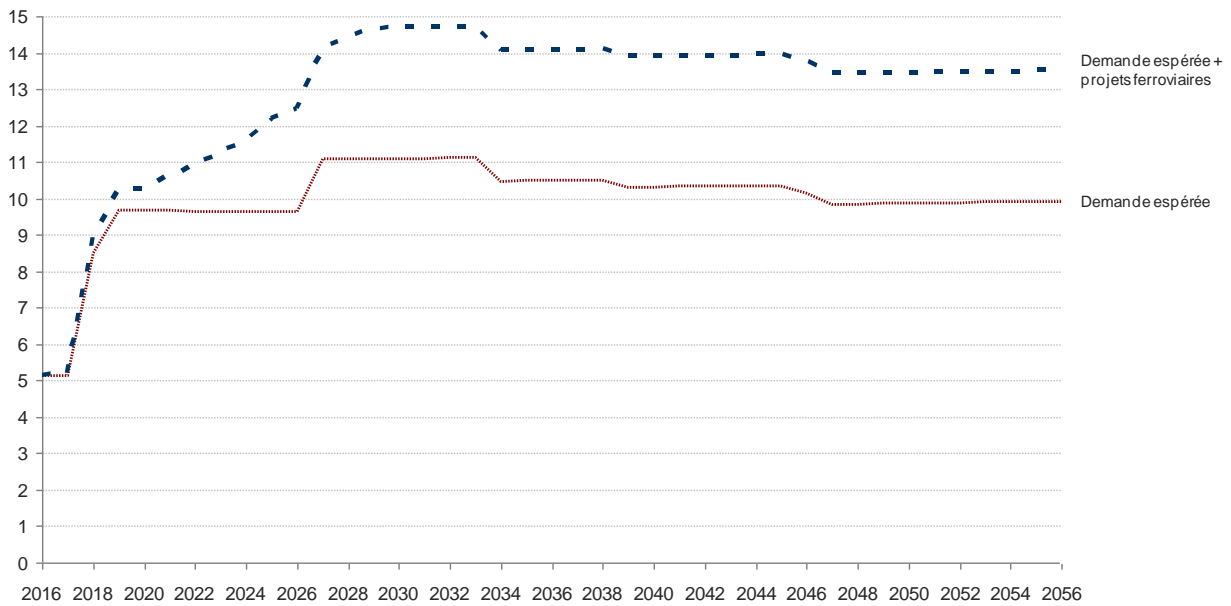
6.2.1 ANALYSE DE LA DEMANDE SELON L'ESPÉRANCE DE RÉALISATION

Sur une base agrégée⁷¹ (Graphique 60), KPMG-SECOR estime la demande potentielle selon l'espérance mathématique à 5,1 BCF pour les années 2016 – 2017. Cette estimation repose essentiellement sur le potentiel de conversion des installations existantes dans les industries du fer, de l'aluminium et des pâtes et papiers et, dans une moindre mesure, sur le potentiel de conversion du secteur commercial et institutionnel (0,61 BCF).

⁷⁰ (Hydro-Québec, 2002:2010)

⁷¹ Le potentiel de demande (BCF) de chaque projet est pondéré par sa probabilité de réalisation.

GRAPHIQUE 60 : ESPÉRANCE DE LA DEMANDE POTENTIELLE*
BCF, 2016 - 2056



*Chaque projet est pondéré par sa probabilité de réalisation
Source : Analyse KPMG-SECOR.

À partir de 2018, KPMG-SECOR prévoit une forte hausse de la demande espérée, à un niveau de 8,9 BCF, alors que plusieurs projets dans les industries du Fer et de l'Aluminium pourraient entrer en opération. Jusqu'en 2033, KPMG-SECOR prévoit une hausse en fonction des projets pouvant aller jusqu'à 11,1 BCF. Au-delà de 2033, les estimations de KPMG-SECOR reposent sur des hypothèses conservatrices :

- La croissance du volume de consommation est limitée au volume commercial et institutionnel (estimé à 1% annuel).
- La durée de vie de certaines installations existantes ou de projets de mise en valeur/développement a été prolongée au-delà de leur fermeture anticipée. Deux projets sont concernés par cet ajustement : un projet d'aluminerie et une usine de bouletage de fer (voir l'Annexe confidentielle 1 pour plus de détails).
- Par ailleurs, une « demande de maintien », avec une probabilité de réalisation de 33%, a été introduite à partir de 2034 ainsi qu'en 2039. À plusieurs égards, il s'agit de l'introduction d'une croissance. Cette demande supplémentaire correspond à l'estimation de KPMG-SECOR des projets miniers (de fer) en cours et en mise en valeur/développement :
 - dont les opérations devraient se prolonger au-delà de la durée de vie estimée lors de l'étude de faisabilité;
 - dont les opérations devraient être terminées mais compensées par l'entrée en exploitation de nouveaux projets miniers dont la demande en gaz naturel serait équivalente.

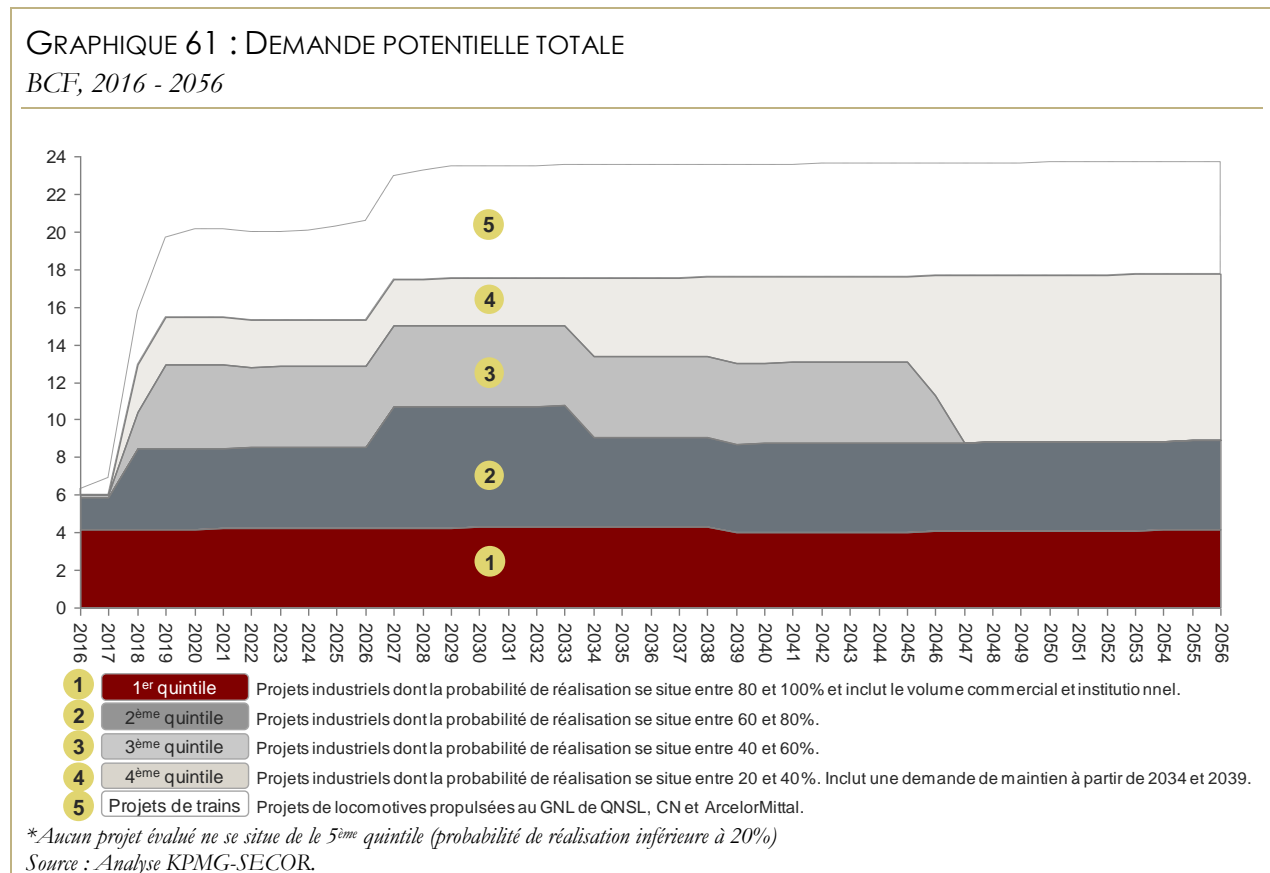
En d'autres termes, en dépit de la fin de certains projets, nous avons évalué que d'autres prendraient leur place. En effet, il est peu probable que les entreprises abandonnent la position concurrentielle de l'industrie québécoise compte tenu de la croissance mondiale du fer et de l'acier. De même, en plus de l'expansion

anticipée d'Arcelor, nous avons ajouté un autre projet de bouletage qui viendrait répondre à cette croissance à l'horizon de 2040.

Le niveau d'incertitude quant à l'estimation de la demande de maintien est élevée, tant sur la durée que sur le niveau de demande en gaz naturel, étant donné l'horizon temporel dont il est question. Toutefois, l'analyse de KPMG-SECOR demeure conservatrice : sur la période 2034-2056 le niveau de consommation estimé pour la demande de maintien est équivalent ou inférieur au niveau de consommation des projets en cours et en mises en valeur/développement estimés à l'année 2033.

6.2.2 ANALYSE DU VOLUME TOTAL SELON LE NIVEAU DE RISQUE

Afin de prendre en considération le niveau d'incertitude des différents projets évalués, le potentiel est décomposé en quintiles selon la probabilité de réalisation des projets.



L'estimation de la demande totale en gaz naturel du secteur industriel repose grandement sur le potentiel de consommation de projets en développement dont la réalisation est de nature binaire :

- Soit le projet n'a pas lieu et la consommation est de 0;
- Soit le projet a lieu et la consommation totale est réalisée.

Conséquemment, l'estimation de la demande sur une base d'espérance mathématique présente un défaut car la variable aléatoire estimée (BCF) est de nature binaire. Pour tenir compte de cet aspect et mieux évaluer le niveau de risque attribuable aux estimations effectuées, la demande totale a été segmentée selon la probabilité de réalisation des projets analysés⁷². Chaque quintile présente un niveau d'incertitude croissant : le potentiel du premier quintile de projets est donc le plus certain d'être réalisé dans sa totalité, alors que le potentiel estimé du quatrième quintile présente le niveau d'incertitude le plus important.

Le premier quintile (Probabilité de 80% à 100%), qui correspond au potentiel jugé le plus sûr, inclut les installations industrielles existantes susceptibles d'effectuer une transition au gaz naturel ainsi que la totalité du potentiel de conversion estimé du secteur commercial et institutionnel. Le second quintile (Probabilité de 60% à 80%) inclut les projets dont le potentiel de consommation est jugé probable. Le troisième quintile (Probabilité de 40% à 60%) inclut les projets dont le potentiel de consommation est jugé plutôt incertain. Finalement, le quatrième quintile (Probabilité de 20 à 40%) inclut les projets dont le potentiel de consommation est jugé très incertain, dont la demande de maintien estimée par KPMG-SECOR correspondant à l'accroissement de l'activité prévue en fonction de ce qui est connue aujourd'hui.

Aucun projet considéré ne se situe dans le 5^e quintile (dont la probabilité se situe en deçà de 20%). De tels projets n'ont tout simplement pas été inclus dans notre analyse.

Le dernier segment correspond aux projets de transport ferroviaire de QNSL, CN et d'ArcelorMittal. Ces projets ont été analysés distinctement, compte tenu de la nature spécifique de la demande additionnelle en gaz naturel qu'ils pourraient représenter. Entre autres, la complexité d'évaluer la consommation en gaz naturel des futures locomotives et les délais de transition des infrastructures ferroviaires du mazout au gaz naturel présentent un enjeu supplémentaire. L'évaluation de la demande pour ce segment est basée sur les hypothèses suivantes : la demande de chaque projet correspond à la quantité potentielle (en millions de tonnes) de minerai transportée sur la ligne annuellement, multiplié par un ratio de consommation (en BCF/million de tonne). Ainsi, ont été considérés :

- Le projet CN/CDPQ, dont l'exploitation devrait débuter en 2017, et dont nous estimons la quantité transportée annuellement comme étant égale à la somme des productions annuelles des projets de Champion Minerals (Fire Lake North), Century Iron Mines (Sunny Lake) et Adriana Resources Inc. (Otelnuk), soit 10, 20 et 50 millions de tonnes respectivement. Une demande de maintien a également été introduite à partir de 2047, à hauteur de 20 millions de tonnes par année. Le ratio de conversion de a été déterminé sur la base des entrevues réalisées.
- Le projet de QNS&L, dont l'exploitation est en cours actuellement, et dont nous estimons la quantité transportée annuellement à 40 millions de tonnes. Un projet d'expansion de la ligne a également été considéré, à hauteur de 26,5 millions de tonnes additionnelles transportées annuellement à partir de 2021. Une transition progressive, estimée à 5 ans, des locomotives propulsées au mazout vers des locomotives propulsées au gaz naturel devrait débuter à partir de 2021. Une demande de maintien a également été introduite à partir de 2047, à hauteur de 20 millions de tonnes par année. Le ratio de conversion de a été déterminé sur la base des entrevues réalisées.
- Le projet de la ligne Cartier opérée par ArcelorMittal, dont l'exploitation est en cours actuellement et dont nous estimons la quantité transportée annuellement à 24 millions de tonnes à partir de 2016. Un ratio de conversion de 0,0533 BCF/Mt a été utilisé, sur la base des entrevues réalisées avec ArcelorMittal.

