

**DEMANDE POUR AUTORISER
LA CRÉATION D'UN TARIF DE RÉCEPTION
DE GAZ NATUREL PRODUIT SUR LE
TERRITOIRE DE GAZ MÉTRO**

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	4
INTRODUCTION ET PORTÉE DE LA PREUVE DE GAZ MÉTRO	7
1 CONTEXTE ET OPPORTUNITÉ DE LA REQUÊTE	8
2 LE MODÈLE DE RACCORDEMENT ET LES COÛTS SOUS-JACENTS	10
2.1 MODÈLE DE RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION AU RÉSEAU GAZIER ET DE L'ACHEMINEMENT DU GAZ NATUREL	11
2.2 COÛTS SOUS-JACENTS À L'ÉTABLISSEMENT DU TARIF DE RÉCEPTION	14
2.2.1 Coûts de catégorie A – Coûts de distribution reliés aux investissements des conduites de raccordement	14
2.2.2 Coûts de catégorie B – Coûts du réseau de distribution existant.....	15
2.2.3 Coûts de catégorie C – Coûts de distribution non liés au réseau gazier.....	16
2.2.4 Coûts de catégorie D – Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM.....	17
3 LE TARIF DE RÉCEPTION DE GAZ NATUREL PRODUIT AU QUÉBEC	18
3.1 TARIFICATION AUX POINTS DE RÉCEPTION	18
3.1.1 Choix de la méthode d'établissement des taux.....	19
3.1.2 Établissement de la capacité maximale contractuelle (CMC)	21
3.1.3 Composantes de la tarification aux points de réception.....	21
3.2 TARIFICATION AUX POINTS DE LIVRAISON	21
3.2.1 Taux unitaire au volume livré en territoire	22
3.2.2 Taux unitaire au volume livré hors territoire	23
3.3 STRUCTURE DU TARIF DE RÉCEPTION	23
3.3.1 Établissement de la structure	23
3.3.2 Le texte du tarif de réception	24
3.3.2.1 Application.....	24
3.3.2.2 Taux aux points de réception.....	25
3.3.2.3 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte du gaz naturel.....	25
3.4 MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX	26
3.4.1 Taux applicables aux points de réception	26
3.4.1.1 Portion des coûts de distribution non liés au réseau gazier existant allouée aux producteurs	27
3.4.1.2 Établissement des taux aux points de réception.....	30
3.4.1.3 Répartition du taux entre l'OMQ et le taux unitaire aux volumes injectés	33

Société en commandite Gaz Métro
Création d'un tarif de réception de gaz naturel, R-3732-2010

3.4.2	Taux applicables aux points de livraison	34
3.4.2.1	Taux unitaires aux volumes livrés en territoire.....	34
3.4.2.2	Taux unitaire aux volumes livrés hors territoire	36
3.5	AUTRES DISPOSITIONS.....	39
3.5.1	Révision de la capacité maximale contractuelle (CMC)	39
3.5.2	Traitement du dépassement de la capacité maximale contractuelle (CMC) et des écarts entre les volumes injectés et les volumes « nominés ».....	40
3.5.2.1	Dépassements quotidiens de la capacité maximale contractuelle (CMC).....	40
3.5.2.2	Écarts entre les volumes « nominés » et les volumes injectés.....	41
3.5.3	Durée de contrat, renouvellement et indemnité.....	43
3.5.4	Composition du gaz naturel et de la teneur calorifique	44
3.5.5	Pression.....	44
3.5.6	Interruptions et réduction de la réception de gaz naturel	44
3.5.7	Possession et contrôle du gaz naturel.....	45
4	CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF	45
4.1	SECTIONS I ET II – DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET CONDITIONS DE SERVICE	46
4.1.1	Chapitre 1. Application.....	46
4.1.2	Chapitre 2. Réseau de distribution	47
4.1.3	Chapitre 3. Services.....	48
4.1.4	Chapitre 4. Demande de service de gaz naturel et contrat	48
4.1.5	Chapitre 5. Mesurage	49
4.1.6	Chapitre 6. Facturation	51
4.1.7	Chapitre 7. Paiement	51
4.1.8	Chapitre 8. Dépôt.....	52
4.1.9	Chapitre 9. Recouvrement.....	53
4.2	ARTICLE 16.1 – DISPOSITIONS GÉNÉRALES	54
4.2.1	Article 16.1.1 Droit au tarif le plus avantageux	54
4.2.2	Article 16.1.2 Tarif de distribution par défaut.....	54
4.2.3	Article 16.1.5 Ajustements subséquents	54
5	EFFETS SUR LES AUTRES SERVICES	55
5.1	FOURNITURE DE GAZ NATUREL ET GAZ DE COMPRESSION.....	55
5.2	TRANSPORT.....	55
5.3	ÉQUILIBRAGE.....	57
	CONCLUSION	58

1	LEXIQUE	
2	Client consommateur	Client pour lequel Gaz Métro transporte et distribue du gaz
3		naturel pour fins de consommation à ses installations
4	CMC	Capacité maximale contractuelle
5	Conduite de raccordement	Nouveau réseau gazier permettant le raccordement des
6		installations des producteurs et reliant un point de réception à un
7		point d'interconnexion
8	Dawn	Lieu géographique d'une plaque tournante de transactions de
9		gaz naturel (« hub ») située dans le sud de l'Ontario
10	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
11	GMi-EDA	Ensemble des points d'interconnexion entre les réseaux de
12		Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone
13		de livraison EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL
14	FTLH	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de
15		TCPL entre Empress et GMi-EDA, est également utilisé au sens
16		large pour caractériser tout service de transport ferme contracté
17		entre Empress et GMi-EDA
18	Injection	Fonction selon laquelle le producteur rend disponible le gaz
19		naturel dans le réseau gazier
20	Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000
21		joules
22	OMQ	Obligation minimale quotidienne
23	« Nomination »	Demande d'une quantité de gaz naturel dans le cadre d'une
24		entente de service de fourniture ou de transport

1	Producteur	Client qui injecte du gaz naturel dans le réseau gazier afin d'en
2		permettre le transport et la distribution
3	Point de livraison	Lieu physique ou géographique où le gaz naturel est livré sur le
4		réseau de Gaz Métro (en territoire) ou à l'extérieur de celui-ci
5		(hors territoire).
6	Point de réception	Lieu physique où les installations des producteurs rejoignent les
7		nouvelles conduites de raccordement de Gaz Métro en vue de
8		l'acheminement du gaz naturel au réseau gazier existant
9	Point d'injection	Lieu physique où le gaz naturel est traité afin de respecter les
10		normes de qualité pour fins d'acheminement dans le réseau
11		gazier existant. Le point d'injection est situé au point de
12		réception ou entre le point de réception et le point
13		d'interconnexion au réseau Gaz Métro
14	Point d'interconnexion au réseau Gaz Métro	
15		Lieu physique où les nouvelles conduites de raccordement
16		rejoignent le réseau gazier existant de Gaz Métro
17	Point d'interconnexion au réseau TCPL/TQM	
18		Lieu physique où le réseau gazier de Gaz Métro rejoint le
19		réseau de transport de TCPL/TQM
20	Point mort tarifaire	Période à la fin de laquelle les baisses et les hausses tarifaires
21		engendrées par le raccordement du producteur au réseau sont
22		équivalentes
23	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
24	TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
25	Transport Gaz Métro	Fonctionnalité « transport » du service de distribution de
26		Gaz Métro

- 1 **Transport TCPL/TQM** Transport de gaz naturel à l'intérieur du territoire de Gaz Métro
2 entre les différentes zones de consommation ou à l'extérieur du
3 territoire de Gaz Métro, via le réseau de transport TCPL/TQM
- 4 **Volumes livrés en territoire** Livraison de gaz naturel à l'ensemble du réseau de Gaz Métro
- 5 **Volumes livrés hors territoire** Livraison de gaz naturel à un point d'interconnexion au réseau
6 TCPL/TQM
- 7 **Zone de consommation** Zone géographique à partir du point d'interconnexion au réseau
8 TCPL/TQM délimitant la portion du réseau de Gaz Métro
9 rattaché à ce point d'interconnexion
- 10

1 INTRODUCTION ET PORTÉE DE LA PREUVE DE GAZ MÉTRO

2 L'éventuelle production de gaz naturel au Québec, combinée à la possibilité d'utiliser les
3 infrastructures de Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») déjà existantes, offre une
4 occasion unique de développement pour Gaz Métro. Cette production de gaz naturel au
5 Québec permettrait une opportunité d'affaires à saisir ainsi qu'une diversification des sources
6 d'approvisionnement pour les consommateurs de gaz naturel. L'arrivée d'une nouvelle
7 catégorie de clients sur le réseau gazier serait donc bénéfique autant pour Gaz Métro que pour
8 ses clients existants. Afin de répondre aux besoins d'une nouvelle clientèle et de permettre
9 l'acheminement des volumes éventuellement produits au Québec et disponibles sur son
10 territoire vers les différents marchés de consommation, Gaz Métro a développé un modèle
11 tarifaire qui est détaillé au présent dossier.

12 Gaz Métro possède depuis longtemps une expertise reconnue dans la planification et la
13 construction de réseaux gaziers au Québec et participe régulièrement à des projets de
14 développement qui s'inscrivent dans une vision de développement durable et de sécurité
15 énergétique. Gaz Métro comprend que tout projet énergétique est susceptible de soulever des
16 questions. Elle est également consciente que des enjeux, autres que ceux relatifs à la
17 régulation économique, pourraient être traités par d'autres acteurs, devant d'autres forums.

18 Gaz Métro demande à la Régie de l'énergie (« la Régie ») d'autoriser la création d'un nouveau
19 tarif de réception de gaz naturel, les conditions et modalités de son application ainsi que les
20 méthodes d'établissement de taux qui seront appliqués lors des demandes d'investissement.
21 Gaz Métro demande également à la Régie de fixer certains **taux lors** de ce présent dossier. Le
22 tarif de réception de gaz naturel permettra de récupérer les coûts des nouveaux
23 investissements requis pour étendre le réseau gazier de Gaz Métro et de partager certains
24 coûts actuels de distribution.