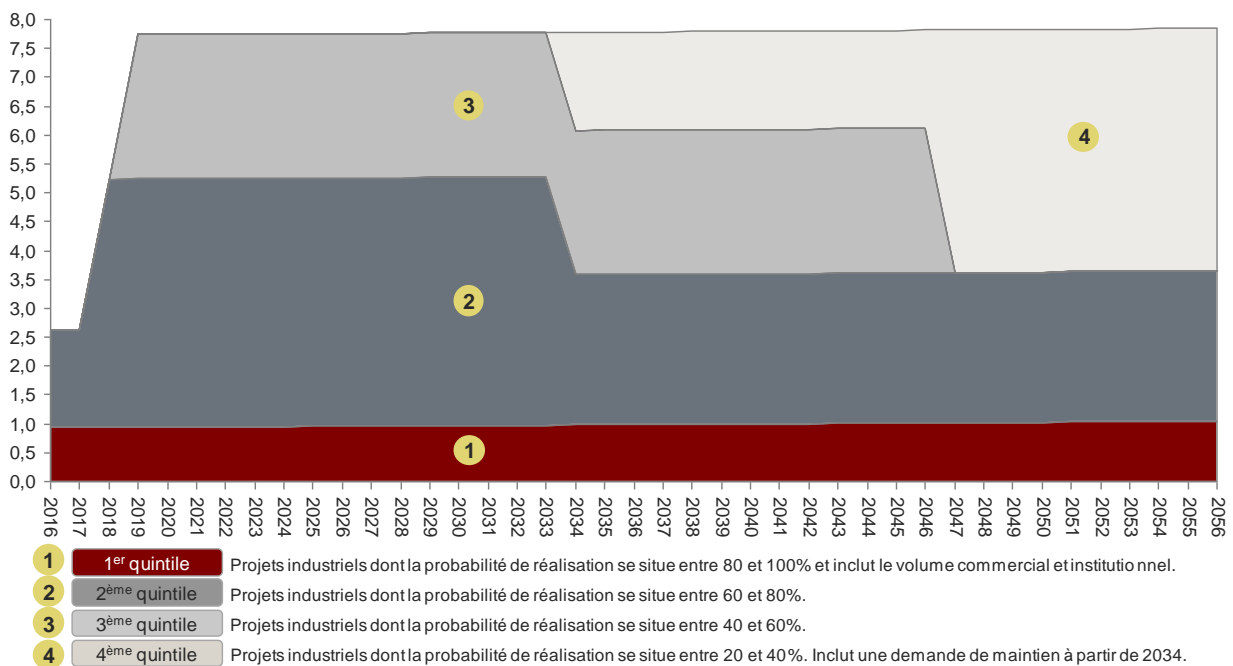
⁷² Il s'agit d'une application de la Théorie de Schrödinger.

L'Annexe confidentielle 1 présente plus en détail l'analyse du niveau de risque.

6.3 DÉCOMPOSITION DE LA DEMANDE PAR VILLE

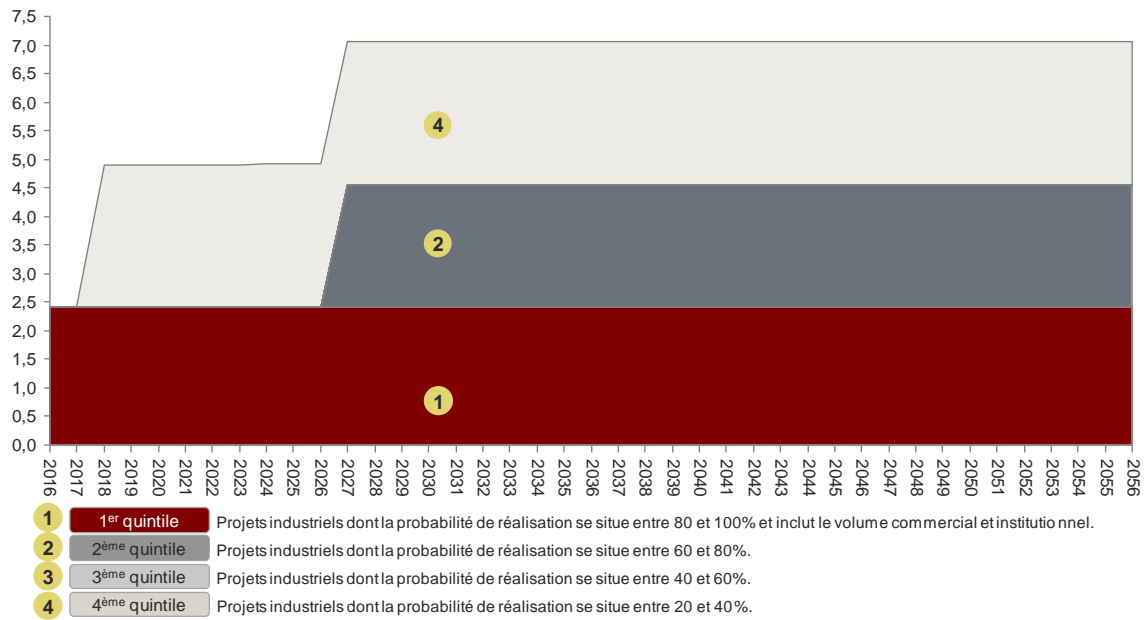
Pour estimer la demande potentielle selon les trois villes ciblées pour le secteur industriel, la localisation des installations actuelles des projets en cours ainsi que la localisation probable, selon les études de faisabilité et les entrevues réalisées, des projets en développement ont été considérées. Concernant le potentiel commercial et institutionnel, nous avons simplement évalué le potentiel de conversion des entreprises existantes, auquel nous avons ensuite ajouté une croissance annuelle de 1%.

GRAPHIQUE 62 : DEMANDE POTENTIELLE TOTALE DE SEPT-ÎLES
BCF, 2016 - 2056



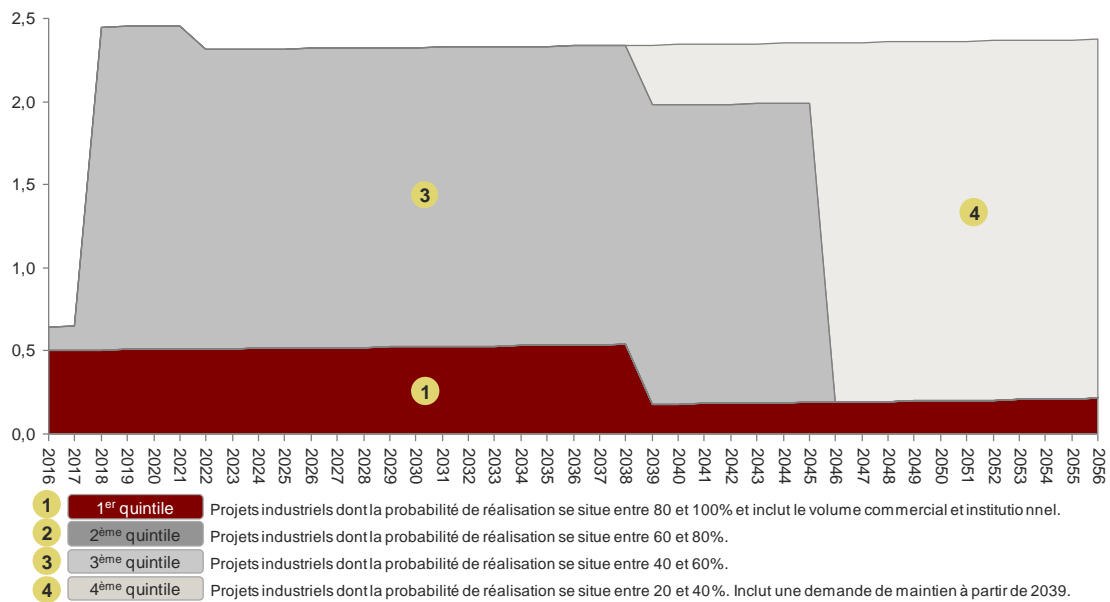
Source : Analyse KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 63 : DEMANDE POTENTIELLE TOTALE DE PORT-CARTIER
BCF, 2016 - 2056



Source : Analyse KPMG-SECOR.

GRAPHIQUE 64 : DEMANDE POTENTIELLE TOTALE DE BAIE-COMEAU
BCF, 2016 - 2056



Source : Analyse KPMG-SECOR.

6.4 AUTRES CONSIDÉRATIONS RELATIVES À LA DEMANDE POTENTIELLE

Les estimations de la demande potentielle présentées précédemment sont basées sur des hypothèses très conservatrices.

6.4.1 EFFET REVENU

Premièrement, il est important de noter que l'analyse de KPMG-SECOR ne prend pas en compte de l'effet revenu potentiel relié à la conversion de certains projets industriels au gaz naturel. En effet, dans le cas où une économie de coûts variables puisse être réalisée à long terme grâce au différentiel de coûts du gaz naturel par rapport au mazout n° 6, il est probable que l'augmentation de la marge brute induise une augmentation de la production ou d'autres changements dans la structure opérationnelle des entreprises concernées. Ainsi, cet effet revenu représenterait un potentiel de consommation supplémentaire de gaz naturel.

Il faut remarquer par contre que cet effet s'applique davantage au secteur commercial et institutionnel dont la demande reste limitée. Les grandes industries, notamment les usines de bouletage, doivent croître par pallier en fonction des investissements en capital.

6.4.2 LES PROJETS EMBRYONNAIRES

Deuxièmement, notre analyse de la demande potentielle tient compte en partie des projets d'exploration embryonnaires, notamment les projets de mines de fer incluant potentiellement une usine de bouletage. Ces projets représenteraient également un potentiel de consommation additionnel. En date de la rédaction du présent rapport, les projets d'exploration suivants évaluent la possibilité d'opérer leurs propres usines de bouletage :

- ArcelorMittal – Mont Reed
- Niocan – Great Whale Iron
- Augyva – Duncan

Tel que mentionné précédemment, nous avons inclus dans la demande de maintien une portion représentant une éventuelle croissance du secteur. Il faut avoir à l'esprit que la demande mondiale de fer devrait poursuivre sa croissance à long terme et qu'il est peu probable que le Québec ne saisisse pas une portion de cette demande.

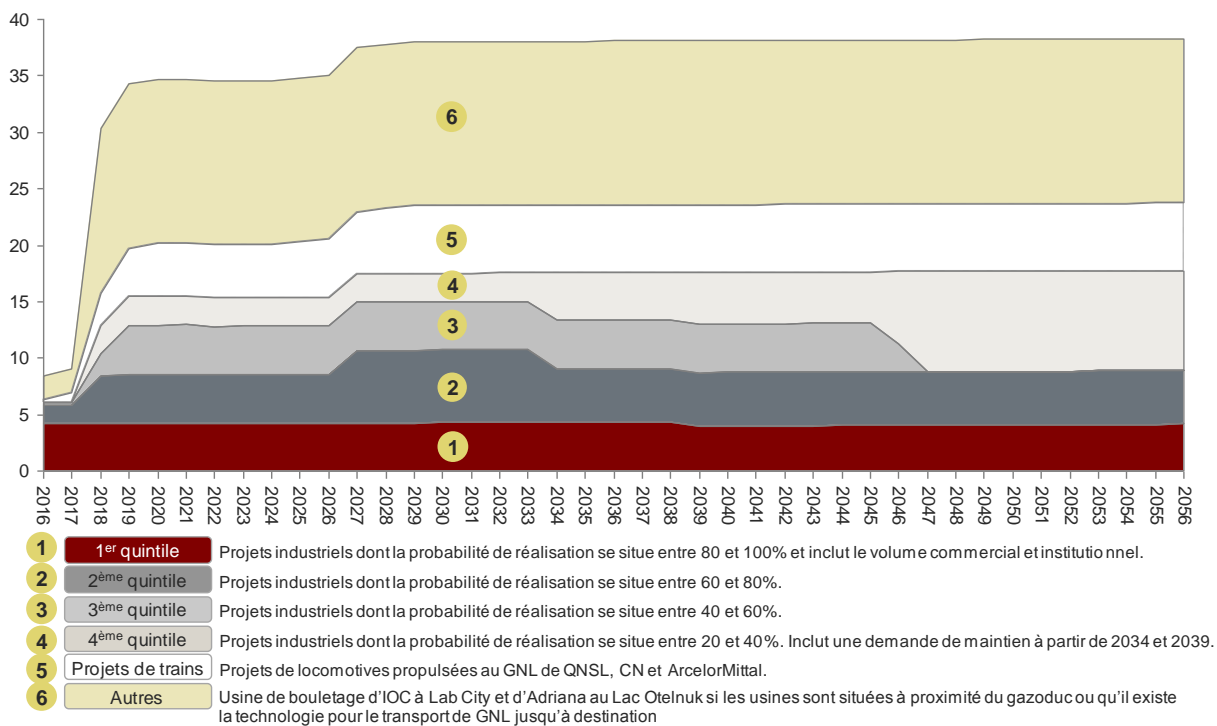
6.4.3 GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

Troisièmement, deux projets à forte production de boulettes de fer non considérés dans l'analyse représentent également un potentiel additionnel significatif, soit le projet d'Adriana Resources du Lac Otneluk à 50 Mt et situé au nord de Schefferville ainsi que l'usine actuelle d'IOC à Labrador City produisant 13 Mt. Ces projets sont significatifs dans la mesure où la technologie permettrait d'acheminer du GNL aux usines de bouletage pour qu'il soit consommé sur place, tel qu'illustré dans le Graphique 65.

Cela impliquerait une adaptation technologique certaine, d'où le traitement à part de ces deux projets. Un enjeu sur la capacité d'alimenter un si grand projet pourrait aussi survenir.

L'ampleur du projet d'Adriana Resources commande une certaine prudence. Même si les raisons sont principalement d'ordre technique, des considérations peuvent être amenées quant au choix d'établir une usine de bouletage dans une localisation grandement isolée et qui nécessiterait une logistique, notamment pour la main-d'œuvre, pour le moins sophistiquée. Au cours de nos travaux, certains spécialistes ont émis l'hypothèse d'installer l'usine de bouletage sur la Côte-Nord tout en investissant davantage en amont pour éliminer les barrières techniques. Toutefois, il faut être clair que cette hypothèse n'est absolument pas envisagée par le promoteur, ni en entrevue, ni dans sa dernière étude économique préliminaire.

GRAPHIQUE 65 : DEMANDE POTENTIELLE TOTALE INCLUANT LE PROJET D'ADRIANA RESSOURCES ET L'USINE D'IOC
BCF, 2016 - 2056



Source : Analyse KPMG-SECOR.

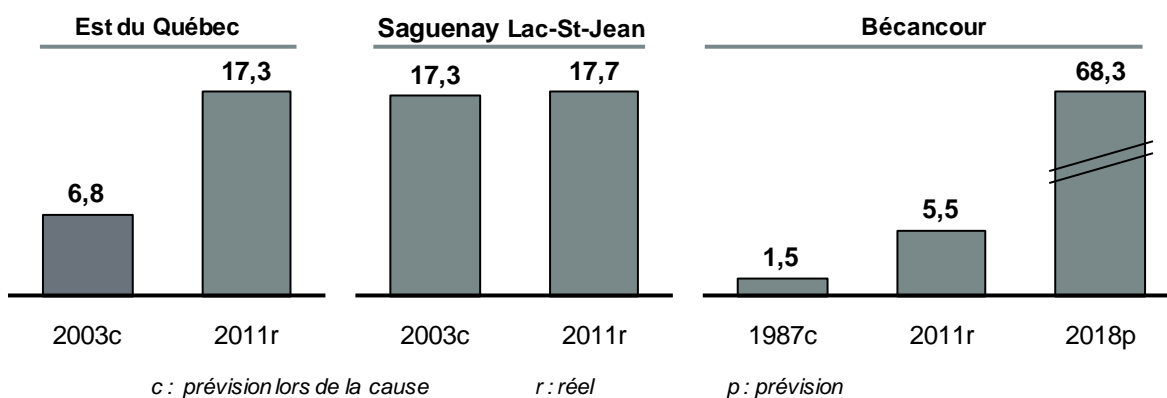
6.4.4 EFFETS D'ENTRAÎNEMENT

Un projet tel que celui de desservir la Côte-Nord en gaz naturel aurait aussi un impact dynamique sur l'économie qu'on appelle « l'effet d'entraînement ». Cet effet, commun en présence de projets d'une telle ampleur, pourrait faire en sorte d'attirer d'autres investissements dans la région de la Côte-Nord qui contribueraient eux-mêmes à augmenter la demande de gaz naturel. Pour plusieurs industries, le gaz naturel est un intrant essentiel pour l'implantation des 2^e et 3^e transformations.

La présence de gaz naturel encourage l'implantation de nouvelles industries entre autres puisqu'elle ajoute à la flexibilité requise par les entreprises et accroît la sécurité, des facteurs importants de localisation. On peut rappeler le contre-exemple de Norsk Hydro qui, à l'époque, avait préféré s'installer à Bécancour plutôt qu'à Sept-Îles en raison de la présence du gaz naturel.

L'effet d'entraînement a été observé dans l'Est du Québec⁷³, au Saguenay-Lac-St-Jean et à Bécancour pour ne nommer que ces exemples québécois. Dans le cas de Bécancour, la consommation prévue en 1987 était de 1,5 BCF alors qu'elle atteignait plus de 5 BCF en 2011. L'arrivée de l'usine d'IFFCO dans la région n'est pas étrangère à la disponibilité de gaz naturel. On estime que ces seules installations consommeront 63 BCF d'ici 2018. Le graphique suivant illustre les progressions de la consommation au fil du temps après un prolongement du réseau.

GRAPHIQUE 66 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL DANS CERTAINES RÉGIONS BCF, *prévision lors de la cause et situation actuelle*



Source : Gaz Métro et Analyse KPMG-SECOR.

Pour estimer un tel effet sur la région de la Côte-Nord, il faut d'abord établir les conditions qui expliqueraient qu'une entreprise s'y installe. Une telle entreprise ne doit pas avoir une structure de commercialisation qui commande une proximité de marché étant donné l'éloignement de la région. Il faudrait que ce soit une installation qui est très « autonome » dans le sens où ses intrants et ses extrants peuvent venir par bateau et qu'elle mise essentiellement par la suite sur la disponibilité du gaz naturel et de la main-d'œuvre.

⁷³ À partir de Deschambault, sans les tronçons qui couvrent la Beauce et Thetford Mines.

Or, on sait que le gaz naturel de la Côte-Nord devra faire face à la compétition de celui d'autres régions du Québec et que la main-d'œuvre n'est pas nécessairement abondante, quoique spécialisée dans certains domaines. Ainsi, pour qu'une usine s'y installe, le principal bénéfice doit reposer sur sa localisation : soit la distance en navire du point de départ des intrants ou soit la distance en navire du point d'arrivée des extrants. Il faudrait donc essentiellement une entreprise pour laquelle les coûts de transport maritime soient importants par rapport à l'écart de prix du gaz naturel. Outre les secteurs qui ont déjà été abordés dans ce rapport, des « producteurs de produits chimiques, de ciment, de verre, [...] ou encore le secteur agroalimentaire⁷⁴ » pourraient répondre aux conditions nécessaires. Ce dernier secteur aurait aussi l'avantage d'avoir accès au marché nord-côtier.

Sur une période de 40 ans, les probabilités qu'une ou des entreprises viennent s'installer sur la Côte-Nord sont certes réelles, sans omettre que les conditions peuvent évoluer. Il serait par contre hasardeux d'estimer une consommation de gaz naturel qui en découlerait. On peut néanmoins établir un ordre de grandeur : la clientèle des tarifs industriels de Gaz Métro a un volume médian actuellement d'environ 0,25 BCF. Il suffirait que quatre entreprises qui consommeraient le volume médian actuel de gaz naturel ou deux entreprises qui consommeraient un peu plus que la moyenne (0,4 BCF) pour ajouter 10% à la demande potentielle. Ou encore, à l'instar d'IFFCO à Bécancour, un seul projet majeur pourrait hausser la demande de manière importante.

⁷⁴ Mufteeva, Julien et Cazalets (2012). La « révolution » du gaz de schiste aux Etats-Unis : bilan et perspectives

7. CONCLUSION

La desserte en gaz naturel de la région de la Côte-Nord est un projet qui intéresse de nombreux acteurs depuis plusieurs années. L'effervescence pour les ressources du Nord profite à la région de la Côte-Nord et les conditions de marché actuelles de la région pourraient justifier les investissements nécessaires pour le prolongement du réseau gazier. C'est dans ce contexte que Gaz Métro a confié à KPMG-SECOR le mandat d'évaluer la demande potentielle de gaz naturel sur la Côte-Nord de 2016 à 2056, plus précisément dans les villes de Baie-Comeau, Port-Cartier et Sept-Îles.

KPMG-SECOR a réalisé une estimation de la demande potentielle en gaz naturel de ces villes en suivant une méthodologie crédible et une approche très conservatrice. Cette étude se veut indépendante puisqu'elle a été réalisée de façon autonome à partir de données compilées par KPMG-SECOR.

C'est ainsi que nous avons identifié et analysé en détail les facteurs d'influence de la demande. Au premier chef, il est apparu clair que l'industrie minière du fer, plus particulièrement ses activités de transformation en boulettes, devenait un facteur clé de la demande potentielle future. Les perspectives à court terme de l'industrie sont moins encourageantes alors que la Chine voit sa croissance diminuer quelque peu. Par contre, la demande mondiale pour le fer à moyen et long termes devrait se maintenir à des niveaux suffisamment élevés pour permettre au Québec d'attirer un nombre important de projets miniers, notamment à mesure que l'Inde s'urbanisera et prendra le relai de la Chine en ce qui a trait à la consommation de minerai de fer. Dans le même temps, il va sans dire que l'industrie de l'aluminium constituera un débouché important. Les perspectives québécoises sont plutôt encourageantes à cet égard même si le Québec a vu sa position concurrentielle se dégrader légèrement ces dernières années. Nous avons enfin établi que le réseau ferroviaire actuel pourrait constituer un goulot d'étranglement tandis que les infrastructures portuaires et foncières offrent des capacités suffisantes pour répondre à l'accroissement de la production.

Au regard de ces facteurs d'influence, l'estimation de la demande potentielle s'est basée principalement sur le portrait des activités ayant actuellement cours, sur les projets présentement mis en valeur et ceux à venir dans un horizon plus lointain. Un total de huit critères a servi à établir la probabilité de réalisation de chaque conversion d'établissement existant ou de chaque projet.

L'évaluation de la demande potentielle prend la forme d'une espérance de demande de gaz naturel fonction de la probabilité de réalisation des conversions et des projets. Cette demande potentielle est estimée à 5,0 BCF au début de la période d'analyse, soit 2016. Rapidement en 2018, la demande espérée devrait atteindre près de 10 BCF pour diminuer quelque peu et atteindre un plateau au tournant de l'année 2034. À ce scénario probable, nous avons ajouté une demande potentielle issue de l'alimentation des locomotives, une technologie en développement au Québec mais déjà à l'essai en Alberta. Ces dernières sont principalement utilisées pour le transport de minerai. L'introduction de cette variable implique bien entendu un bond positif de la demande espérée jusqu'à 13 BCF.

Cette approche ne tient toutefois pas compte de l'aspect binaire de la réalisation d'un projet, c'est-à-dire que dans les faits, un projet se réalise ou ne se réalise pas. Pour pallier ce défaut, nous avons aussi considéré la demande potentielle totale si tous les projets présentement connus se réalisaient. La demande totale

atteindrait alors un sommet de 15 BCF sous le scénario de demande espérée et de 22 BCF en incluant l'alimentation des locomotives.

Ces estimations doivent être considérées comme une évaluation très conservatrice de la demande potentielle de gaz naturel sur la Côte-Nord. À toutes les étapes de son analyse, KPMG-SECOR a adopté une approche conservatrice pour refléter le caractère incertain de la demande. De plus, plusieurs hypothèses ont contribué à limiter les résultats, notamment :

- L'absence de prise en compte de tout effet revenu. Certaines entreprises existantes pourraient décider d'augmenter leur production devant les économies que pourraient offrir le recours au gaz naturel, ce qui aurait pour effet d'augmenter la consommation. Certains projets, présentement planifiés avec une alimentation au mazout, pourraient avoir le même comportement;
- La découverte probable, sur 40 ans, d'autres gisements conduisant à des projets complètement inexistantes au moment de la rédaction de ce rapport;
- L'impact majeur du projet d'Adriana Resources au Lac Otnuk et de l'usine de bouletage d'IOC qui pourrait représenter à eux seuls près de 14 BCF en demande supplémentaire, sous réserve que le transport de gaz naturel liquéfié soit techniquement et économiquement possible;
- Une demande d'entraînement à la suite de l'implantation de nouvelles installations dans la région. Il s'agit de retombées économiques auxquelles la région peut aspirer : que la venue du gaz naturel attire de nouvelles entreprises qui elles-mêmes contribueront à la demande;
- La conversion au gaz naturel du secteur résidentiel existant.

Nos estimations reflètent par ailleurs l'état des connaissances et l'information disponible au mois d'août 2012. Si des changements dans les projets, les potentiels miniers, les conditions de marché et les technologies devaient survenir, nos conclusions devraient également s'y adapter.

8. À PROPOS DES AUTEURS

8.1 A PROPOS DE KPMG-SECOR

SECOR est le plus important cabinet-conseil indépendant en stratégie et organisation au Canada. Depuis 35 ans, SECOR accompagne les équipes de direction dans leur réflexion stratégique et sa mise en œuvre. SECOR regroupe plus de 150 professionnels et possède des bureaux à Montréal, New York, Paris, Québec, Toronto et Vancouver.

KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., société canadienne à responsabilité limitée constituée en vertu des lois de l'Ontario, est le cabinet canadien affilié à KPMG International, réseau mondial de cabinets offrant des services professionnels en vérification et en fiscalité, ainsi que des services-conseils. Les cabinets membres de KPMG sont exploités dans 150 pays et emploient plus de 138 000 professionnels.

8.2 A PROPOS DES AUTEURS DE L'ÉTUDE

8.2.1 ÉQUIPE KPMG-SECOR



Daniel Denis a rejoint SECOR en 1984 après avoir été à l'emploi d'une grande institution bancaire pendant trois ans. Depuis 1989, il est associé de cette firme. Il fut également associé à l'Institut C.D. Howe, de 1984 à 1987. Daniel Denis est un expert en études économiques et financières, de même qu'en analyse et planification stratégique. Il est détenteur d'une maîtrise en sciences économiques de l'Université de Montréal. Plus de 26 années d'expérience en conseil, dont plus de 20 à titre de chargé de projet, lui ont permis de développer de solides compétences dans l'élaboration des enjeux stratégiques des organisations et la mise en place de stratégies d'action pour y répondre. Son expertise s'étend de l'analyse de la performance des organisations aux stratégies de positionnement d'organismes publics ou privés, en passant par l'analyse de la concurrence et la compréhension des organisations « modèles ».