25 Le présent document présente une brève description du contexte de l'avènement de la
26 production gazière au Québec ainsi que des avantages qui pourraient en découler. S'ensuit une
27 description succincte du processus d'acheminement du gaz naturel qui sera produit sur le
28 territoire de Gaz Métro ainsi que les coûts sous-jacents à l'établissement d'un nouveau tarif de
29 réception. Gaz Métro décrit ensuite sa proposition relativement à la structure de ce nouveau
30 tarif, les conditions et modalités s'y rattachant ainsi que les méthodes d'établissement des taux

1 qui seront appliqués lors des demandes d'investissement. De plus, elle fait une proposition
2 quant au niveau du taux applicable aux volumes livrés hors territoire ainsi qu'au niveau des taux
3 applicables aux déséquilibres quotidiens et cumulatifs. Finalement, l'effet de l'avènement de la
4 production gazière au Québec sur les services existants déjà offerts par Gaz Métro est
5 présenté.

6 1 CONTEXTE ET OPPORTUNITÉ DE LA REQUÊTE

7 En raison de sa situation géographique, la production de gaz naturel au Québec représente une
8 occasion de développer une nouvelle source d'approvisionnement pour Gaz Métro et ses
9 clients. De plus, l'étendue géographique du réseau gazier existant et sa proximité avec la
10 production potentielle devraient faciliter l'utilisation de cette nouvelle source
11 d'approvisionnement. Cette source additionnelle devrait avoir un effet bénéfique sur les coûts
12 totaux du gaz naturel pour tous les utilisateurs de cette ressource au Québec.

13 Le réseau gazier existant de Gaz Métro est présentement alimenté uniquement par le réseau
14 de transport TCPL/TQM. Gaz Métro et ses clients sont donc entièrement dépendants de ce
15 réseau. Soulignons que plusieurs acteurs québécois reconnaissent aujourd'hui que la
16 diversification des sources d'approvisionnement de gaz naturel pour le marché intérieur
17 québécois est un objectif louable qui permettrait non seulement de faciliter la substitution de
18 produits plus polluants mais présenterait, potentiellement, des avantages économiques
19 dépassant ceux dont bénéficieraient Gaz Métro et ses clients. D'ailleurs, les deux premiers
20 objectifs autour desquels s'appuie la stratégie énergétique du Québec sur l'horizon 2006-2015
21 « *L'énergie pour construire le Québec de demain* » soulignent l'importance de diversifier les
22 approvisionnements énergétiques en général et en gaz naturel en particulier :

23 « 1) Le Québec doit renforcer **la sécurité de ses approvisionnements en énergie.**

24 2) *Nous devons utiliser davantage l'énergie comme levier de développement économique. La*
25 *priorité est donnée à l'hydroélectricité, au potentiel éolien, aux gisements d'hydrocarbures et à la*
26 *diversification de nos approvisionnements en gaz naturel. »*

27 Gaz Métro a fait, au cours des dernières années, des tentatives de diversification de cette
28 source d'approvisionnement. Rappelons notamment les projets de raccordement de l'île de
29 Sable (1996-97) et du réseau de Maritimes & Northeast (1999-2000) au réseau de Gaz Métro.

1 Plus récemment, les projets de ports méthaniers de Cacouna et de Rabaska ont été
2 considérés. Seule la réalisation du terminal méthanier de Rabaska demeure à ce jour possible
3 si les conditions de marché le permettraient. L'arrivée probable de la production de gaz naturel
4 au Québec représente donc une autre occasion de diversifier les sources d'approvisionnement
5 et ainsi d'atteindre les objectifs de la stratégie énergétique du Québec.

6 Le gaz produit sur le territoire de Gaz Métro pourrait alimenter plusieurs régions de la province.
7 Si la production s'avérait être en croissance constante au cours des prochaines années, les
8 volumes de gaz naturel qui seraient injectés dans le réseau de Gaz Métro pourraient même
9 dépasser la capacité requise pour desservir la clientèle actuelle de Gaz Métro et ce,
10 particulièrement en été, période durant laquelle les volumes consommés à l'intérieur du
11 territoire sont plus bas.

12 La construction de conduites permettant le raccordement des installations des producteurs au
13 réseau gazier de Gaz Métro pourrait éventuellement permettre, en plus de l'acheminement de
14 volumes vers les réseaux existants, de boucler certaines portions du réseau de Gaz Métro, tout
15 en ayant comme avantage supplémentaire de desservir certaines régions et de nouveaux
16 marchés, notamment dans le domaine de l'agriculture. Ce bouclage permettrait ainsi d'accroître
17 le potentiel d'injection de gaz naturel dans le réseau du point de vue des producteurs, tout en
18 augmentant l'accès et la sécurité d'approvisionnement des clients. En effet, advenant la mise
19 hors service d'une section de réseau, à la suite d'un bris par exemple, celle-ci pourrait alors être
20 compensée à plusieurs endroits par la production locale qui serait injectée dans un réseau à
21 proximité. Le bouclage graduel du réseau existant de distribution représente donc
22 indéniablement un attrait additionnel de l'avènement de cette nouvelle source
23 d'approvisionnement gazier.

24 Cela dit, il est fort probable que l'arrivée de la production gazière se fasse de façon graduelle.
25 Certains producteurs ont déjà débuté leurs analyses des potentiels de production, de leur risque
26 d'affaires et la planification de l'exploitation éventuelle des sites pour les années à venir et la
27 réalisation des raccordements des installations des producteurs au réseau gazier existant avec
28 les demandes d'investissement qui suivront est envisageable à court terme. Des producteurs
29 ont contacté Gaz Métro dans les derniers mois afin de se renseigner sur les tarifs ainsi que les
30 conditions et modalités leur permettant de se raccorder au réseau gazier de Gaz Métro.
31 Gaz Métro possède l'expertise de la construction et de la gestion de réseaux gaziers et le cadre

1 réglementaire actuel offre une garantie intéressante pour encadrer le processus d'injection du
2 gaz naturel dans le réseau de Gaz Métro. Le modèle de raccordement des installations des
3 producteurs, les conditions auxquelles le tarif est offert, ses modalités d'application ainsi que la
4 structure tarifaire devront être bien établis dès maintenant afin de permettre aux producteurs
5 d'injecter du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par Gaz Métro dans son
6 réseau gazier.

7 Il s'avérait essentiel pour Gaz Métro de soumettre à la Régie une demande pour approuver un
8 nouveau tarif, qui permettra la facturation de l'acheminement du gaz naturel produit à l'intérieur
9 du territoire desservi par Gaz Métro vers les marchés de consommation. Afin de permettre
10 l'injection du gaz naturel produit au Québec au moment jugé opportun par les producteurs,
11 rendant ainsi possible la diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel,
12 Gaz Métro souhaite établir des modalités tarifaires ainsi que les conditions applicables qui
13 encadreront la réalisation des premiers projets d'investissement. Celles-ci permettront aux
14 producteurs de connaître le cadre réglementaire du service qui leur sera offert. Par la suite,
15 Gaz Métro déposera à la Régie des demandes d'investissement spécifiques à chaque projet.

16 2 LE MODÈLE DE RACCORDEMENT ET LES COÛTS SOUS - 17 JACENTS

18 Le raccordement des installations des producteurs au réseau gazier déjà existant de Gaz Métro
19 a évidemment pour effet de créer de nouvelles fonctionnalités de distribution de gaz naturel. Il
20 en résulte même une nouvelle catégorie de clients, soit les clients qui injectent du gaz naturel
21 produit à l'intérieur du territoire desservi par Gaz Métro. Auparavant, le client de Gaz Métro était
22 uniquement celui qui consommait du gaz naturel via les services actuels. Avec l'arrivée des
23 producteurs qui injectent du gaz naturel dans le réseau gazier, la définition de client doit être
24 étendue pour y retrouver également ce nouveau type de clients. Pour fins de simplification et de
25 compréhension du texte, une distinction sera établie entre un client qui injecte du gaz naturel
26 dans le réseau gazier (ci-après « producteur ») et un client qui consomme du gaz naturel
27 (ci-après « client »).

28 Notons par ailleurs que si l'injection de gaz naturel est la fonction selon laquelle un producteur
29 de gaz naturel rend disponible le gaz naturel dans le réseau gazier, le vocabulaire doit être
30 adapté lorsqu'on se situe au niveau de la perspective d'un distributeur. De cette perspective,

1 l'injection de gaz naturel par un producteur se traduit comme un service de réception de gaz
2 naturel provenant d'un client auquel Gaz Métro fournit la possibilité d'injecter du gaz naturel
3 dans son réseau gazier afin d'en permettre le transport et la distribution.

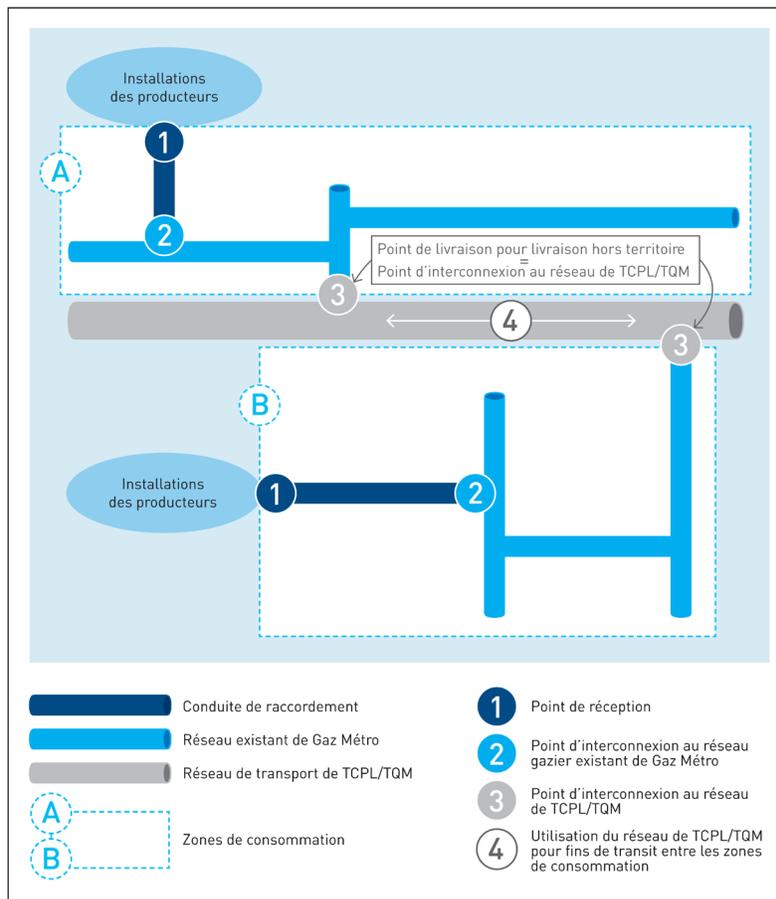
4 Le modèle de raccordement et de l'acheminement du gaz naturel ainsi que l'identification des
5 coûts sous-jacents aux nouvelles fonctionnalités sont décrits aux sections suivantes.