Renault-François Lortie est associé et a rejoint SECOR en 2005 après une carrière en droit et un MBA complété à HEC Montréal. Il s'est au départ développé dans différents secteurs (manufacturier, médias et services financiers) pour se concentrer davantage dans le secteur des ressources naturelles et de l'énergie, secteur dont il est maintenant le co-leader au Canada. Renault a ainsi participé à des mandats d'envergure auprès de grandes organisations canadiennes et internationales telles que DoMtar, Fibrek, SNC-Lavalin et Rio Tinto. Il est reconnu comme un professionnel développant des relations de longue durée et de confiance auprès des clients de SECOR, aussi bien sur les aspects de planification que d'alignement stratégiques.

rlortie@groupesecor.com



Jean-Pierre Lessard est directeur et se spécialise en stratégie, étude économique et analyse sectorielle. Il compte plus de 14 ans d'expérience comme économiste. Il est professeur invité à l'École supérieure en aménagement et en développement régional de l'Université Laval. Il est l'un des auteurs de l'étude des retombées économiques du Plan Nord. Il a accompagné de nombreuses entreprises du secteur minier, dont certaines sur le territoire du Plan Nord. jlessard@groupesecor.com



David Waldron est associé spécialisé en stratégie et gestion de risques pour des entreprises exploitant des ressources naturelles et des processus industriels complexes. Depuis ces 18 dernières années, il aide des équipes de dirigeants à développer et exécuter leurs stratégies, notamment dans les secteurs des métaux et minerais et de l'industrie forestière. Son expérience dans un grand nombre d'enjeux en matière de soutien du développement industriel par le secteur public a permis à M. Waldron de créer une pratique unique et approfondie des stratégies destinées à des entreprises multidimensionnelles. Économiste de formation, il a débuté sa carrière comme conseiller en développement de l'économie régionale auprès de plusieurs paliers gouvernementaux en Alberta. dwaldron@groupesecor.com



Thomas Bienfait est consultant, spécialisé en planification stratégique, analyse et modélisation financière. Son expérience touche principalement les secteurs miniers, de l'énergie, et des services financiers. Détenteur d'une maîtrise en gestion avec spécialisation en finance de l'École Supérieure de Commerce de Toulouse, il a analysé les impacts de la fiscalité sur les fusions-acquisitions transnationales. Il est aussi membre du groupe sectoriel *ressources naturelles et énergie* au sein de SECOR. tbienfait@groupesecor.com



Raphael Mongeau-Gauthier est consultant spécialisé dans l'analyse stratégique et l'évaluation d'impacts économiques. Détenteur d'une maîtrise en sciences économiques de l'Université de Montréal, il a analysé le marché du travail et le développement économique canadien et américain en relation avec leur fiscalité et leurs politiques publiques. Il est aussi membre du groupe sectoriel *ressources naturelles et énergie* au sein de SECOR. rmgauthier@groupesecor.com



Antoine Nivard est consultant, spécialisé en analyse et modélisation financière. Son expérience touche principalement les secteurs miniers, de l'énergie, des services financiers et du commerce de détail. Détenteur d'un B.A.A. avec Honors d'HEC Montréal, Antoine s'est impliqué activement comme chef de secteur Énergie du Fonds de Placements Étudiants d'HEC Montréal (FPHEC). Il est aussi membre du groupe sectoriel *ressources naturelles et énergie* au sein de SECOR. anivard@groupesecor.com

8.2.2 COMITÉ AVISEUR

Christian Goodhue est ingénieur chez BBA et titulaire d'une Maîtrise en sciences des pâtes et papiers et d'un baccalauréat en génie. M. Goodhue a tout d'abord œuvré pendant près de 10 ans à titre d'ingénieur de projet dans le secteur de la métallurgie pour le compte de deux entreprises. Il y a développé une solide expérience dans le domaine de l'entretien et de la réparation d'équipements de fabrication d'acier, ainsi qu'en gestion de l'approvisionnement et de l'utilisation de l'énergie. M. Goodhue a poursuivi sa carrière dans le secteur des pâtes et papiers, à titre d'ingénieur senior, spécialisé dans les projets d'efficacité énergétique sur les équipements de procédés et les centrales thermiques. En 1989, il a joint les rangs d'un distributeur d'énergie où il a agi à titre de conseiller technique pour les secteurs industriels. Ses expériences de travail lui ont permis de développer une expertise reconnue en efficacité énergétique des procédés industriels ainsi qu'en approvisionnement énergétique.

Mireille Joncas est consultante indépendante notamment en développement économique et régional, et en analyse sectorielle. Mme. Joncas est titulaire d'un MBA de l'Université de Sherbrooke et d'un BAA de l'Université du Québec à Rimouski. Mme Joncas a, par le passé, occupé un poste de gestion en lien avec le domaine énergétique auprès de la CRE Côte-Nord. Elle est également membre de l'équipe dédiée du Bureau régional de coordination gouvernementale visant à soutenir les municipalités de la Côte-Nord les plus impactées par le Plan Nord.

ANNEXES NON CONFIDENTIELLES

9. ANNEXE 1 : GUIDE D'ENTREVUE

A – STATUT

1. Interviewer ? _____

2. Date de l'entrevue? _____

B – DESCRIPTION

3. Nom du répondant et titre :

4. Nom de l'entreprise :

5. Quel est le nom de l'installation :

6. Quel est le secteur d'activité de l'installation :

7. Où est localisée l'installation :

8. En quelle année votre installation a-t-elle été construite? _____

9. En quelle année a débuté l'exploitation? _____

10. Quelle est la durée de l'exploitation? _____

11. Quelle est la nature des activités et types de productions de l'installation [décrire] :

12. Quel est le niveau de production (en tonnes)?

C – CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE

13. Quelle est la structure de consommation énergétique? Veuillez spécifier l'usage prévu et la quantité. Inscrire « 0 » (zéro) si la forme d'énergie n'est pas prévue

Précisez le type de production : _____

Énergie	Procédé (Quantité)	Chauffe (Quantité)	Unité de mesure de l'énergie				
			(Veuillez cocher une réponse)				Autre _____
Électricité			<input type="checkbox"/> kWh	<input type="checkbox"/> MWh	<input type="checkbox"/> GJ	_____	
Mazouts			<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____
Propane			<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____
Biomasse			<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____
Autre			Précisez l'unité de mesure : _____				

[S'il y a lieu] Précisez le type de production : _____

Énergie	Procédé (Quantité)	Chauffe (Quantité)	Unité de mesure de l'énergie				
			(Veuillez cocher une réponse)				Autre _____
Électricité			<input type="checkbox"/> kWh	<input type="checkbox"/> MWh	<input type="checkbox"/> GJ	_____	
Mazouts			<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____
Propane			<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____
Biomasse			<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____
Autre			Précisez l'unité de mesure : _____				

14. Si le gaz naturel pouvait alimenter votre installation, seriez-vous intéressé à l'alimenter par cette source d'énergie?

- Pas du tout intéressé
- Plutôt pas intéressé
- Plutôt intéressé
- Tout à fait intéressé

15. Évaluez l'importance que vous accordez à ces facteurs déterminant un éventuel recours au gaz naturel

	Pas du tout important	Pas important	Important	Tout à fait important
a) Économies de coûts	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b) Meilleur rendement	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c) Raisons environnementales – Diminution des gaz à effet de serre	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d) Atouts stratégiques	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e) Autres (précisez) :	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>

Autres (précisez) : _____

16. Vos activités impliquent-elles une composante importante de transport ?

- Non [passez à la question 19]
- Oui

Si oui, décrivez : _____

17. Quelle quantité d'énergie pour le transport pourrait être substituée par du gaz naturel ?

Énergie	Quantité	Unité de mesure de l'énergie				Autre
		(Veuillez cocher une réponse)				
		<input type="checkbox"/> m ³	<input type="checkbox"/> L	<input type="checkbox"/> pi ³	<input type="checkbox"/> GJ	_____

18. Seriez-vous intéressé par une utilisation du gaz naturel pour vos activités de transport?

- Pas du tout intéressé
- Plutôt pas intéressé
- Plutôt intéressé
- Tout à fait intéressé

D – CONDITIONS ÉCONOMIQUES

19. Quelles sont les conditions économiques essentielles à la réalisation de votre projet et sa viabilité à long terme?

a) En termes de demande :

b) En termes de prix :

c) Autres :

20. Quelle devrait être l'avantage (la différence en%) de prix du gaz naturel par rapport à la forme d'énergie que vous utilisez actuellement pour que vous l'adoptiez?

21. L'écart de prix pourrait-il justifier une augmentation de la production?

- Oui
- Non

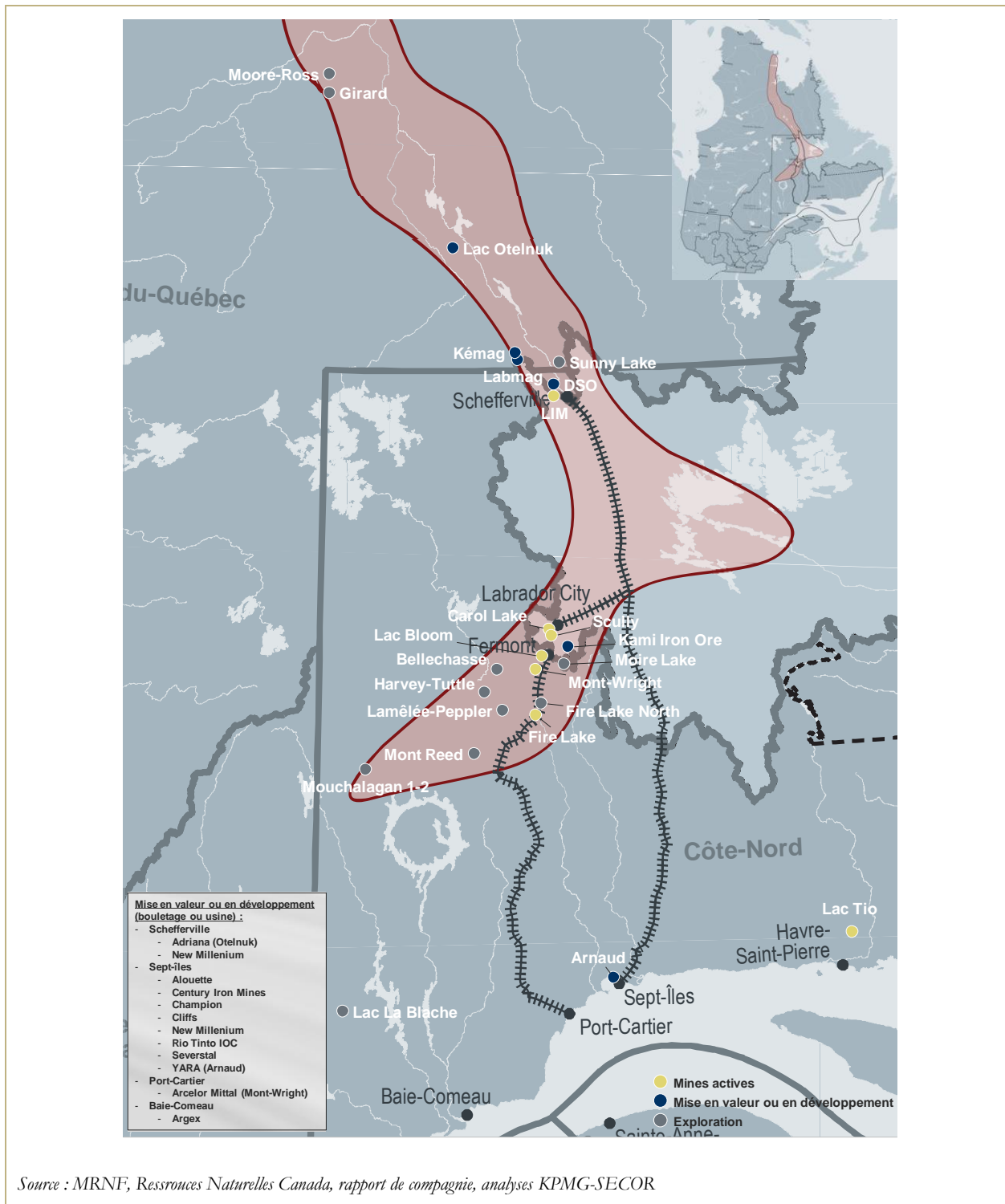
Si oui, de quelle manière?

22. À ce jour, quelle est la probabilité que votre installation maintienne ses activités pour les prochaines années?