6 2.1 MODÈLE DE RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION AU RÉSEAU GAZIER ET DE
7 L'ACHEMINEMENT DU GAZ NATUREL

8 L'illustration 1 permet de visualiser le modèle basique d'un raccordement d'installations de
9 producteurs au réseau de Gaz Métro.

ILLUSTRATION 1

Modèle de raccordement d'installations de production gazière



12

1 Il est entendu que chaque demande d'investissement de raccordement d'un producteur de gaz
2 naturel sur le territoire de Gaz Métro pourrait présenter de légères différences quant à ce
3 modèle. Toutefois, l'illustration permet tout de même de visualiser les principales étapes entre
4 la production et le raccord de cette production aux réseaux gaziers de Gaz Métro et le réseau
5 de transport TCPL/TQM.

6 Les **installations des producteurs** rejoignent le réseau gazier existant via des conduites de
7 raccordement. Selon le cas, le gaz naturel provenant des **installations des producteurs** pourrait
8 demeurer dans le **territoire** de Gaz Métro ou encore être acheminer hors de celle-ci. Gaz Métro
9 décrit brièvement ci-dessous les principaux éléments du modèle de l'illustration 1.

10 Les conduites de raccordement sont de nouvelles conduites de distribution permettant le
11 raccordement des **installations des producteurs** au réseau gazier existant de Gaz Métro et
12 l'installation et l'entretien de ces nouvelles conduites relèvera de Gaz Métro. Le
13 dimensionnement (pression d'opération et diamètre) des conduites devra être optimisé pour
14 chaque projet d'investissement selon les volumes d'injection anticipés et les distances entre les
15 **installations des producteurs** et le réseau gazier existant. À cet effet, il est possible que le
16 développement progressif d'un secteur puisse nécessiter, lorsque la production de ce secteur
17 atteindrait sa maturité, des améliorations pour éventuellement en accroître sa capacité.

18 Le lieu physique où les installations des producteurs rejoignent les nouvelles conduites de
19 raccordement en vue de l'acheminement du gaz naturel au réseau gazier existant est appelé
20 « **point de réception** » (point 1 dans l'illustration). Gaz Métro exigera une pression minimale
21 d'opération ainsi que des normes de qualité de gaz naturel avant que celui puisse être injecté
22 dans le réseau gazier existant. Habituellement, le point d'injection devrait correspondre au point
23 de réception puisque le point d'injection est le lieu physique où le gaz naturel doit avoir été traité
24 afin de respecter les normes de qualité pour fins d'acheminement dans le réseau de Gaz Métro
25 ou dans le réseau de transport TCPL/TQM. Dans le cas où le point d'injection serait différent du
26 point de réception, il se situerait alors entre le point de réception et, au plus loin, au point
27 d'interconnexion au réseau gazier de Gaz Métro (point 2 dans l'illustration).

28 Avant le point de réception (ou point d'injection selon le cas), des postes de compression ainsi
29 que des équipements permettant l'assèchement et le nettoyage du gaz naturel pourraient être
30 requis. Un poste de mesurage sera installé au point de réception dans le but de quantifier le

1 volume de gaz naturel provenant des puits et un chromatographe sera installé au point de
2 réception ou au point d'injection (lorsque différent du point de réception) afin de vérifier la
3 qualité du gaz injecté. Les producteurs seraient responsables de la pression et de la qualité du
4 gaz naturel fourni et en assumerait alors les coûts.

5 Le lieu physique où les nouvelles conduites de raccordement rejoindront le réseau gazier
6 existant de Gaz Métro est appelé « **point d'interconnexion au réseau Gaz Métro** » (point 2
7 dans l'illustration). Les producteurs seront raccordés aux diverses conduites du réseau existant
8 de Gaz Métro en tenant compte de la localisation des installations des producteurs et de leurs
9 besoins en termes de capacité d'injection. Il existe également un autre point d'interconnexion; il
10 s'agit du lieu physique où le réseau de Gaz Métro est raccordé au réseau de transport de
11 TCPL/TQM. Ce point est appelé « **point d'interconnexion au réseau TCPL/TQM** ». Il y a
12 présentement plusieurs points d'interconnexion au réseau TCPL/TQM (points 3 dans
13 l'illustration).

14 Une fois le gaz injecté au point de réception, les producteurs auront la possibilité de deux
15 **points de livraison**. Ces points de livraison sont, soit la livraison de gaz naturel dans le
16 **territoire** de Gaz Métro sur le réseau gazier existant de Gaz Métro, soit à l'extérieur du réseau
17 de Gaz Métro (hors **territoire**). Le point de livraison est situé en **territoire** lorsque le gaz naturel
18 est livré à l'ensemble des clients de Gaz Métro. Dans le cas du point de livraison hors **territoire**,
19 il s'agit des points d'interconnexion au réseau TCPL/TQM (points 3 dans l'illustration).

20 Si le point de livraison est en **territoire**, et selon l'endroit où se situe le point d'interconnexion au
21 réseau de Gaz Métro, les producteurs auront accès au marché de consommation de gaz
22 naturel qu'offre la « **zone de consommation** ».

23 La zone de consommation est définie comme étant la zone géographique à partir d'un point
24 d'interconnexion au réseau TCPL/TQM délimitant la portion du réseau de Gaz Métro rattaché à
25 ce point d'interconnexion.

26 Une fois cette zone de consommation alimentée en sa totalité par les producteurs, ceux-ci
27 devront commencer à assumer des frais de transport applicables pour l'utilisation des
28 infrastructures de transport TCPL/TQM car le gaz excédentaire devra être acheminé, via ce
29 réseau de transport, vers une autre zone de consommation (point 4 dans l'illustration).

1 Pour les producteurs qui choisiront un point de livraison hors territoire, le gaz naturel sera
2 acheminé jusqu'à un point d'interconnexion au réseau TCPL/TQM et transitera par la suite sur
3 ce réseau en vue de l'acheminement hors du territoire.

4 2.2 COÛTS SOUS-JACENTS À L'ÉTABLISSEMENT DU TARIF DE RÉCEPTION

5 Tel que mentionné en introduction, Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la création d'un
6 tarif de réception de gaz naturel qui permettra de récupérer dans le temps l'ensemble des coûts
7 occasionnés par ces nouveaux investissements requis pour étendre le réseau et de partager
8 certains coûts actuels de distribution. Gaz Métro a identifié quatre grandes catégories de coûts
9 qui sont expliquées dans les sections suivantes.

10 2.2.1 Coûts de catégorie A – Coûts de distribution reliés aux investissements des 11 conduites de raccordement

12 Comme mentionné précédemment, le raccordement du point de réception au point
13 d'interconnexion au réseau de Gaz Métro se fera à l'aide de nouvelles conduites de
14 distribution construites par Gaz Métro et les coûts de ces nouvelles conduites devront être
15 récupérés via le tarif de réception. De plus, si de nouveaux investissements sur le réseau de
16 distribution existant (i.e. en aval du point d'interconnexion) étaient requis pour les seuls
17 besoins des producteurs, les coûts liés à ces investissements seraient également à la
18 charge des producteurs.

19 Les investissements liés à la construction des diverses conduites de raccordement pour fins
20 de réception de gaz naturel incluront notamment :

- 21 > les coûts d'acquisition de terrains, de servitudes et de matériaux divers;
- 22 > les postes de mesurage;
- 23 > les conduites et leurs coûts d'installation;
- 24 > la compression au point d'interconnexion; et
- 25 > les installations connexes telles que la vanne de contrôle de débit et le
26 chromatographe pour le suivi de la qualité du gaz naturel.

27 Les dépenses d'amortissement, les frais de financement des investissements, le
28 rendement, les impôts, les redevances et les taxes sont les principaux coûts liés à la

1 réalisation des travaux d'établissement des diverses conduites de raccordement. Les coûts
2 d'avant-projet ainsi que les coûts de planification du projet (ingénierie, arpentage,
3 conception, approbations, etc.) en font également partie.

4 Ententes de garantie de remboursement

5 Dans un tel contexte, Gaz Métro doit avoir la protection nécessaire pour s'assurer que les
6 coûts qu'elle encourrait durant la période de construction lui soient remboursés par le
7 producteur dans l'éventualité d'un abandon par le producteur de son site de production. Les
8 investissements seraient effectués, dans bien des cas, avant l'entrée en vigueur d'un
9 contrat au tarif de réception de gaz naturel avec les producteurs.

10 Gaz Métro entend donc signer, avec chaque producteur, une entente de remboursement
11 (« back stop agreements »). Cette entente décrirait les circonstances et conditions
12 conduisant à un remboursement des **coûts** encourus. Ces ententes visent à récupérer les
13 sommes que Gaz Métro aura investies pour assurer le raccordement du point de réception
14 à son réseau gazier existant advenant que le projet du producteur soit abandonné avant
15 que le contrat tarifaire ne prenne effet.