10. ANNEXE 2 : LISTE DES CONTACTS

SOCIÉTÉ	CONTACT (NOM)	SOCIÉTÉ	CONTACT (NOM)
Arcelor Mittal Mines Canada	Patrick Malenfant	YARA-Investissement Qc	Denis Williams
	Michel Robitaille	Rusal	Daniel Siouffi
Cliffs Naturals Resources	Bertrand Lessard	CN	Marie-Thérèse Houde
Aluminerie Alouette	Michel Gagnon		Mathieu Lefebvre
Alcoa	Nicolas Dalmau	Produits Forestiers Arbec	Serge Mercier
Produits forestiers Résolu	Alain Bourdages	Century Iron Mines Corporation	Hubert Vallée
Adriana Ressources (Citoyen optimum)	Marie-Claude Lavigne	Mine Arnaud	François Biron
Argex Mining	André Laferrière	Alderon Iron Ore Corp	Bernard Potvin
New Millennium & Tata Steel	Moulaye Melainine		Simon Desjardins
	Debasis Kundu	Champion Iron Mines	Martin Bourgoïn
Rio Tinto RTFT	Robin Ouellet		Jean-Luc Chouinard

11. ANNEXE 3 : CARTE DES DIFFÉRENTS PROJETS DE LA RÉGION DE LA CÔTE-NORD ET DE LA FOSSE DU LABRADOR



12. BIBLIOGRAPHIE

- ArcelorMittal. (s.d.). *Mines Canada*. Consulté le 09 06, 2012, sur Complexe industriel de Port-Cartier: http://www.arcelormittal.com/minescanada/a_propos/installations/Port_Cartier.aspx
- AuSSIM the Mineral Institute. (s.d.). *What You Need To Know About The Beneficiation Of Low Iron Grade Ores*. Récupéré sur Scandinavian Resources: <http://www.scandinavianresources.com/reports/144-100601-METS-Beneficiation-Low-Iron-Ores.pdf>
- Banque mondiale. (2012). Indicateur de développement économique et données financières – Chine.
- Banque Mondiale. (2012, Juin). Prospects for commodity markets. *Global Economic Prospects June 2012* .
- Century Iron Mines Corporation. (2012, Avril). *Iron Ore - from hematite to magnetite*. Récupéré sur Century Iron Mines: http://www.centuryiron.com/sites/default/files/resource_world_article-april_2012_issue.pdf
- CME Group. (2012). *Iron Ore Swap Futures and Options : Anticipating the needs of a changing market*. Récupéré sur CME Group: <http://www.cmegroup.com/trading/metals/files/Iron-Ore-Fact-Card.pdf>
- Commodity Online. (2012, Juillet 10). *Middle East Aluminium production may hit 5 million tonnes by 2015* . Récupéré sur Commodity Online: <http://www.commodityonline.com/news/middle-east-aluminium-production-may-hit-5-million-tonnes-by-2015-49034-3-49035.html>
- Conférence des nations unies sur le commerce et le développement. (2009, Juin). *Trust Fund on Iron Ore Information - Iron Ore Market 2008-2010*. Récupéré sur Scribd: <http://www.scribd.com/doc/56696573/2/I-THE-IRON-ORE-MARKET-IN-2008>
- Dumont, M. (2011, mars 10). *Annuaire des minéraux du Canada (AMC)- 2009*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada: <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metaux/industrie-marches/annuaire-mineraux-canada/revue-2009/3578>
- Geological Survey of Finland. (2010, 10 20). *Outlook for the Global and Finnish Mining Industry*. Récupéré sur Drillcon Smoy: http://drillconsmoy.com/modules/files/18/75v_esitykset/SMOY75_Ekdahl.pdf
- Gindalbie Metals Ltd. (s.d.). *Magnetite vs Hematite*. Consulté le septembre 6, 2012, sur Gindalbie Metals Ltd.: http://www.gindalbie.com.au/investor___media_centre/magnetite_vs_hematite.phtml
- Hatch. (2010, Septembre 23). *The Traded Market for Ultrafine Iron Ore*. Consulté le 2012, sur Hatch: http://www.hatch.ca/mining_metals/iron_steel/articles/documents/traded_market_ultrafine_iron_ore.pdf
- Hydro-Québec. (2002:2010). *Profil régional des activités d'Hydro-Québec*.
- International Energy Agency. (2011). *World Energy Outlook 2011*. Paris: www.iea.org.
- La compagnie des chemins de fer nationaux du Canada. (2012, Septembre 27). *Le CN fait l'essai de locomotives au gaz naturel et au carburant diesel entre Edmonton et Fort McMurray, en Alberta*. Consulté le Septembre 27, 2012, sur Canada Newswire: <http://www.newswire.ca/en/story/1043469/le-cn-fait-l-essai-de-locomotives-au-gaz-naturel-et-au-carburant-diesel-entre-edmonton-et-fort-mcmurray-en-alberta>
- Masson, J. (2011, Septembre 19). Le Plan Nord – ce que tout mineur doit savoir. *Fasken Martineau* .
- Metals Economics Group. (2012, Juillet 26). *Metals Economics Group Mining Industry Report: Iron Ore Supply Pipeline, 2012*. Récupéré sur Metals Economics Group: <http://www.metalseconomics.com/services>
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune - Québec. (2010, Juin). *Ruée vers le fer annoncé!* Récupéré sur Ministère des Ressources naturelles et de la Faune - Québec: <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/mines/quebec-mines/2010-06/fer.asp>
- National Bureau of Statistics of China. (2012). *China Statistical Yearbook 2011*.
- PWC. (2011, Janvier). *TheWorld in 2050 : The accelerating shift of global economic power: challenges and opportunities*. Récupéré sur PWC: http://www.pwc.com/en_GX/gx/world-2050/pdf/world-in-2050-jan-2011.pdf
- Radio-Canada. (2012, 10 17). *Côte-Nord : 200 millions pour les infrastructures du territoire du Plan*. Consulté le 2012, sur Radio-Canada: <http://www.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2012/07/17/008-annonce-fermont-charest.shtml>
- Reuters. (2012, mai 8). *Promising start for China iron ore trading platform*. Récupéré sur Reuters: <http://www.reuters.com/article/2012/05/08/china-ironore-platform-idUSL4E8G85IR20120508>
- The Steel Index. (2009, Juillet 2). *Iron Ore Price Risk Management Seminar*. Récupéré sur The Steel Index: https://www.thesteelindex.com/files/custom/TSIO_HK&BJ/TSI%20Seminar%20-%20TSL.pdf
- United Nations Conference on Trade and Development. (2009). *Trust Fund on Iron Ore Information - Iron Ore Market 2008-2010*. Genève.
- USGS. (s.d.). *Iron Ore Statistics and Information*. Consulté le septembre 06, 2012, sur Minerals Information: http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/iron_ore/
- Worldsteel Association. (2011, mai). *Fact sheet - Raw materials*. Récupéré sur Worldsteel Association: http://www.worldsteel.org/dms/internetDocumentList/fact-sheets/Fact-sheet_Raw-materials2011/document/Fact%20sheet_Raw%20materials2011.pdf

Worldsteel Association. (2010, février). *Fact Sheet - Steel industry by-products*. Récupéré sur Worldsteel Association:
http://www.worldsteel.org/dms/internetDocumentList/fact-sheets/Fact-sheet_By-products/document/Fact%20sheet_By-products.pdf

WorldSteel Association. (2008, 10). *Fact sheet : Energy*. Récupéré sur WorldSteel Association:
http://www.worldsteel.org/dms/internetDocumentList/fact-sheets/Fact-sheet_Energy/document/Fact%20sheet_Energy.pdf

L'information publiée dans le présent document est de nature générale. Elle ne vise pas à tenir compte des circonstances de quelque personne ou entité particulière. Bien que nous fassions tous les efforts nécessaires pour assurer l'exactitude de cette information et pour vous la communiquer rapidement, rien ne garantit qu'elle sera exacte à la date à laquelle vous la recevrez ni qu'elle continuera d'être exacte dans l'avenir. Vous ne devez pas y donner suite à moins d'avoir d'abord obtenu un avis professionnel se fondant sur un examen approfondi des faits et de leur contexte.

© 2012 KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., société canadienne à responsabilité limitée et cabinet membre du réseau KPMG de cabinets indépendants affiliés à KPMG International Cooperative (« KPMG International »), entité suisse. Tous droits réservés. Imprimé au Canada.

KPMG, le logo de KPMG et le slogan « simplifier la complexité » sont des marques déposées ou des marques de commerce de KPMG International. SECOR et le logo de SECOR sont des marques de commerce de KPMG International.

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016

	SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Excel 2007/2013 SRR-VERSION 16.0

Cumul-RES-NC	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	RÉSIDENTIEL	OTP	10-cumul
	Nbr de clients potentiels	0	Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		2 313	3 138	3 761	4 084	4 116
Volume en m³		6 687 409,4	6 218 553,3	7 411 408,2	8 029 147,5	8 090 137,5
Frais de conduites	2 931 554	2 931 554	0	0	0	0
Frais de branchements	8 789 026	5 729 541	1 381 119	1 069 707	553 965	54 694
Frais Union des municipalités	211 219	155 403	25 070	19 596	10 148	1 002
Frais généraux	1 728 786	1 277 512	203 715	157 782	81 710	8 067
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	6 251 516		3 260 041	1 426 822	997 232	516 433
CASEP - PRC (10 ans)	(19 952)		(19 952)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(1 137 753)	0	(618 344)	(245 881)	(174 334)	(90 282)
CASEP - Immobilisations	(282 369)	(282 369)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(374 991)	(312 436)	(62 555)	0	0	0
Investissement total	18 097 036	9 499 206	4 169 096	2 428 026	1 468 721	489 914
Coût d'opération		363 124	492 609	590 485	641 172	646 176
Amortissement comptable		591 693	763 369	894 249,478	960 565	964 839
Taxe sur les services publics		182 214	206 101	222 664	223 074	208 969
Redevances		6 868	6 386	7 611	8 245	8 308
Impôts		153 795	86 921	108 114	113 504	110 671
Rendement		658 174	786 757	861 611	873 597	827 883
Revenu requis		1 955 867	2 342 142	2 684 734	2 820 157	2 766 846
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)		29,0812	33,6330	33,4426	33,3662	33,3593
Taux de Rabais (¢/m³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)		29,0812	33,6330	33,4426	33,3662	33,3593
Revenu de distribution (\$)		1 944 782	2 091 485	2 478 567	2 679 024	2 698 816
Contribution tarifaire annuelle		11 085	250 658	206 167	141 133	68 030
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(2 053)	(73 193)	(145 169)	(217 832)	(291 140)

Contribution tarifaire (3 ans)	408 956	Contribution tarifaire (15 ans)	(2 099 019)
Contribution tarifaire (5 ans)	573 247	Contribution tarifaire (20 ans)	(4 213 792)
Contribution tarifaire (10 ans)	131 313	Contribution tarifaire (40 ans)	(9 941 511)
Point mort tarifaire (années)	10,36	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	8,71%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

RES-AJ	Type de projet	Extension - Grille	Représentant	DANIEL LAVOIE
	Région	Laurentides	Conseiller	DANIEL LAVOIE
	Type de client	RÉSIDENTIEL - NCR	OTP	10-000000
	Nbr de clients potentiels	0	Municipalité	Boucherville
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	Longueur en mètres linéaires	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		260	260	260	260	260
Volume en m³		243 291,0	243 291,0	243 291,0	243 291,0	243 291,0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	15 606	15 606	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	146	146	0	0	0	0
Frais généraux	2 302	2 302	0	0	0	0
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	154 815	154 815	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	172 868	18 054	154 815	0	0	0
Coût d'opération		40 820	40 820	40 820	40 820	40 820
Amortissement comptable		16 043	16 043	16 043,301	16 043	16 043
Taxe sur les services publics		2 352	2 112	1 871	1 630	1 390
Redevances		250	250	250	250	250
Impôts		1 647	1 902	1 701	1 498	1 294
Rendement		6 740	8 556	7 634	6 711	5 789
Revenu requis		67 853	69 683	68 319	66 953	65 586
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)		34,0359	34,0359	34,0359	34,0359	34,0359
Taux de Rabais (¢/m³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)		34,0359	34,0359	34,0359	34,0359	34,0359
Revenu de distribution (\$)		82 806	82 806	82 806	82 806	82 806
Contribution tarifaire annuelle		(14 954)	(13 123)	(14 487)	(15 853)	(17 220)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(18 589)	(19 958)	(21 329)	(22 700)	(24 073)

Contribution tarifaire (3 ans)	(38 126)	Contribution tarifaire (15 ans)	(229 238)
Contribution tarifaire (5 ans)	(63 823)	Contribution tarifaire (20 ans)	(303 313)
Contribution tarifaire (10 ans)	(131 735)	Contribution tarifaire (40 ans)	(460 265)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	-- > RÉSIDENTIEL - NCR Niveau 2
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	23,15%	Signataire supérieur - Ventes	-- > Cadre de direction Ventes

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-RES	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	RÉSIDENTIEL	OTP	10-cumul
	Nbr de clients potentiels	0	Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		2 573	3 398	4 021	4 344	4 376
Volume en m³		6 930 700,4	6 461 844,3	7 654 699,2	8 272 438,5	8 333 428,5
Frais de conduites	2 932 341	2 932 341	0	0	0	0
Frais de branchements	8 803 846	5 744 361	1 381 119	1 069 707	553 965	54 694
Frais Union des municipalités	211 365	155 549	25 070	19 596	10 148	1 002
Frais généraux	1 731 088	1 279 814	203 715	157 782	81 710	8 067
PRC - 5 ans			0	0	0	0
PRC - 10 ans	6 406 331		3 414 856	1 426 822	997 232	516 433
CASEP - PRC (10 ans)	(19 952)		(19 952)	0	0	0
Actif non amortissable		0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(1 137 753)	0	(618 344)	(245 881)	(174 334)	(90 282)
CASEP - Immobilisations	(282 369)	(282 369)	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0
Contributions clients	(374 991)	(312 436)	(62 555)	0	0	0
Investissement total	18 269 905	9 517 259	4 323 910	2 428 026	1 468 721	489 914
Coût d'opération			403 944	533 429	631 305	681 992
Amortissement comptable			607 729	779 405	910 285,310	976 601
Taxe sur les services publics			184 567	208 213	224 535	224 705
Redevances			7 117	6 636	7 861	8 495
Impôts			155 439	88 820	109 813	114 999
Rendement			664 914	795 313	869 245	880 309
Revenu requis			2 023 710	2 411 816	2 753 045	2 887 102
Revenus			0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)			29,2552	33,6481	33,4615	33,3859
Taux de Rabais (¢/m³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)			29,2552	33,6481	33,4615	33,3859
Revenu de distribution (\$)			2 027 588	2 174 291	2 561 373	2 761 830
Contribution tarifaire annuelle			(3 878)	237 526	191 671	125 272
			6	7	8	9
Contribution tarifaire annuelle			(20 649)	(93 157)	(166 503)	(240 537)
			10			
			(315 217)			