16 Les ententes de **remboursement seraient** en vigueur à compter du début de la construction
17 et prendraient fin au moment de l'entrée en vigueur d'un contrat tarifaire entre Gaz Métro et
18 le producteur. Le respect des ententes serait garanti par une lettre de crédit bancaire émise
19 par une institution rencontrant des critères définis devant être valide jusqu'à la signature
20 d'un contrat tarifaire avec Gaz Métro. Le montant de la lettre de crédit couvrirait les coûts
21 encourus par Gaz Métro et augmenterait de façon progressive durant la période de
22 construction.

23 2.2.2 Coûts de catégorie B – Coûts du réseau de distribution existant

24 Le raccordement au réseau de distribution **existant** de Gaz Métro d'une nouvelle catégorie
25 de clients a aussi amené des réflexions à savoir quels coûts du réseau de distribution
26 existant devaient être assumés par les producteurs.

27 Une distinction existe à l'intérieur même du réseau gazier, soit le réseau de distribution et le
28 réseau de transport de Gaz Métro. Le réseau de distribution est composé essentiellement
29 des conduites de basse pression, des raccordements des bâtiments et des appareils de

1 mesurage. Gaz Métro propose que les coûts liés à la fonction distribution continuent d'être
2 facturés uniquement aux clients actuels via les tarifs de distribution. En effet, il s'agit
3 d'infrastructures requises pour distribuer le gaz naturel aux installations des clients.

4 Dans le cas des conduites de transport de Gaz Métro, elles ont été construites pour
5 desservir les clients actuels et ils en assument présentement les coûts. Dans le cas où un
6 producteur désirerait acheminer son gaz naturel à l'extérieur **du territoire**, les conduites
7 existantes de transport Gaz Métro seront utilisées par celui-ci. Gaz Métro propose donc que
8 les coûts liés à la fonction transport du réseau de distribution continuent d'être facturés
9 uniquement aux clients existants lorsque le gaz naturel injecté par les producteurs est
10 consommé à l'intérieur **du territoire**. Gaz Métro propose également que des frais d'utilisation
11 de ces conduites de transport Gaz Métro soient facturés aux producteurs lorsque le gaz
12 naturel est destiné hors **territoire**.

13 Dans ce dernier cas, les coûts **actuels** de la fonction transport du réseau de **distribution**
14 **seront** alors partagés entre les clients et les producteurs. Évidemment, comme les
15 producteurs assumeraient une partie des coûts du réseau de transport, il s'en suivra une
16 économie pour les clients actuels de Gaz Métro. La section 3.4.2.2 présente les hypothèses
17 et les étapes qui ont servi de base à l'établissement du taux unitaire aux volumes livrés hors
18 **territoire**.

19 2.2.3 Coûts de catégorie C – Coûts de distribution non liés au réseau gazier

20 La venue d'une nouvelle catégorie de clients a amené Gaz Métro à évaluer quels coûts de
21 distribution non liés au réseau gazier devraient être alloués aux producteurs et dans quelle
22 proportion.

23 Gaz Métro a analysé chacun de ces coûts afin d'évaluer s'il était applicable ou non aux
24 producteurs. Les grandes catégories de ces coûts sont les dépenses d'exploitation, les
25 dépenses d'amortissement (excluant l'amortissement du réseau gazier) et d'amortissement
26 de frais reportés ainsi que les taxes, redevances, impôts et rendement **reliés aux**
27 **investissements autres que ceux liés au réseau gazier**. La section 3.4.1.1 présente les
28 hypothèses et les étapes qui ont servi de base à l'établissement du ratio de ces coûts
29 applicable aux producteurs.

1 Les coûts du service de facturation sont un exemple des coûts de distribution qui ont été
2 étudiés. En effet, puisque les producteurs devront être facturés au même titre que les clients
3 actuels, ils devront prendre à leur charge une partie de ces coûts.

4 2.2.4 Coûts de catégorie D – Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport
5 TCPL/TQM

6 Dans le cas où le gaz naturel est acheminé hors territoire, Gaz Métro livrera le gaz au
7 producteur aux points d'interconnexion au réseau TCPL/TQM. Les producteurs devront
8 donc contracter la capacité sur le réseau de transport TCPL/TQM et en assumer les coûts;
9 ce service n'étant pas offert par Gaz Métro. En effet, dans le cas où les producteurs
10 souhaiteraient acheminer le gaz naturel hors territoire, les capacités de transport
11 TCPL/TQM et les coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM entre le
12 point d'interconnexion du réseau TCPL/TQM et la destination finale hors du territoire
13 devront être contractés et assumés par ceux-ci.

14 Par contre, dans le cas où le gaz naturel provenant d'un producteur doit transiter par le
15 réseau de transport TCPL/TQM afin d'être acheminé vers une autre zone de consommation
16 dans le territoire et dans le cas où des coûts additionnels d'utilisation du réseau seraient
17 encourus, ces coûts seront assumés par les producteurs. En effet, ces capacités
18 additionnelles auront été, dans ce cas, contractées spécifiquement pour les producteurs.

19 Lorsque le gaz naturel demeure à l'intérieur du territoire, la responsabilité de contracter des
20 capacités additionnelles sur le réseau de transport TCPL/TQM relève de Gaz Métro. En
21 effet, Gaz Métro est en mesure de gérer de façon optimale les flux de gaz naturel circulant
22 dans son territoire puisqu'elle détient les informations concernant les consommations de sa
23 clientèle ainsi que l'injection de gaz naturel de l'ensemble des producteurs. Gaz Métro est
24 donc la mieux placée pour déterminer la capacité additionnelle requise de transport
25 TCPL/TQM ainsi que les périodes requises de son utilisation. Gaz Métro considère qu'avoir
26 cette responsabilité de balancer les besoins de l'ensemble des clients (incluant les
27 producteurs) de son territoire sera à l'avantage de celle-ci.

1 3 LE TARIF DE RÉCEPTION DE GAZ NATUREL PRODUIT AU
2 QUÉBEC

3 Dans son processus d'établissement d'un tarif de réception de gaz naturel, Gaz Métro vise la
4 création d'une structure et de conditions tarifaires les plus simples possibles tout en respectant
5 l'équité entre les clients et l'équité entre les producteurs. De plus, Gaz Métro s'assure
6 également que le tarif de réception vise la stabilité des revenus et une certaine stabilité des
7 taux.

8 Dans le cas particulier de la présente demande, une attention particulière a été portée à la
9 répartition la plus équitable possible des coûts d'utilisation du réseau gazier existant entre les
10 clients et les producteurs afin de permettre à tous d'y trouver leur compte, tant les producteurs
11 que les clients existants et futurs de Gaz Métro.

12 Le tarif de réception de gaz naturel serait applicable à tout demandeur désirant injecter du gaz
13 naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par Gaz Métro dans le réseau gazier afin d'en
14 permettre le transport et la distribution.

15 Ce tarif de réception sera composé à la fois d'une tarification selon les points de réception et
16 selon les points de livraison. Dans le cas de la tarification selon les points de réception, des
17 taux différents seront applicables selon chaque point de réception et basés sur des capacités
18 d'injection. Dans le cas de la tarification selon les points de livraison, les producteurs auront la
19 possibilité de deux points de livraison, soit en territoire ou hors territoire et les taux applicables
20 seront basés sur les livraisons quotidiennes. Les sections suivantes précisent la structure du
21 tarif, les modalités d'application ainsi que les méthodes d'établissement des taux applicables.

22 3.1 TARIFICATION AUX POINTS DE RÉCEPTION

23 Avant d'établir la structure tarifaire aux points de réception, Gaz Métro devait se questionner sur
24 certains principes de base de l'établissement des taux applicables à ces points de réception
25 pour permettre à ceux-ci d'évoluer dans le temps sans compromettre le développement initial
26 des projets de production gazière.

1 3.1.1 Choix de la méthode d'établissement des taux

2 Lors du raccordement d'un nouveau client chez Gaz Métro, le client a le choix parmi les
3 tarifs de distribution existants. Ces derniers permettent de récupérer les revenus requis de
4 l'entreprise. Puisqu'il y a déjà une grande base de clients assujettis à ces tarifs, les
5 variations tarifaires à la hausse comme à la baisse à la suite de la venue d'un nouveau
6 client sont plus marginales que si la base de clients était plus restreinte. L'analyse de
7 rentabilité permet à Gaz Métro d'évaluer la rentabilité marginale de l'investissement en
8 fonction des tarifs applicables. Lorsque la rentabilité n'est pas suffisante, une contribution
9 peut être exigée par Gaz Métro afin de limiter les hausses tarifaires pour l'ensemble des
10 autres clients.

11 Dans le cas des producteurs, il aurait été difficile d'établir des taux basés sur le principe
12 « timbre poste », étant donné qu'il s'agit d'une classe de clientèle en croissance, donc
13 initialement un nombre restreint de clients, avec une grande variabilité des distances entre
14 les puits potentiels et le réseau de Gaz Métro. Il est évident que des taux établis sur la base
15 de conduites couvrant de courtes distances (ex. : moins de deux km) varieraient
16 significativement des taux établis pour récupérer les investissements requis dans le cas de
17 conduites de longues distances (ex. : supérieures à 20 km) et ce, à volume constant. De
18 plus, l'effet de l'ajout d'un projet sur la base restreinte des producteurs déjà existants
19 pourrait avoir un effet majeur sur les taux applicables.

20 Quatre possibilités s'offraient à Gaz Métro pour reconnaître la diversité des projets de
21 production gazière et limiter la fluctuation des taux d'une année à l'autre :

- 22 > La première possibilité était d'établir des taux basés uniquement sur la desserte des
23 premiers sites de production réellement raccordés au réseau gazier existant. Dans
24 cette optique, afin de permettre le raccordement de sites de production additionnels,
25 il aurait fallu procéder à des modifications des taux – à la hausse ou à la baisse –
26 pour raccorder les autres sites de production chaque fois qu'il y aurait eu
27 raccordement d'une nouvelle conduite. Les premiers producteurs auraient subi des
28 variations tarifaires potentiellement nombreuses et d'un niveau qui n'aurait pu être
29 déterminé *a priori*, puisque fonction des investissements liés aux nouveaux
30 raccordements.

- 1 > La deuxième était d'établir des taux correspondant à la desserte ultime de
2 l'ensemble de la production gazière au Québec. Toutefois, la détermination de taux
3 basés sur des coûts qui n'auraient pas été encore connus aurait eu pour effet que
4 les producteurs auraient payé pendant un certain temps des taux qui n'auraient pas
5 eu de correspondance avec les coûts des seules installations des producteurs
6 raccordés.
- 7 > La troisième possibilité était d'établir des taux basés sur le potentiel de
8 développement à court ou moyen terme de la production gazière. Comme cette
9 solution impliquait une portion de coûts connus (demandes d'investissement ayant
10 fait l'objet d'un engagement ferme de producteurs) et certains coûts potentiels, les
11 taux moyens n'auraient pas eu la précision de la première alternative ni l'imprécision
12 de la deuxième. Cette solution aurait permis l'établissement de taux moyens qui
13 auraient été relativement stable dans le temps. Par contre, elle aurait créé un niveau
14 d'interfinancement élevé entre les producteurs et une possibilité élevée que les taux
15 payés pendant un certain temps n'auraient pas eu de correspondance avec les coûts
16 des seules installations des producteurs raccordés.
- 17 > La quatrième option était d'établir des taux pour chaque point de réception en
18 fonction des coûts des conduites de raccordement propres à chacun de ces points.
19 Cette option permettait de réduire le risque d'imprécision des coûts réels et donc des
20 taux aux points de réception et d'assurer ainsi une stabilité de ces taux pour les
21 producteurs. De plus, elle permettait de limiter le niveau d'interfinancement entre les
22 producteurs (entre les points de réception).

23 La quatrième option est celle qui a été choisie par Gaz Métro. Comme il s'agit de tarification
24 aux points de réception, seuls les coûts de catégories A et C sont utilisés pour établir la
25 structure tarifaire de cet élément du tarif de réception. En effet, tel qu'il a été mentionné aux
26 sections 2.2.1 et 2.2.3, les coûts de distribution reliés aux investissements des conduites de
27 raccordement ainsi que les coûts de distribution non liés au réseau gazier doivent être
28 récupérés via les taux aux points de réception puisqu'il s'agit de coûts liés à l'injection du
29 gaz naturel dans le réseau gazier. Comme il s'agit de la fonctionnalité injection dans le
30 réseau, la récupération de ces coûts se fait selon une tarification au point de réception.

1 Dans le cas des coûts de distribution reliés aux investissements des conduites de
2 raccordement, l'importance de ces investissements est en grande partie attribuable à deux
3 facteurs principaux : la longueur de la conduite ainsi que son diamètre. Alors que la
4 longueur requise est fonction de la simple distance entre le point de réception et le point
5 d'interconnexion au réseau Gaz Métro, le diamètre requis des conduites installées, pour sa
6 part, est directement lié à la capacité maximale requise. Pour leur part, les coûts de
7 distribution non liés au réseau gazier sont des coûts majoritairement fixes. Ainsi, une
8 structure tarifaire principalement fixe par point de réception, en fonction d'une capacité
9 maximale contractuelle, sera donc privilégiée.

10 La structure de la tarification aux points de réception est basée sur la capacité maximale
11 contractuelle contractée par le producteur de même que les volumes injectés par les
12 producteurs.

13 3.1.2 Établissement de la capacité maximale contractuelle (CMC)

14 Le producteur devra s'engager à une CMC quotidienne au point de réception où le gaz sera
15 injecté dans le réseau. Cette capacité sera convenue entre le producteur et Gaz Métro et
16 stipulée au contrat. Une augmentation progressive de la CMC pourrait être permise dans le
17 cas de démarrage progressif de certains sites de production. Dans ce cas, les conditions de
18 l'augmentation de la CMC seraient prévues au contrat.

19 3.1.3 Composantes de la tarification aux points de réception

20 La tarification aux points de réception sera composée d'une obligation minimale quotidienne
21 (OMQ) qui constitue la partie fixe du tarif. Les revenus de l'OMQ sont le résultat des taux de
22 l'OMQ applicables à la CMC. Les taux de l'OMQ seront exprimés en $\text{¢}/\text{m}^3/\text{jour}$.

23 De plus, un taux unitaire aux volumes injectés sera applicable sur les volumes injectés tels
24 que mesurés au point de réception. Le taux sera exprimé en $\text{¢}/\text{m}^3$.

25 3.2 TARIFICATION AUX POINTS DE LIVRAISON

26 En ce qui a trait à la portion tarification aux points de livraison du tarif de réception, les taux
27 varieront selon la zone de consommation applicable dans le cas où le gaz naturel est livré en
28 territoire alors qu'un taux unique sera applicable dans le cas où le gaz naturel est livré hors

1 territoire. Il serait possible que les volumes livrés quotidiennement par un producteur le soient
2 partiellement en territoire et partiellement hors territoire. Les volumes réellement livrés seront
3 alors facturés selon les taux applicables à chaque point de livraison.

4 3.2.1 Taux unitaire au volume livré en territoire

5 Il y a présentement plusieurs points d'interconnexion au réseau TCPL/TQM. Tel que
6 mentionné précédemment, chaque zone de consommation sera définie à partir du point
7 d'interconnexion au réseau TCPL/TQM délimitant la portion du réseau de Gaz Métro
8 rattaché à ce point d'interconnexion. Le producteur sera assujéti à une zone de
9 consommation selon la localisation de ses installations.

10 Dans le cas où le point de livraison du producteur est en territoire et que la capacité locale
11 de la zone de consommation n'est pas suffisante pour absorber les volumes injectés, des
12 frais de transport TCPL/TQM seront applicables lorsque des coûts supplémentaires
13 d'utilisation de ce réseau sont encourus. Les coûts additionnels d'utilisation du réseau de
14 transport TCPL/TQM (coûts de catégorie D) seront alors facturés.

15 Un taux au volume livré s'appliquera spécifiquement à chaque zone de consommation en
16 fonction des besoins de capacité de transport TCPL/TQM particuliers à chaque zone. Dans
17 le cas où les volumes retirés par les clients dans la zone de consommation peuvent
18 absorber en totalité les volumes injectés par les producteurs livrant en territoire et qu'aucun
19 transit par le réseau de transport TCPL/TQM n'est alors requis, aucuns frais ne seront
20 applicables pour cette zone de consommation.

21 Notons que la capacité de la zone de consommation sera affectée de deux façons : par les
22 volumes de gaz injectés par les producteurs livrant en territoire ainsi que par les
23 consommations des clients. Plus les volumes injectés par les producteurs livrant en territoire
24 augmenteront et/ou plus les consommations des clients de la zone diminueront, plus la
25 capacité de la zone sera déficitaire par rapport à la réception de gaz naturel et vice versa.
26 De plus, les volumes qui seront acheminés hors territoire ne seront pas inclus dans la
27 détermination des besoins de transport TCPL/TQM additionnels car les producteurs sont
28 eux-mêmes responsables de contracter ces capacités auprès de TCPL/TQM.

1 Ainsi, Gaz Métro devra moduler l'utilisation des outils de transport TCPL/TQM afin de faire
2 transiter le gaz vers d'autres zones de consommation du réseau de distribution de
3 Gaz Métro, le cas échéant.

4 Le taux unitaire au volume livré sera applicable sur le volume livré quotidiennement en
5 territoire par les producteurs. Le taux sera exprimé en ϕ/m^3 .

6 3.2.2 Taux unitaire au volume livré hors territoire

7 Comme il a été mentionné dans la section 2.2.2 du présent document, un producteur
8 désirant acheminer son gaz naturel à l'extérieur du territoire devra utiliser les conduites
9 existantes de transport de Gaz Métro. Lorsqu'un producteur choisira le point de livraison
10 hors territoire, des frais d'utilisation du réseau de transport Gaz Métro existant seront donc
11 applicables. Ces frais correspondent à la quote-part attribuable aux producteurs des coûts
12 du réseau de distribution existant (coûts de catégorie B).

13 De tels frais ne seraient toutefois pas facturés dans le cas exceptionnel où une conduite de
14 raccordement serait raccordée directement sur le réseau de transport TCPL/TQM puisque le
15 réseau gazier existant ne serait pas utilisé afin d'acheminer le gaz naturel hors du territoire.

16 Le taux unitaire au volume livré sera applicable sur le volume livré quotidiennement hors du
17 territoire par les producteurs. Le taux sera exprimé en ϕ/m^3 .

18 3.3 STRUCTURE DU TARIF DE RÉCEPTION

19 3.3.1 Établissement de la structure

20 Le tarif de réception sera la somme de la tarification au point de réception (voir section 3.1)
21 et de la tarification aux points de livraison (voir section 3.2) et peut être exprimé comme
22 suit :

$$23 \quad T-PR_x + T-PL_F + T-PL_{HF}$$

24 Où $T-PR_x$ = Tarification applicable au point de réception X

25 $T-PL_F$ = Tarification applicable au point de livraison en territoire

26 $T-PL_{HF}$ = Tarification applicable au point de livraison hors territoire

1 La facturation applicable au point de réception sera la suivante :

2 $T-PR_x = CMC \text{ (m}^3\text{/jour)} \times \text{Taux OMQ (}\phi\text{/m}^3\text{/jour)} + \text{Volumés injectés (m}^3\text{)} \times \text{Taux}$
 3 $\text{unitaire au volume injecté (}\phi\text{/m}^3\text{)}$

4 **Où CMC** = Capacité maximale contractuelle (m³/jour)

5 **Taux OMQ** = Taux de l'obligation minimale quotidienne (ϕ/m³/jour)

6 La tarification applicable aux points de livraison sera la suivante, selon que le gaz naturel
 7 sera livré en territoire ou hors territoire :

8 $T-PL_F = \text{Volumés livrés en territoire (m}^3\text{)} \times \text{Taux unitaire au volume livré en territoire}$
 9 $\text{(}\phi\text{/m}^3\text{)}$

10 $T-PL_{HF} = \text{Volumés livrés hors territoire (m}^3\text{)} \times \text{Taux unitaire au volume livré hors territoire}$
 11 $\text{(}\phi\text{/m}^3\text{)}$

12 Le tableau ci-après présente un exemple d'une grille de taux du tarif de réception :

13 **TABLEAU 1**
 14 **Grille de taux**

Grille de taux du tarif de réception					
Points de réception			Points de livraison		
Nom	Taux OMQ (¢/m ³ /jour)	Taux unitaire vol. injecté (¢/m ³)	En franchise		Hors franchise
			Zones de consommation	Taux unitaire vol. livré (¢/m ³)	Taux unitaire vol. livré (¢/m ³)
PR-1	1,40	0,11	Zone de consommation 1	0,027	0,70
PR-2	0,50	0,03	Zone de consommation 1	0,027	0,70
PR-3	0,74	0,02	Zone de consommation 1	0,027	0,70
PR-4	0,77	0,14	Zone de consommation 2	-	0,70
PR-5	0,29	0,02	Zone de consommation 2	-	0,70

16 3.3.2 Le texte du tarif de réception

17 Le texte du tarif de réception pourra se lire comme suit.

18 **3.3.2.1 Application**

19 Pour tout client désirant injecter du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire desservi
 20 par le distributeur dans le réseau du distributeur.