Contribution tarifaire (3 ans)	370 805	Contribution tarifaire (15 ans)	(2 328 317)
Contribution tarifaire (5 ans)	509 387	Contribution tarifaire (20 ans)	(4 517 162)
Contribution tarifaire (10 ans)	(476)	Contribution tarifaire (40 ans)	(10 401 772)
Point mort tarifaire (années)	10,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	8,83%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

CI-NC	Type de projet	Extension - Grille	Représentant	DANIEL LAVOIE
	Région	Laurentides	Conseiller	DANIEL LAVOIE
	Type de client	COMM. - Partenariat	OTP	10-000000
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	Municipalité	Boucherville
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%	Longueur en mètres linéaires	

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		2 385	2 259	2 272	2 274	2 274
Volume en 1000 m ³		57 907,4	47 923,3	48 205,5	48 250,9	48 250,9
Frais de conduites	9 387 674	9 387 674	0	0	0	0
Frais de branchements	13 274 181	13 041 582	153 861	67 820	10 918	0
Frais Union des municipalités	416 567	412 162	2 914	1 285	207	0
Frais généraux	3 342 624	3 308 315	22 694	10 003	1 610	0
PRC - 5 ans	1 459 257		1 429 987	19 362	8 535	1 374
PRC - 10 ans	6 120 270		6 003 187	77 449	34 139	5 496
CASEP - PRC (10 ans)	(283 241)		(283 241)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(225 142)	0	(220 626)	(2 987)	(1 317)	(212)
CASEP - Immobilisations	(241 738)	(241 738)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(143 683)	(110 183)	(33 500)	0	0	0
Investissement total	33 106 770	25 797 812	7 075 276	172 932	54 092	6 658
Coût d'opération		374 486	354 619	356 707	357 043	357 043
Amortissement comptable		1 571 356	1 580 765	1 588 254,404	1 589 434	1 589 428
Taxe sur les services publics		470 646	447 267	425 225	401 658	377 813
Redevances		59 468	49 214	49 504	49 551	49 551
Impôts		396 936	137 859	151 541	160 001	166 969
Rendement		1 722 820	1 758 257	1 674 936	1 585 262	1 493 979
Revenu requis		4 595 712	4 327 981	4 246 167	4 142 949	4 034 783
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		17,4964	18,7536	18,7869	18,7903	18,7903
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		17,4964	18,7536	18,7869	18,7903	18,7903
Revenu de distribution (\$)		10 131 708	8 987 323	9 056 322	9 066 505	9 066 505
Contribution tarifaire annuelle		(5 535 996)	(4 659 343)	(4 810 155)	(4 923 557)	(5 031 722)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(5 413 120)	(5 503 630)	(5 593 303)	(5 682 930)	(5 773 645)

Contribution tarifaire (3 ans)	(13 468 823)	Contribution tarifaire (15 ans)	(54 876 932)
Contribution tarifaire (5 ans)	(21 210 401)	Contribution tarifaire (20 ans)	(67 229 719)
Contribution tarifaire (10 ans)	(39 115 318)	Contribution tarifaire (40 ans)	(95 695 975)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- > COMM. - Partenariat
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	20,91%	Signataire supérieur - Ventes	--- > Présidente
			Niveau 5

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

CII-AJ	Type de projet	Extension - Grille	Représentant	DANIEL LAVOIE
	Région	Laurentides	Conseiller	DANIEL LAVOIE
	Type de client	COMM. - Partenariat	OTP	10-000000
			Municipalité	Boucherville
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	Longueur en mètres linéaires	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		646	646	646	646	646
Volume en 1000 m ³		18 252,7	18 252,7	18 252,7	18 252,7	18 252,7
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	2 449 651	2 449 651	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	42 130	42 130	0	0	0	0
Frais généraux	361 324	361 324	0	0	0	0
PRC - 5 ans	308 722		308 722	0	0	0
PRC - 10 ans	1 234 889		1 234 889	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	4 396 716	2 853 104	1 543 611	0	0	0
Coût d'opération		101 398	101 398	101 398	101 398	101 398
Amortissement comptable		274 022	274 022	274 021,962	274 022	274 022
Taxe sur les services publics		61 840	57 730	53 620	49 509	45 399
Redevances		18 744	18 744	18 744	18 744	18 744
Impôts		54 132	27 336	27 168	26 780	26 185
Rendement		217 623	229 177	213 420	197 664	181 908
Revenu requis		727 759	708 407	688 372	668 118	647 657
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		14,3650	14,3650	14,3650	14,3650	14,3650
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		14,3650	14,3650	14,3650	14,3650	14,3650
Revenu de distribution (\$)		2 621 999	2 621 999	2 621 999	2 621 999	2 621 999
Contribution tarifaire annuelle		(1 894 240)	(1 913 593)	(1 933 627)	(1 953 882)	(1 974 343)

	6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle	(2 053 609)	(2 069 107)	(2 084 777)	(2 100 608)	(2 116 591)

Contribution tarifaire (3 ans)	(5 137 449)	Contribution tarifaire (15 ans)	(20 354 991)
Contribution tarifaire (5 ans)	(8 192 658)	Contribution tarifaire (20 ans)	(24 555 114)
Contribution tarifaire (10 ans)	(14 873 180)	Contribution tarifaire (40 ans)	(33 693 004)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- > COMM. - Partenariat Niveau 5
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	48,02%	Signataire supérieur - Ventes	--- > Présidente

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-CII	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	COMMERCIAL	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		3 031	2 905	2 918	2 920	2 920
Volume en 1000 m³		76 160,1	66 176,0	66 458,2	66 503,6	66 503,6
Frais de conduites	9 386 102	9 386 102	0	0	0	0
Frais de branchements	15 725 404	15 492 805	153 861	67 820	10 918	0
Frais Union des municipalités	458 697	454 292	2 914	1 285	207	0
Frais généraux (16,15%)	3 703 947	3 669 639	22 694	10 003	1 610	0
PRC - 5 ans	1 767 980		1 738 709	19 362	8 535	1 374
PRC - 10 ans	7 355 159		7 238 076	77 449	34 139	5 496
CASEP - PRC (10 ans)	(283 241)		(283 241)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(225 142)	0	(220 626)	(2 987)	(1 317)	(212)
CASEP - Immobilisations	(241 738)	(241 738)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(143 683)	(110 183)	(33 500)	0	0	0
Investissement total	37 503 486	28 650 916	8 618 887	172 932	54 092	6 658
Coût d'opération		475 884	456 017	458 105	458 441	458 441
Amortissement comptable		1 845 392	1 854 800	1 862 290,077	1 863 470	1 863 463
Taxe sur les services publics		532 486	504 996	478 844	451 166	423 211
Redevances		78 212	67 959	68 249	68 295	68 295
Impôts		451 073	165 200	178 713	186 785	193 159
Rendement		1 940 443	1 987 432	1 888 354	1 782 924	1 675 884
Revenu requis		5 323 489	5 036 404	4 934 555	4 811 081	4 682 453
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)		16,7459	17,5431	17,5724	17,5758	17,5758
Taux de Rabais (¢/m³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)		16,7459	17,5431	17,5724	17,5758	17,5758
Revenu de distribution (\$)		12 753 708	11 609 323	11 678 322	11 688 505	11 688 505
Contribution tarifaire annuelle		(7 430 218)	(6 572 919)	(6 743 766)	(6 877 424)	(7 006 052)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(7 466 718)	(7 572 726)	(7 678 070)	(7 783 529)	(7 890 228)

Contribution tarifaire (3 ans)	(18 606 226)	Contribution tarifaire (15 ans)	(75 231 815)
Contribution tarifaire (5 ans)	(29 402 992)	Contribution tarifaire (20 ans)	(91 784 728)
Contribution tarifaire (10 ans)	(53 988 399)	Contribution tarifaire (40 ans)	(129 388 986)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	23,89%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-PMD-NC	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	MIXTE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		4 698	5 396	6 033	6 358	6 390
Volume en 1000 m ³		64 594,8	54 141,8	55 616,9	56 280,1	56 341,0
Frais de conduites	12 325 672	12 325 672	0	0	0	0
Frais de branchements	22 056 764	18 764 680	1 534 980	1 137 527	564 883	54 694
Frais Union des municipalités	627 787	567 565	27 985	20 880	10 355	1 002
Frais généraux (16,16%)	5 071 409	4 585 827	226 410	167 785	83 320	8 067
PRC - 5 ans	1 459 257		1 429 987	19 362	8 535	1 374
PRC - 10 ans	12 371 787		9 263 228	1 504 271	1 031 371	521 928
CASEP - PRC (10 ans)	(303 192)		(303 192)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(1 362 896)	0	(838 970)	(248 868)	(175 650)	(90 493)
CASEP - Immobilisations	(524 107)	(524 107)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(518 674)	(422 619)	(96 055)	0	0	0
Investissement total	51 203 807	35 297 018	11 244 372	2 600 958	1 522 813	496 572
Coût d'opération		737 610	847 228	947 192	998 215	1 003 220
Amortissement comptable		2 162 987	2 344 071	2 482 441,440	2 549 937	2 554 204
Taxe sur les services publics		652 861	653 369	647 891	624 735	586 786
Redevances		66 335	55 601	57 115	57 796	57 859
Impôts		550 708	224 758	259 635	273 484	277 621
Rendement		2 380 996	2 545 019	2 536 555	2 458 871	2 321 878
Revenu requis		6 551 497	6 670 046	6 930 830	6 963 040	6 801 568
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		18,6957	20,4626	20,7399	20,8698	20,8823
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		18,6957	20,4626	20,7399	20,8698	20,8823
Revenu de distribution (\$)		12 076 490	11 078 808	11 534 889	11 745 530	11 765 321
Contribution tarifaire annuelle		(5 524 993)	(4 408 762)	(4 604 059)	(4 782 490)	(4 963 753)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(5 415 229)	(5 576 873)	(5 738 516)	(5 900 801)	(6 064 819)

Contribution tarifaire (3 ans)	(13 060 074)	Contribution tarifaire (15 ans)	(56 976 445)
Contribution tarifaire (5 ans)	(20 637 459)	Contribution tarifaire (20 ans)	(71 443 989)
Contribution tarifaire (10 ans)	(38 984 455)	Contribution tarifaire (40 ans)	(105 637 454)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	16,88%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-PMD-AJ	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	MIXTE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		906	906	906	906	906
Volume en 1000 m ³		18 496,0	18 496,0	18 496,0	18 496,0	18 496,0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	2 465 257	2 465 257	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	42 276	42 276	0	0	0	0
Frais généraux (17,20%)	363 625	363 625	0	0	0	0
PRC - 5 ans	308 722		308 722	0	0	0
PRC - 10 ans	1 389 704		1 389 704	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	4 569 584	2 871 158	1 698 426	0	0	0
Coût d'opération		142 218	142 218	142 218	142 218	142 218
Amortissement comptable		290 065	290 065	290 065,263	290 065	290 065
Taxe sur les services publics		64 193	59 842	55 491	51 140	46 789
Redevances		18 994	18 994	18 994	18 994	18 994
Impôts		55 779	29 238	28 869	28 278	27 480
Rendement		224 363	237 733	221 054	204 375	187 697
Revenu requis		795 612	778 090	756 691	735 071	713 243
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		14,6238	14,6238	14,6238	14,6238	14,6238
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		14,6238	14,6238	14,6238	14,6238	14,6238
Revenu de distribution (\$)		2 704 806	2 704 806	2 704 806	2 704 806	2 704 806
Contribution tarifaire annuelle		(1 909 194)	(1 926 716)	(1 948 115)	(1 969 735)	(1 991 563)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(2 072 198)	(2 089 065)	(2 106 106)	(2 123 308)	(2 140 664)

Contribution tarifaire (3 ans)	(5 175 574)	Contribution tarifaire (15 ans)	(20 584 230)
Contribution tarifaire (5 ans)	(8 256 481)	Contribution tarifaire (20 ans)	(24 858 427)
Contribution tarifaire (10 ans)	(15 004 915)	Contribution tarifaire (40 ans)	(34 153 269)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	47,32%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-PMD	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	MIXTE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		5 604	6 302	6 939	7 264	7 296
Volume en 1000 m ³		83 090,8	72 637,8	74 112,9	74 776,0	74 837,0
Frais de conduites	12 321 839	12 321 839	0	0	0	0
Frais de branchements	24 525 854	21 233 770	1 534 980	1 137 527	564 883	54 694
Frais Union des municipalités	670 062	609 841	27 985	20 880	10 355	1 002
Frais généraux (16,22%)	5 435 035	4 949 452	226 410	167 785	83 320	8 067
PRC - 5 ans	1 767 980		1 738 709	19 362	8 535	1 374
PRC - 10 ans	13 761 491		10 652 932	1 504 271	1 031 371	521 928
CASEP - PRC (10 ans)	(303 192)		(303 192)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(1 362 896)	0	(838 970)	(248 868)	(175 650)	(90 493)
CASEP - Immobilisations	(524 107)	(524 107)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(518 674)	(422 619)	(96 055)	0	0	0
Investissement total	55 773 391	38 168 176	12 942 798	2 600 958	1 522 813	496 572
Coût d'opération		879 828	989 446	1 089 410	1 140 433	1 145 438
Amortissement comptable		2 453 089	2 634 173	2 772 543,121	2 840 039	2 844 306
Taxe sur les services publics		717 053	713 210	703 380	675 873	633 572
Redevances		85 329	74 595	76 110	76 791	76 853
Impôts		606 501	254 009	288 515	301 774	305 111
Rendement		2 605 357	2 782 748	2 757 604	2 663 240	2 509 566
Revenu requis		7 347 157	7 448 181	7 687 563	7 698 149	7 514 846
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		17,7893	18,9758	19,2135	19,3248	19,3355
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		17,7893	18,9758	19,2135	19,3248	19,3355
Revenu de distribution (\$)		14 781 296	13 783 614	14 239 695	14 450 335	14 470 127
Contribution tarifaire annuelle		(7 434 139)	(6 335 433)	(6 552 132)	(6 752 186)	(6 955 281)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(7 487 395)	(7 665 909)	(7 844 596)	(8 024 086)	(8 205 463)