1 3.3.2.2 *Taux aux points de réception*

2 3.3.2.2.1 Obligation minimale quotidienne

3 Pour chaque m³ de capacité maximale contractuelle **(CMC)**, les taux unitaires
4 applicables sont les suivants, selon le point de réception :

Point de réception	Taux (¢/m ³ /jour)
Point de réception 1	Taux 1
Point de réception 2	Taux 2
Point de réception 3	Taux 3
(...)	(...)

5
6 3.3.2.2.2 Taux unitaires au volume injecté

7 Pour chaque m³ de volume injecté, les taux unitaires applicables sont les suivants,
8 selon le point de réception :

Point de réception	Taux (¢/m ³)
Point de réception 1	Taux 4
Point de réception 2	Taux 5
Point de réception 3	Taux 6
(...)	(...)

9
10 3.3.2.3 *Taux aux points de livraison pour le client qui injecte **du gaz naturel***

11 3.3.2.3.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire

12 Pour chaque m³ de volume livré en **territoire**, les taux unitaires applicables sont les
13 suivants, selon la zone de consommation :

Zone de consommation	Taux (¢/m³)
Zone de consommation 1	Taux 7
Zone de consommation 2	Taux 8
Zone de consommation 3	Taux 9
(...)	(...)

1

2 3.3.2.3.2 Taux unitaire pour les volumes livrés hors territoire

3 Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de

4 x,xx ¢/m³.

5 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la structure du nouveau tarif de réception de**

6 **gaz naturel.**

7 3.4 MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX

8 Cette section explique les méthodes qui sont proposées afin de déterminer les taux applicables

9 aux points de réception ainsi qu'aux points de livraison et propose de fixer le taux applicable

10 aux points de livraison hors territoire.

11 3.4.1 Taux applicables aux points de réception

12 Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthode permettant d'établir les taux

13 applicables aux points de réception. Ces taux seront calculés en fonction de cette méthode

14 lors des demandes d'investissement. La méthode d'établissement des taux est un calcul

15 financier basé sur les revenus requis. Pour établir les revenus requis, Gaz Métro devra

16 posséder les coûts suivants : les coûts de distribution reliés aux investissements des

17 conduites de raccordement (catégorie A) et la portion des coûts de distribution non liés au

18 réseau gazier allouée aux producteurs (catégorie C).

19 En ce qui a trait aux coûts de catégorie A, le niveau des investissements et des coûts requis

20 pour raccorder les installations des producteurs au réseau de Gaz Métro sera connu lors

21 des demandes d'investissement.

1 Quant aux coûts de catégorie C, Gaz Métro propose à la Régie d'établir, dès le présent
2 dossier, un ratio des coûts de distribution non liés au réseau gazier qui sera applicable aux
3 producteurs et qui sera utilisé pour calculer les revenus requis servant à établir les taux
4 applicables aux points de réception.

5 **3.4.1.1 Portion des coûts de distribution non liés au réseau gazier existant allouée**
6 **aux producteurs**

7 Un nouveau client doit supporter une juste part des coûts encourus par la desserte de
8 tous les clients actuels et il est donc requis d'évaluer cette part dans le cadre de l'arrivée
9 des producteurs. Pour ce faire, les coûts devant être partagés entre les clients et les
10 producteurs ont d'abord été identifiés sur la base de l'étude de l'allocation du coût de
11 service 2008-2009. Une fois ces coûts déterminés, Gaz Métro a appliqué, en fonction
12 d'hypothèses de projets d'investissement (volumes injectés, investissements, etc.) les
13 méthodes d'allocation de ces coûts pour déterminer la part de ceux-ci devant être
14 assumés par les producteurs. Enfin, Gaz Métro a exprimé ces coûts en pourcentage des
15 investissements des nouvelles conduites, toujours selon les mêmes hypothèses, afin de
16 pouvoir fixer le ratio qui sera applicable sur les investissements lors des demandes
17 d'investissements à venir. Les paragraphes suivants détaillent un peu plus chacune de
18 ces étapes.

19 Identification des coûts

20 Gaz Métro s'est questionnée sur chacun des coûts de distribution non reliés au réseau
21 gazier existant afin d'établir un lien de causalité entre la desserte des producteurs et ces
22 coûts (voir colonne 1 du tableau 2) afin de déterminer s'ils étaient applicables ou non.
23 Parmi l'ensemble des coûts, ceux qui ont été retenus sont les suivants :

- 24 > Dépenses d'exploitation
25 Dépenses d'administration
26 Services aux clients
27 Contrats, appels clients et commandes
28 Facturation des abonnés
29 Crédit et recouvrement
30 Provisions pour mauvaises créances
31 Autres frais – comptabilité abonnés

- 1 > Dépenses d'amortissement (non reliés au réseau gazier existant)
- 2 Installations générales
- 3 > Amortissement des frais reportés (non reliés au réseau gazier existant)
- 4 Provision auto-assurance
- 5 Développement informatique – amortissement
- 6 Indemnités de départ
- 7 Frais des intervenants
- 8 Redevance à la Régie de l'énergie
- 9 > Taxes et redevance
- 10 Redevance à la Régie de l'énergie
- 11 Redevance à la Régie du bâtiment
- 12 Places d'affaires
- 13 Taxe sur le capital (non reliés au réseau gazier existant)
- 14 > Impôt sur le revenu (non reliés au réseau gazier existant)
- 15 > Rendement sur la base de tarification (rendement sur les investissements autres
- 16 que ceux reliés au réseau gazier existant)

17 Il est à noter que les redevances à la Régie de l'énergie ainsi que les redevances à la
18 Régie du bâtiment font déjà l'objet d'une catégorie à part dans le calcul des revenus
19 requis (voir section 3.4.1.2). Afin d'éviter la duplication des coûts, le ratio calculé exclura
20 donc le coût de ces redevances. Le total des coûts devant être partagés entre les clients
21 et les producteurs se retrouve à la colonne 2 du tableau 2.

22 Application des méthodes d'allocation

23 Par la suite, les coûts sélectionnés ont été répartis selon les différents facteurs
24 d'allocation entre les producteurs et les clients existants en ajoutant les producteurs à la
25 clientèle existante. Pour ce faire, Gaz Métro a établi quelques scénarios hypothétiques
26 quant au niveau des volumes injectés dans le réseau ainsi que les investissements
27 encourus par Gaz Métro pour desservir ces nouveaux clients. Par la suite, un ratio a été
28 calculé en divisant les coûts de distribution alloués aux producteurs (autres que les
29 redevances) par les investissements toujours selon les hypothèses des différents
30 scénarios. Les ratios varient entre 2,8 % et 5,6 %.

1 Établissement du ratio

2 Gaz Métro a choisi un ratio de 4 % qui représente une valeur qui se situe près de la
 3 moyenne de la plage de variabilité calculée selon les différents scénarios. Le tableau ci-
 4 après illustre un des scénarios étudiés : il s'agit d'un producteur qui injecterait environ
 5 500 Mm³ avec un investissement de 45 M\$.

6 Le résultat du détail des coûts alloués, pour ce scénario, se retrouve à la colonne 7.

7 **Tableau 2**

8 **Exemple de coûts de distribution alloués (non reliés au réseau gazier existant)**

Coûts de distribution	Producteurs						
	BUDGET 2008/2009	BUDGET 2008/2010 PRODUCTEUR	Fonction du nombre de client	Fonction des volumes	Fonction des revenus	Autres	Total
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
DÉPENSES D'EXPLOITATION	156 096 000	107 787 000	138	0	91 656	822 773	914 566
PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	14 282 000	0	0	0	0	0	0
FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	1 892 000	0	0	0	0	0	0
FONDS VERT	37 957 000	0	0	0	0	0	0
DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	86 248 000	19 911 000	0	0	0	234 729	234 729
AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS	57 697 000	15 466 000	0	62 072	62 072	156 529	280 672
TAXES ET REDEVANCE	25 057 000	1 876 263	0	0	0	21 770	21 770
IMPÔT SUR LE REVENU	32 398 000	2 831 238	0	0	256 929	0	256 929
RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	1 062 000	0	0	0	0	0	0
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIF.	124 318 000	12 830 777	0	0	0	141 362	141 362
TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	537 007 000	160 702 278	138	62 072	410 656	1 377 163	1 850 028
BASE DE TARIFICATION	1 638 631 000	45 792 000					

9
 10 Les coûts alloués pour un tel scénario sont de 1 850 028 \$ lesquels, divisés par les
 11 investissements de 45 792 000 \$ donnent un ratio de 4 %.

12 Le ratio de 4 % sera appliqué sur les investissements dans le calcul des revenus requis
 13 servant à établir les taux aux points de réception (voir section 3.4.1.2). Il est à noter que
 14 ce ratio pourrait être modifié, par la suite, lors des causes tarifaires subséquentes en
 15 fonction de l'évolution des coûts de distribution (non reliés au réseau gazier existant) et
 16 des ajustements aux méthodes d'allocation des coûts.

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver un ratio de 4 % des investissements à**
2 **titre de coûts de distribution non reliés au réseau gazier existant (autre que les**
3 **redevances) ainsi que son application dans le calcul des revenus requis lors des**
4 **demandes d'investissement afin d'établir les taux applicables aux points de**
5 **réception.**

6 *3.4.1.2 Établissement des taux aux points de réception*

7 Les taux applicables à chaque point de réception seront établis en fonction des coûts
8 d'investissement de chaque projet et de la portion des coûts de distribution non liés au
9 réseau gazier allouée aux producteurs (ratio de 4 % établi à la section précédente
10 **applicable aux investissements**).

11 Gaz Métro propose que tous les investissements liés aux conduites et aux installations
12 faisant partie des conduites de raccordement soient amortis sur la base de leur durée de
13 vie utile estimée à 20 ans. En effet, cette période d'amortissement reflète le lien entre la
14 durée d'utilisation de ces actifs (en fonction des informations obtenus par Gaz Métro) et
15 leur faible capacité à générer un revenu au-delà d'un horizon de 20 ans. Gaz Métro
16 visera un point mort tarifaire égal à la durée de vie prévue de l'actif afin d'établir les taux
17 qui seront applicables aux points de réception.

18 Le coût du capital utilisé pour l'établissement des taux aux points de réception sera le
19 coût du capital pondéré tel qu'approuvé annuellement par la Régie, ce qui assure une
20 cohérence avec la fixation des taux des tarifs de distribution de Gaz Métro actuels qui
21 sont établis annuellement à l'aide du coût du capital pondéré.

22 Les taux aux points de réception varieront en fonction des caractéristiques propres à
23 chaque projet et chaque proposition devra être examinée par la Régie lors des
24 demandes d'investissement.

25 Gaz Métro présente ci-après un exemple d'établissement d'un taux tel qu'il sera
26 présenté lors de chaque demande d'investissement. Les hypothèses de l'exemple sont
27 un point de réception regroupant plusieurs installations de producteurs permettant
28 l'injection d'un volume total de 500 M m³/an de gaz naturel et que 45 M\$
29 d'investissement sont requis pour raccorder ce point de réception au réseau de

1 Gaz Métro. Le tableau 3 présente les intrants qui seront utilisés pour calculer les
2 revenus requis.

3 **TABLEAU 3**
4 **Intrants aux revenus requis**

Hypothèses du projet	
Volume annuel (m ³)	500 000 000
Investissement total en capital (\$)	45 000 000
Coûts de distribution non liés au réseau gazier (4,0 % de l'investissement) (\$)	1 800 000
Paramètres réglementés	
Durée de vie utile des actifs (années)	20
Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³)	0,311486
Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³)	0,411000
Taux de la taxe sur les services publics	1,50%
Taux d'imposition	26,90%
Taux de la dette (coût pondéré)	6,91%
Taux de l'équité (coût pondéré de l'avoir des actionnaires ordinaires et privilégiés)	8,55%
Pourcentage de dette	54%
Pourcentage d'avoir des actionnaires (ordinaires et privilégiés)	46%
Taux pondéré du capital	7,67%
Point mort tarifaire (années)	20

5
6 À partir de ces hypothèses, il est possible de calculer les revenus requis et donc le taux
7 applicable à ce point de réception nécessaire pour que les coûts soient entièrement
8 supportés par les producteurs.

9 Le tableau 4 détaille le coût de service, l'évolution de la portion de la base de tarification
10 liée à l'actif en question et la différence entre le coût de service et le revenu tarifaire
11 annuel (le tableau présente les années 0, 1, 2 et 20).

1
2

Tableau 4
Calcul des revenus requis

Coût de service	2009	2010	2011	2012
	An 0	An 1	An 2	An 20
	en \$	en \$	en \$	en \$
Coûts de distribution non liés au réseau gazier		(1 800 000)	(1 800 000)	(1 800 000)
Taux de la taxe sur les services publics		(641 250)	(607 500)	-
Redevances		(361 243)	(361 243)	(361 243)
Dépréciation		(2 250 000)	(2 250 000)	(2 250 000)
Coût d'intérêt		(1 636 678)	(1 552 746)	(41 966)
Impôts		(966 141)	(466 601)	(527 830)
Coût de l'équité		(1 725 461)	(1 636 976)	(44 243)
Coût de service total		(9 380 773)	(8 675 066)	(5 025 282)
Base de tarification				
Équité	(20 700 000)	(20 182 500)	(19 147 500)	(517 500)
Dette	(24 300 000)	(23 692 500)	(22 477 500)	(607 500)
Coûts et tarifs				
Coût de service		9 380 773	8 675 066	5 025 282
Revenu tarifaire		7 528 718	7 528 718	7 528 718
Différence entre coût et revenu		1 852 055	1 146 348	(2 503 436)
VAN de la différence		1 720 122	988 842	(571 008)
VAN cumulative des différences annuelles		1 720 122	2 708 964	0

3

4 Dans l'exemple, les revenus requis sont de 7 525 000 \$ par année ce qui, divisés par les
5 volumes injectés de 500 Mm³/an, résulte en un taux de 1,50 ¢/m³.

6 Comme on peut l'observer, les revenus tarifaires sont fixes alors que les coûts sont
7 décroissants sur la même période. Le revenu tarifaire est, par conséquent, inférieur au
8 coût de service durant les premières années et lui est supérieur durant les dernières
9 années. Cependant, le revenu tarifaire est établi de façon à ce qu'il n'y ait pas d'impact
10 sur les tarifs des autres classes tarifaires sur la durée de vie de l'investissement. Pour
11 ce faire, la valeur actualisée nette cumulative des différences annuelles entre le coût de
12 service et le revenu tarifaire doit être égale à 0 après 20 ans (dernière ligne du
13 tableau 4). En d'autres mots, un point mort tarifaire égal à la durée de vie prévue de
14 l'actif est visé.

15 Le taux à un point de réception pourra être revu lorsqu'il y aura de nouveaux
16 producteurs qui désireront utiliser les mêmes conduites de raccordement ou lorsque

1 Gaz Métro raccordera des nouveaux clients sur les conduites auparavant uniquement
2 utilisées pour raccorder les installations d'un producteur au réseau gazier. Par exemple,
3 si les actifs en place le permettent, un autre contrat pourrait être signé pour permettre
4 qu'un producteur ait accès à une conduite de raccordement déjà utilisée ce qui, en
5 augmentant l'utilisation de l'investissement, viendrait réduire le taux nécessaire pour
6 récupérer les coûts encourus. Dans le cas où un autre producteur désirerait injecter un
7 même niveau de volume (soit 500 Mm³ additionnels) et ne requerrait pas d'actifs
8 supplémentaires, le revenu tarifaire nécessaire serait toujours de 7 525 000 \$ par année
9 divisé par les nouveaux volumes de 1 000 Mm³/an ce qui équivaldrait désormais à un
10 taux de 0,75 ¢/ m³. Gaz Métro révisera les taux des points de réception visés lors de la
11 cause tarifaire subséquente à la demande d'investissement.

12 3.4.1.3 Répartition du taux entre l'OMQ et le taux unitaire aux volumes injectés

13 Une fois le taux au point de réception établi, il était nécessaire d'évaluer quelle portion
14 de ce taux serait tarifée selon l'OMQ (portion fixe) et quelle serait tarifée selon un taux
15 variable au volume injecté.

16 Dans l'exemple présenté au tableau 4, les revenus requis sont de 7 525 000 \$ et
17 incluent les coûts de distribution reliés aux investissements (catégorie A) ainsi que les
18 coûts de distribution non liés au réseau gazier (catégorie C).

19 Dans le cas des coûts liés à la catégorie A, il s'agit de coûts qui sont entièrement fixes.
20 Par contre, dans le cas des coûts de distribution non liés au réseau gazier (catégorie C),
21 une répartition est requise entre leur portion fixe et variable. De ces coûts de la
22 catégorie C, les coûts variables sont principalement les redevances à la Régie et à la
23 Régie du bâtiment et s'élèvent à un montant de 361 243 \$. La portion fixe des coûts est
24 la différence de 7 163 757 \$, soit les revenus requis totaux de 7 525 000 \$ desquels
25 sont soustraits les coûts variables de 361 243 \$.

26 Le taux de l'OMQ sera donc établi en divisant les revenus fixes de 7 163 757 \$ par les
27 volumes de 500 Mm³/an, ce qui résulte en un taux unitaire de 1,43 ¢/m³/jour.

28 Le taux unitaire au volume injecté sera, pour sa part, établi en divisant les revenus
29 variables de 361 243 \$ par les mêmes volumes, ce qui résulte en un taux unitaire de
30 0,072 ¢/m³.

1 Du 1,50 ¢/m³ total des coûts au point de réception, la portion fixe du tarif sera donc
2 équivalente à 1,43 ¢/m³/jour et la portion variable à 0,072 ¢/m³.

3 Les taux aux points de réception seront approuvés par la Régie pour chaque nouveau
4 projet lors des demandes d'investissement selon la méthode proposée dans cette
5 section. Il est à noter que les taux pourraient être modifiés, par la suite, lors des causes
6 tarifaires subséquentes en fonction de l'évolution des coûts (taux de rendement, impôts,
7 etc.).

8 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthodologie de l'établissement**
9 **des taux aux points de réception qui sera appliquée lorsqu'il y aura un projet**
10 **d'investissement.**

11 3.4.2 Taux applicables aux points de livraison

12 Nous avons vu à la section 3.2 que les taux unitaires applicables aux points de livraison
13 étaient différents selon qu'il s'agisse de gaz naturel livré en territoire ou à l'extérieur du
14 territoire.

15 3.4.2.1 Taux unitaires aux volumes livrés en territoire

16 Rappelons que les taux unitaires aux volumes livrés en territoire doivent permettre la
17 récupération des coûts supplémentaires de transport sur le réseau TCPL/TQM qui
18 peuvent être encourus dans le cas où les volumes injectés par les producteurs excèdent
19 la capacité de la zone de consommation (voir section 3.2.1). Ces coûts seront encourus
20 pour desservir les producteurs et ceux-ci devront les assumer.