Contribution tarifaire (3 ans)	(18 235 527)	Contribution tarifaire (15 ans)	(77 560 386)
Contribution tarifaire (5 ans)	(28 893 762)	Contribution tarifaire (20 ans)	(96 302 137)
Contribution tarifaire (10 ans)	(53 989 107)	Contribution tarifaire (40 ans)	(139 790 741)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	19,29%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION 16.0

Cumul-VGE-NC3	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	VGE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		3	3	3	3	3
Volume en 1000 m ³		286 526,0	708 188,0	711 143,0	711 143,0	711 143,0
Frais de conduites	4 145 000	4 145 000	0	0	0	0
Frais de branchements	6 875 000	6 875 000	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	220 400	220 400	0	0	0	0
Frais généraux (14,75%)	1 625 450	1 625 450	0	0	0	0
PRC - 5 ans	300 000		300 000	0	0	0
PRC - 10 ans			0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	13 165 850	12 865 850	300 000	0	0	0
Coût d'opération			471	471	471	471
Amortissement comptable			420 316	420 316	420 315,952	420 316
Taxe sur les services publics			191 183	184 878	178 574	172 269
Redevances			294 246	727 268	730 303	730 303
Impôts			170 540	32 438	43 090	52 750
Rendement			739 645	720 784	696 616	672 448
Revenu requis			1 816 400	2 086 156	2 069 369	2 048 556
Revenus			0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)			1,5681	1,0564	1,0599	1,0599
Taux de Rabais (¢/m ³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)			1,5681	1,0564	1,0599	1,0599
Revenu de distribution (\$)			4 493 050	7 481 336	7 537 484	7 537 484
Contribution tarifaire annuelle			(2 676 650)	(5 395 180)	(5 468 115)	(5 488 928)
			6	7	8	9
Contribution tarifaire annuelle			(5 590 251)	(5 608 508)	(5 627 538)	(5 647 297)
						10
						(5 667 741)

Contribution tarifaire (3 ans)	(11 979 305)	Contribution tarifaire (15 ans)	(52 473 615)
Contribution tarifaire (5 ans)	(20 535 112)	Contribution tarifaire (20 ans)	(63 197 909)
Contribution tarifaire (10 ans)	(38 577 389)	Contribution tarifaire (40 ans)	(86 952 971)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- > VGE
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	34,52%	Signataire supérieur - Ventes	--- > Vice-prés. Dével. de l'entr. et éner. renouv.
			Niveau 6

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

VGE-AJ	Type de projet	Extension - Grille	Représentant	DANIEL LAVOIE
	Région	Laurentides	Conseiller	DANIEL LAVOIE
	Type de client	VGE	OTP	10-000000
			Municipalité	Boucherville
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	Longueur en mètres linéaires	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		2	2	2	2	2
Volume en 1000 m ³		2 271,7	3 341,7	3 341,7	4 474,2	4 474,2
Frais de conduites	187 944	187 944	0	0	0	0
Frais de branchements	252 298	252 298	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	8 805	8 805	0	0	0	0
Frais généraux (14,75%)	64 936	64 936	0	0	0	0
PRC - 5 ans			0	0	0	0
PRC - 10 ans			0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	513 983	513 983	0	0	0	0
Coût d'opération		314	314	314	314	314
Amortissement comptable		14 178	14 178	14 178,301	14 178	14 178
Taxe sur les services publics		7 497	7 284	7 072	6 859	6 646
Redevances		2 333	3 432	3 432	4 595	4 595
Impôts		6 636	1 104	1 566	1 988	2 373
Rendement		29 146	28 331	27 516	26 701	25 885
Revenu requis		60 104	54 643	54 077	54 635	53 992
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		2,9082	3,6281	3,6281	3,1977	3,1977
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		2,9082	3,6281	3,6281	3,1977	3,1977
Revenu de distribution (\$)		66 065	121 241	121 241	143 072	143 072
Contribution tarifaire annuelle		(5 961)	(66 598)	(67 164)	(88 437)	(89 080)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(89 758)	(90 468)	(91 210)	(91 980)	(92 778)

Contribution tarifaire (3 ans)	(121 982)	Contribution tarifaire (15 ans)	(783 326)
Contribution tarifaire (5 ans)	(260 054)	Contribution tarifaire (20 ans)	(966 448)
Contribution tarifaire (10 ans)	(552 376)	Contribution tarifaire (40 ans)	(1 401 836)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- > VGE Niveau 4
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	17,56%	Signataire supérieur - Ventes	--- > Directeur Ventes Grandes Entreprises

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-VGE3	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	VGE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		5	5	5	5	5
Volume en 1000 m ³		288 797,7	711 529,7	714 484,7	715 617,2	715 617,2
Frais de conduites	4 332 944	4 332 944	0	0	0	0
Frais de branchements	7 127 298	7 127 298	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	229 205	229 205	0	0	0	0
Frais généraux (14,75%)	1 690 386	1 690 386	0	0	0	0
PRC - 5 ans	300 000		300 000	0	0	0
PRC - 10 ans			0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	13 679 833	13 379 833	300 000	0	0	0
Coût d'opération			785	785	785	785
Amortissement comptable			434 494	434 494	434 494,252	434 494
Taxe sur les services publics			198 680	192 163	185 645	179 128
Redevances			296 578	730 700	733 734	734 897
Impôts			177 176	33 542	44 656	54 738
Rendement			768 791	749 115	724 132	699 148
Revenu requis			1 876 505	2 140 799	2 123 446	2 103 191
Revenus			0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)			1,5787	1,0685	1,0719	1,0733
Taux de Rabais (¢/m ³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)			1,5787	1,0685	1,0719	1,0733
Revenu de distribution (\$)			4 559 115	7 602 577	7 658 726	7 680 556
Contribution tarifaire annuelle			(2 682 611)	(5 461 778)	(5 535 279)	(5 577 365)
			6	7	8	9
Contribution tarifaire annuelle			(5 680 009)	(5 698 976)	(5 718 748)	(5 739 278)
			10			
Contribution tarifaire annuelle			(5 760 519)			

Contribution tarifaire (3 ans)	(12 101 288)	Contribution tarifaire (15 ans)	(53 256 941)
Contribution tarifaire (5 ans)	(20 795 165)	Contribution tarifaire (20 ans)	(64 164 358)
Contribution tarifaire (10 ans)	(39 129 765)	Contribution tarifaire (40 ans)	(88 354 807)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- > VGE
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	33,88%	Signataire supérieur - Ventes	--- > Vice-prés. Dével. de l'entr. et éner. renouv.
			Niveau 6

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-GLOBAL-NC3	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	MIXTE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		4 701	5 399	6 036	6 361	6 393
Volume en 1000 m ³		351 120,8	762 329,8	766 759,9	767 423,1	767 484,0
Frais de conduites	16 454 921	16 454 921	0	0	0	0
Frais de branchements	28 947 515	25 655 431	1 534 980	1 137 527	564 883	54 694
Frais Union des municipalités	848 187	787 965	27 985	20 880	10 355	1 002
Frais généraux (15,79%)	6 696 859	6 211 277	226 410	167 785	83 320	8 067
PRC - 5 ans	1 759 257		1 729 987	19 362	8 535	1 374
PRC - 10 ans	12 371 787		9 263 228	1 504 271	1 031 371	521 928
CASEP - PRC (10 ans)	(303 192)		(303 192)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(1 362 896)	0	(838 970)	(248 868)	(175 650)	(90 493)
CASEP - Immobilisations	(524 107)	(524 107)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(518 674)	(422 619)	(96 055)	0	0	0
Investissement total	64 369 657	48 162 868	11 544 372	2 600 958	1 522 813	496 572
Coût d'opération		738 081	847 699	947 663	998 686	1 003 691
Amortissement comptable		2 583 452	2 764 537	2 902 907,042	2 970 403	2 974 670
Taxe sur les services publics		844 042	838 243	826 458	796 995	752 739
Redevances		360 581	782 869	787 418	788 099	788 162
Impôts		721 303	257 249	302 774	326 282	339 143
Rendement		3 120 636	3 265 790	3 233 150	3 131 289	2 970 119
Revenu requis		8 368 095	8 756 386	9 000 371	9 011 754	8 828 524
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		4,7190	2,4347	2,4874	2,5127	2,5151
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		4,7190	2,4347	2,4874	2,5127	2,5151
Revenu de distribution (\$)		16 569 540	18 560 144	19 072 374	19 283 014	19 302 805
Contribution tarifaire annuelle		(8 201 446)	(9 803 758)	(10 072 003)	(10 271 260)	(10 474 281)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(11 005 347)	(11 185 261)	(11 365 948)	(11 548 004)	(11 732 479)

Contribution tarifaire (3 ans)	(25 038 883)	Contribution tarifaire (15 ans)	(109 448 876)
Contribution tarifaire (5 ans)	(41 171 838)	Contribution tarifaire (20 ans)	(134 640 754)
Contribution tarifaire (10 ans)	(77 560 765)	Contribution tarifaire (40 ans)	(192 590 501)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	21,16%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-Global-AJ 2	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	MIXTE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		908	908	908	908	908
Volume en 1000 m³		20 767,6	21 837,7	21 837,7	22 970,2	22 970,2
Frais de conduites	196 096	196 096	0	0	0	0
Frais de branchements	2 709 403	2 709 403	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	51 080	51 080	0	0	0	0
Frais généraux (16,78%)	428 561	428 561	0	0	0	0
PRC - 5 ans	308 722		308 722	0	0	0
PRC - 10 ans	1 389 704		1 389 704	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	5 083 566	3 385 140	1 698 426	0	0	0
Coût d'opération		142 532	142 532	142 532	142 532	142 532
Amortissement comptable		304 166	304 166	304 166,108	304 166	304 166
Taxe sur les services publics		71 691	67 129	62 566	58 004	53 441
Redevances		21 327	22 426	22 426	23 589	23 589
Impôts		62 387	30 314	30 408	30 242	29 829
Rendement		253 511	266 071	248 581	231 092	213 602
Revenu requis		855 614	832 638	810 680	789 624	767 159
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)		13,3423	12,9411	12,9411	12,3982	12,3982
Taux de Rabais (¢/m³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)		13,3423	12,9411	12,9411	12,3982	12,3982
Revenu de distribution (\$)		2 770 871	2 826 047	2 826 047	2 847 878	2 847 878
Contribution tarifaire annuelle		(1 915 257)	(1 993 409)	(2 015 367)	(2 058 254)	(2 080 718)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(2 162 024)	(2 179 595)	(2 197 371)	(2 215 337)	(2 233 484)

Contribution tarifaire (3 ans)	(5 297 813)	Contribution tarifaire (15 ans)	(21 368 168)
Contribution tarifaire (5 ans)	(8 516 914)	Contribution tarifaire (20 ans)	(25 825 467)
Contribution tarifaire (10 ans)	(15 557 849)	Contribution tarifaire (40 ans)	(35 555 066)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	43,42%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Renforcement	Type de projet	Extension - Grille	Représentant	DANIEL LAVOIE
	Région	Laurentides	Conseiller	DANIEL LAVOIE
	Type de client	RÉSIDENTIEL - NCR	OTP	10-00000
	Nbr de clients potentiels	0	Municipalité	Boucherville
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	Longueur en mètres linéaires	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		0	0	0	0	0
Volume en m³		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Frais de conduites	1 000 000	1 000 000	0	0	0	0
Frais de branchements		0	0	0	0	0
Frais Union des municipalités	20 000	20 000	0	0	0	0
Frais généraux (14,75%)	147 500	147 500	0	0	0	0
PRC - 5 ans			0	0	0	0
PRC - 10 ans			0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	1 167 500	1 167 500	0	0	0	0
Coût d'opération			0	0	0	0
Amortissement comptable			26 666	26 666	26 665,700	26 666
Taxe sur les services publics			17 113	16 713	16 313	15 913
Redevances			0	0	0	0
Impôts			13 073	584	1 711	2 749
Rendement			66 365	64 831	63 298	61 765
Revenu requis			123 216	108 794	107 988	107 092
Revenus			0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux de Rabais (¢/m³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)			0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle			123 216	108 794	107 988	107 092
			6	7	8	9
Contribution tarifaire annuelle			105 051	103 916	102 710	101 439
						10
						100 105

Contribution tarifaire (3 ans)	305 114	Contribution tarifaire (15 ans)	1 033 106
Contribution tarifaire (5 ans)	470 979	Contribution tarifaire (20 ans)	1 194 018
Contribution tarifaire (10 ans)	800 589	Contribution tarifaire (40 ans)	1 451 124
Point mort tarifaire (années)	0,00	Grille utilisée	-- > RÉSIDENTIEL - NCR Niveau 3
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	0,00%	Signataire supérieur - Ventes	-- > Vice-président Ventes et dév. de marché

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2016, R-3879-2016



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Excel 2007/2013
SRR-VERSION 16.0

Cumul-Global3	Type de projet	Cumul	Représentant	REPRÉSENTANT
Cumul	Région	Cumul	Conseiller	CONSEILLER
	Type de client	MIXTE	OTP	10-cumul
			Municipalité	Cumul
	Coût en capital D-2014-077	7,18%		
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		5 609	6 307	6 944	7 269	7 301
Volume en 1000 m ³		371 888,5	784 167,5	788 597,6	790 393,2	790 454,2
Frais de conduites	17 677 715	17 677 715	0	0	0	0
Frais de branchements	31 630 220	28 338 136	1 534 980	1 137 527	564 883	54 694
Frais Union des municipalités	919 267	859 046	27 985	20 880	10 355	1 002
Frais généraux (15,82%)	7 272 920	6 787 338	226 410	167 785	83 320	8 067
PRC - 5 ans	2 067 980		2 038 709	19 362	8 535	1 374
PRC - 10 ans	13 761 491		10 652 932	1 504 271	1 031 371	521 928
CASEP - PRC (10 ans)	(303 192)		(303 192)	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	(1 362 896)	0	(838 970)	(248 868)	(175 650)	(90 493)
CASEP - Immobilisations	(524 107)	(524 107)	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(518 674)	(422 619)	(96 055)	0	0	0
Investissement total	70 620 723	52 715 508	13 242 798	2 600 958	1 522 813	496 572
Coût d'opération		880 613	990 231	1 090 195	1 141 218	1 146 223
Amortissement comptable		2 914 031	3 095 115	3 233 485,188	3 300 981	3 305 248
Taxe sur les services publics		932 849	922 092	905 348	870 927	821 712
Redevances		381 908	805 295	809 844	811 688	811 751
Impôts		796 671	288 059	334 810	359 191	372 596
Rendement		3 440 519	3 596 714	3 545 066	3 424 197	3 244 019
Revenu requis		9 346 590	9 697 505	9 918 748	9 908 201	9 701 548
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		5,2006	2,7272	2,7769	2,8000	2,8023
Taux de Rabais (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		5,2006	2,7272	2,7769	2,8000	2,8023
Revenu de distribution (\$)		19 340 411	21 386 190	21 898 421	22 130 892	22 150 683
Contribution tarifaire annuelle		(9 993 821)	(11 688 685)	(11 979 673)	(12 222 690)	(12 449 135)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(13 062 546)	(13 261 143)	(13 460 789)	(13 662 061)	(13 865 994)

Contribution tarifaire (3 ans)	(30 032 423)	Contribution tarifaire (15 ans)	(129 785 944)
Contribution tarifaire (5 ans)	(49 219 015)	Contribution tarifaire (20 ans)	(159 274 142)
Contribution tarifaire (10 ans)	(92 319 853)	Contribution tarifaire (40 ans)	(226 694 314)
Point mort tarifaire (années)	1,00	Grille utilisée	--- >
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	22,30%	Signataire supérieur - Ventes	--- >

Code de conduite des fournisseurs

MARS 2015





TABLE DES MATIÈRES

1 – OBJECTIFS	4
2 – PORTÉE	4
3 – CONFORMITÉ	4
4 – MISE EN ŒUVRE	4
5 – PRINCIPES	5
1. Saine gouvernance	5
2. Respect de l'environnement	5
3. Responsabilité en santé et sécurité	5
4. Équité socioéconomique	5
6 – GLOSSAIRE	6
7 – LIENS UTILES	6

Dans le cadre de la diffusion de sa **Feuille de route en développement durable en 2012**, Gaz Métro s'est engagée à devenir un influenceur pour ses fournisseurs. Ce code de conduite est l'application concrète de l'engagement de Gaz Métro et de son souhait d'engager ses fournisseurs dans une démarche d'approvisionnement responsable.



1 – OBJECTIFS

Le code de conduite des fournisseurs énonce les engagements et les attentes de Gaz Métro à l'égard de ses fournisseurs en matière de développement durable et de pratiques d'affaires responsables.

Par ce code, Gaz Métro vise à encourager ses fournisseurs à tenir compte des enjeux de gouvernance, d'environnement, de santé et sécurité, ainsi que de développement socioéconomique dans leurs activités, et ce, tout au long de leur chaîne d'approvisionnement.

2 – PORTÉE

Le code de conduite des fournisseurs s'applique à tout fournisseur de biens et/ou de services, y compris les entrepreneurs, ayant consenti à s'assujettir aux conditions générales contractuelles énoncées par Gaz Métro.

Gaz Métro invite ses fournisseurs à encourager l'application du code de conduite dans leurs propres chaînes d'approvisionnement, c'est-à-dire auprès de leurs fournisseurs et sous-traitants.

Le conseil de gestion est imputable de l'application du code de conduite des fournisseurs. Le vice-président Approvisionnement et réglementation agit comme principal représentant du conseil de gestion relativement à l'application de celui-ci chez Gaz Métro. Le personnel de Gaz Métro impliqué dans le processus de sélection des fournisseurs ou qui interagit avec ceux-ci doit veiller au respect et à l'application du code.

Le code de conduite des fournisseurs s'opérationnalise par l'intégration de critères écoresponsables adaptés aux enjeux des produits ou services visés dans les appels d'offres de Gaz Métro. L'analyse préliminaire des risques potentiels des fournisseurs, présentée dans le **Rapport de développement durable 2013** de Gaz Métro, constitue une référence à cet effet.

3 – CONFORMITÉ

Il est attendu du fournisseur qu'il mette en pratique toutes les actions possibles et applicables parmi les démarches énumérées dans le code de conduite des fournisseurs. Les actions mises en place par celui-ci doivent être vérifiables.

Gaz Métro se réserve le droit d'effectuer des vérifications afin d'évaluer le niveau d'application du code de conduite chez le fournisseur. Gaz Métro pourrait, par exemple, demander à un fournisseur de remplir un questionnaire d'autoévaluation, de fournir des preuves de conformité ou toute autre information spécifique, ou de se soumettre à un audit mené par Gaz Métro ou un prestataire désigné.

Gaz Métro favorisera une démarche de collaboration et de dialogue dans le but de travailler de concert avec ses fournisseurs à identifier des mesures d'amélioration au besoin. Dans certains cas de non-conformité, Gaz Métro se réserve le droit de prendre des mesures correctives, qui peuvent aller jusqu'à la cessation des relations d'affaires entre Gaz Métro et le fournisseur.

Pour signaler toute préoccupation relative au code de conduite des fournisseurs, communiquez avec le directeur Approvisionnement biens et services au 514 598-3444. Dans le cas où le service des approvisionnements serait une cause de préoccupation, communiquez avec la ligne Éthique au 1 844 288-1704.

4 – MISE EN ŒUVRE

Le code de conduite des fournisseurs est systématiquement intégré dans les conditions générales d'achat de biens et de services de Gaz Métro (clause Respect des lois, règlements et politiques) ainsi que dans les appels d'offres.

Le code de conduite se trouve sur le site web de Gaz Métro au www.gazmetro.com, dans la section **Éthique et politiques d'entreprises**.

5 – PRINCIPES

Gaz Métro s'attend à ce que ses fournisseurs respectent l'ensemble des lois, des règlements et procédures qui s'appliquent à leur environnement d'affaires et les encourage à prendre toutes les mesures raisonnables pour assurer le respect des quatre principes suivants.

I. Saine gouvernance

Dans toutes ses relations d'affaires, Gaz Métro s'attend, conformément à ses valeurs de respect, de responsabilité et de performance, à des comportements éthiques, tels qu'ils sont définis dans **l'énoncé de la mission, de la vision et des valeurs** de Gaz Métro.

De plus, Gaz Métro s'attend à ce que ses fournisseurs observent les normes les plus élevées d'éthique et d'intégrité par le respect des règles de conduite suivantes :

- Aucune forme de collusion, corruption, falsification de documents, dissimulation ou influence indue n'est tolérée;
- Les mesures appropriées doivent être mises en place afin de protéger la confidentialité de l'information et des données transmises par Gaz Métro et de respecter le droit de propriété intellectuelle;
- Aucun conflit d'intérêts ou situation susceptible de créer un conflit d'intérêts ayant une incidence sur l'impartialité du personnel de Gaz Métro dans la relation d'affaires n'est toléré;
- Les fournisseurs consulteront des référentiels nationaux et internationaux reconnus en matière de développement durable (tels que : BNQ 21000 – Guide d'application des principes de la Loi sur le développement durable dans la gestion des entreprises et des autres organisations, Global Reporting Initiative (GRI), ISO 26000 – Responsabilité sociétale) et y adhéreront, le cas échéant.

II. Respect de l'environnement

Gaz Métro encourage ses fournisseurs à respecter l'environnement, notamment par :

- La mise en place d'un système de gestion conforme à la norme ISO 14001 – Système de management environnemental;
- La mise en œuvre de mesures pour réduire l'empreinte environnementale et les émissions de gaz à effet de serre liées aux produits et services mis sur le marché et vendus à Gaz Métro, en utilisant lorsque possible la pensée cycle de vie pour identifier les enjeux qui doivent prioritairement être maîtrisés;
- L'innovation technologique et l'écoconception, lorsque applicables;
- L'intégration de l'environnement dans les décisions d'affaires.

III. Responsabilité en santé et sécurité

Gaz Métro encourage ses fournisseurs à faire preuve de responsabilité en matière de santé et sécurité, notamment par :

- La mise en place de mesures pour s'assurer que leur personnel ainsi que toute personne présente sur le lieu de travail sont protégés contre les risques potentiels en matière de santé et sécurité qui découlent de leurs activités d'affaires;
- L'assurance que tous les produits fournis à Gaz Métro ou utilisés sur les lieux de travail de Gaz Métro sont conformes à toutes les normes d'information sur les matières dangereuses (par exemple SIMDUT au Canada) et comportent des ingrédients et des matières premières dont l'impact est minime sur la santé des personnes;
- La consultation de référentiels nationaux et internationaux reconnus en matière de santé et sécurité, tels que la norme OHSAS 18001 – Santé et sécurité au travail, et l'adhésion à ceux-ci, le cas échéant.

IV. Équité socioéconomique

Gaz Métro attend de ses fournisseurs qu'ils mènent leurs activités d'une manière qui démontre le respect des droits humains; notamment en cohérence avec les législations québécoises et canadiennes relatives aux droits de la personne et les instruments internationaux incluant la *Déclaration universelle des droits de l'homme* et les conventions internationales du travail définies par l'Organisation internationale du travail, notamment :

- Éliminer le travail forcé et abolir le travail des enfants;
- Offrir un traitement équitable au personnel et un milieu de travail exempt de discrimination où l'égalité et la diversité de la main-d'œuvre sont omniprésentes;
- Ne pas contraindre la liberté d'expression et d'association;
- Donner droit à la négociation collective.

De plus, Gaz Métro encourage ses fournisseurs à :

- Intégrer, dans la sélection de fournisseurs potentiels, des entreprises d'économie sociale (organismes à but non lucratif, coopératives, organismes ayant une mission d'intégration sociale et professionnelle) et s'approvisionner auprès d'elles, lorsque possible;
- Favoriser une économie de proximité, lorsque applicable;
- Prendre part aux activités communautaires à proximité de leurs bureaux d'affaires afin de favoriser le développement social et économique régional;
- Consulter des référentiels nationaux et internationaux reconnus en matière de responsabilité sociale et de relations avec les parties prenantes, tels que SA 8000 – Standard de responsabilité sociétale, et y adhérer, le cas échéant.

6 – GLOSSAIRE

- **Conflit d'intérêts** : Toute situation où les intérêts individuels sont considérés plutôt que les intérêts de l'entreprise ou encore, toute situation où les intérêts personnels et ceux de l'entreprise sont ou donnent l'impression d'être en opposition. L'abus d'influence est considéré comme une forme de conflit d'intérêts.
- **Fournisseurs** : Tout fournisseur de biens et/ou services, y compris les entrepreneurs, ayant consenti à s'assujettir aux conditions générales contractuelles énoncées par Gaz Métro.
- **Gaz Métro** : Société en commandite Gaz Métro.
- **Relations d'affaires** : Tout lien et échange entre Gaz Métro et ses fournisseurs, avec engagement contractuel.



7 – LIENS UTILES

BNQ 21000 : Guide d'application des principes de la **Loi sur le développement durable** dans la gestion des entreprises et des autres organisations.

Déclaration universelle des droits de l'homme : Énoncé des droits fondamentaux de l'homme.

Global Reporting Initiative : Lignes directrices pour la reddition de comptes en développement durable.

ISO 14001 : Exigences et lignes directrices pour la mise en place d'un système de gestion environnementale.

ISO 26000 : Lignes directrices pour opérer de manière socialement responsable en entreprise.

OHSAS 18001 : Norme internationale de gestion de la santé et sécurité au travail.

Organisation internationale du travail : Organisme ayant comme principaux objectifs de promouvoir les droits au travail et d'encourager la création d'emplois décents.

SA 8000 : Norme de responsabilité sociétale.

SIMDUT : Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail, qui constitue la norme nationale canadienne en matière de communication des renseignements sur les dangers.

Pour plus d'information concernant l'engagement de Gaz Métro en matière d'approvisionnement et envers ses fournisseurs, consultez le **Code d'éthique** ainsi que le **Rapport de développement durable**.