21 Gaz Métro évaluera les besoins de contracter du transport TCPL/TQM en fonction des
22 volumes totaux injectés dans une zone de consommation donnée et du profil de
23 consommation des clients de cette même zone en hiver comme en été. Dans le cas où
24 les volumes injectés dans la zone excéderont les volumes consommés par les clients, le
25 coût de transport correspondant à cette capacité excédentaire de transport TCPL/TQM,
26 que Gaz Métro devra contracter pour acheminer le gaz vers une autre zone de
27 consommation, sera calculé. Ce coût du service de transport TCPL/TQM fluctuera en
28 fonction de la distance parcourue. En effet, la distance que devra parcourir le gaz

1 excédentaire d'une zone de consommation donnée vers d'autres zones de
2 consommation sera fonction de la capacité de ces autres zones de consommation.

3 Tel que déjà mentionné à la section 3.2.1, les volumes livrés hors territoire ne sont pas
4 inclus dans la détermination des besoins additionnels de transport TCPL/TQM.
5 Gaz Métro remettra alors le gaz naturel aux producteurs aux points d'interconnexion au
6 réseau de transport TCPL/TQM.

7 Ainsi, les volumes livrés hors territoire ne seront pas considérés dans le calcul de la
8 zone de consommation, afin de déterminer les besoins de transport TCPL/TQM,
9 lorsqu'un producteur aura manifesté clairement son intention de s'occuper lui même de
10 contracter du transport TCPL/TQM. À défaut d'une telle indication d'un producteur,
11 Gaz Métro présumera que les volumes injectés seront éventuellement consommés à
12 l'intérieur du territoire et contractera les capacités de transport TCPL/TQM requises.

13 Le coût annuel des capacités de transport TCPL/TQM additionnelles sera par la suite
14 divisé par les volumes injectés dans la zone de consommation et prévus être livrés en
15 territoire par les producteurs. Le taux unitaire sera applicable à cette zone de
16 consommation. Le taux unitaire ainsi obtenu sera facturé sur tous les volumes
17 réellement injectés ayant le territoire comme point de livraison.

18 Il est entendu que Gaz Métro utilisera des prévisions de volumes injectés
19 quotidiennement et annuellement, ayant comme le territoire comme point de livraison,
20 en fonction des informations qui lui seront transmises par les producteurs mais pour fins
21 d'illustration, l'exemple ci-dessous démontre la méthodologie de calcul pour une zone de
22 consommation donnée.

23 Prenons comme exemple qu'un producteur injecte un volume de 10 000 GJ/jour dans le
24 réseau et que ce même producteur compte acheminer 1 000 GJ/jour à l'extérieur du
25 territoire. D'autre part, le volume consommé par les clients dans cette zone de
26 consommation est de 8 000 GJ/jour. Il y a donc 1 000 GJ/jour de volumes injectés en
27 surplus de la capacité de consommation des clients de la zone qui devront donc être
28 transportés vers une autre zone de consommation. Les coûts encourus sur le réseau de
29 transport TCPL/TQM, dans cette exemple, seraient de 20 000 \$/année.

1 Des frais seront applicables sur les volumes injectés ayant le territoire comme point de
2 livraison, soit 10 000 GJ moins 1 000 GJ/jour, donc 9 000 GJ/jour, multipliés par 365
3 jours, ce qui résulte en un volume annuel de 3 285 000 GJ. Les coûts de 20 000 \$
4 seront alors divisés par ces volumes. Pour cet exemple, le taux unitaire résultant de
5 0,006 \$/GJ (soit 0,027 ¢/ m³) serait donc appliqué aux volumes de 3 285 000 GJ.

6 Les taux applicables pour chaque zone de consommation seront initialement établis lors
7 des demandes d'investissement, selon la méthode proposé dans cette section. Il est à
8 noter que les taux établis pourraient être modifiés, par la suite, lors des causes tarifaires
9 subséquentes en fonction de l'évolution des besoins de transport TCPL/TQM. Ces
10 besoins sont eux-mêmes influencés par les volumes injectés des producteurs ayant le
11 territoire comme point de livraison ainsi que la consommation des clients dans cette
12 zone. De plus, si un nouveau producteur devait se raccorder à une zone de
13 consommation pour laquelle un taux au volume livré en territoire a déjà été établi,
14 Gaz Métro révisera le taux applicable à cette zone lors de la cause tarifaire subséquente
15 à la demande d'investissement.

16 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthodologie de l'établissement**
17 **des taux au point de livraison en territoire qui seront appliqués lorsqu'il y aura un**
18 **projet d'investissement.**

19 3.4.2.2 Taux unitaire aux volumes livrés hors territoire

20 Tel que déjà mentionné, les coûts d'utilisation du réseau de transport Gaz Métro existant
21 seraient partagés entre les clients et les producteurs lorsque le gaz naturel est acheminé
22 hors territoire. Le taux unitaire au volume livré hors territoire est établi sur la base d'une
23 quote-part des coûts de transport Gaz Métro du réseau de distribution existant. Il est
24 proposé d'établir une seule zone tarifaire pour le taux applicable à cette composante du
25 tarif de réception.

26 Gaz Métro devait donc identifier les coûts ayant un lien avec les conduites de transport
27 de Gaz Métro afin d'en permettre l'allocation entre les clients actuels et les producteurs.

28 La première étape est de définir quelle portion des conduites principales sont des
29 conduites de transport. Le modèle « capacité attribuée et utilisée (CAU) » permet
30 d'obtenir le facteur d'allocation CONDPRIN permettant d'allouer les conduites

1 principales. L'application de ce facteur d'allocation dans le cadre de l'étude d'allocation
2 des coûts de l'année 2008/2009 a permis d'identifier que 32 % des conduites du réseau
3 gazier sont des conduites de transport.

4 La répartition des immobilisations obtenue ci-dessus est ensuite utilisée pour répartir les
5 coûts du **réseau de** distribution **existant** entre leurs fonctionnalités distribution et
6 transport. Les coûts liés au réseau de distribution de gaz sont notamment
7 l'amortissement, les taxes sur le réseau et sur le capital, le rendement sur la base de
8 tarification ainsi que les dépenses d'exploitation.

9 Lorsque le facteur d'allocation d'un de ces coûts est CONDPRIN, le pourcentage de
10 répartition de 32 % obtenu par l'allocation des conduites principales est utilisé pour
11 également répartir le coût de distribution entre ses fonctionnalités transport et
12 distribution. Ce même pourcentage a également été appliqué pour répartir le coût du
13 gaz perdu dans le réseau.

14 Dans le cas des coûts alloués selon des facteurs dérivés (rendement sur la base de
15 tarification, taxes et impôts), comme ils sont le résultat de la somme de coûts dont
16 certains ont été alloués en fonction de CONDPRIN, les coûts alloués en fonction de ces
17 facteurs dérivés supportent également une partie des coûts liés aux conduites de
18 transport. Pour l'ensemble de ces coûts, le pourcentage alloué à la fonction transport est
19 de 16 %.

20 Dernièrement, les coûts « transmission électrique » et « réseau de transmission » ont
21 été considérés comme étant entièrement liés à la fonction de transport.

22 Le résultat de cette répartition se retrouve dans le tableau ci-après.

1
2

TABLEAU 5

Coûts liés à la portion transport

BUDGET 2008/2009	BUDGET 2008/2009	BUDGET 2008/2010	FACTEURS
		Producteur	ALLOCATION
Gaz perdu dans le réseau	7 190 000	2 282 778	FB01D
Conduites principales	13 820 000	4 387 759	CONDPRIN
Transmission électricité	1 666 000	1 666 000	FB01D
Autres	133 420 000	0	
TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	156 096 000	8 336 536	
PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	14 282 000	0	PGEE
FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	1 892 000	0	FEE
FONDS VERT	37 957 000	0	FB01FV
Contributions	(16 358 000)	(5 193 557)	CONDPRIN
Conduites principales	45 709 000	14 512 306	CONDPRIN
Terrains et servitudes	684 000	217 165	CONDPRIN
Partie civile des postes	530 000	168 272	CONDPRIN
Postes de livraison et détente (équip. régulation)	3 626 000	1 151 231	CONDPRIN
Autres	52 057 000	0	
TOTAL DÉPENSES D'AMORTISSEMENT	86 248 000	10 855 417	
TOTAL AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS	57 697 000	0	
Taxe sur le réseau	11 851 000	1 879 866	REVBRUTD
Taxe sur le capital	4 382 000	695 095	BASETARD
Réseau de transmission	2 448 000	2 448 000	CAUCPA
Autres	6 376 000	0	
TOTAL TAXES ET REDEVANCE	25 057 000	5 022 962	
Impôt sur le revenu	27 432 000	4 351 404	REVNETD
Autres	659 000	0	
TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU RELIÉ AU RENDEMENT	28 091 000	4 351 404	
TOTAL IMPÔT SUR LE REVENU NON RELIÉ AU RENDEMENT	4 307 000	0	
TOTAL RABAIS À LA CONSOMMATION ET AUTRES	1 062 000	0	
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	124 318 000	19 719 958	BASETARD
TOTAL COÛTS DE DISTRIBUTION	537 007 000	48 286 277	

3

4 En résumé, 32 % des coûts alloués selon le facteur « CONDPRIN » sont associés à la
5 fonction transport et il en est de même pour le coût « Gaz perdu dans le réseau ». Les
6 facteurs « REVBRUTD », « BASETARD » ET « REVNETD » sont des facteurs dérivés
7 et allouent donc 16 % des coûts associés à la fonction transport. Finalement, les coûts
8 « Transmission électricité » et « Réseau de transmission » sont alloués entièrement à la
9 fonction transport. Il est donc possible de constater que du total des coûts du réseau de
10 distribution de 537 M\$, 48,3 M\$ sont des coûts qui peuvent être associés à la fonction
11 transport.

1 Une fois ce montant établi, il devenait nécessaire d'en identifier la portion qui doit être
2 facturée aux producteurs dans le cas où le gaz naturel est acheminé à l'extérieur **du**
3 **territoire**. L'étude d'allocation des coûts permet d'identifier quelle portion du 48,3 M\$ est
4 attribuable à chaque tarif et un **coût** unitaire moyen associé à la fonction transport peut
5 donc être déterminé par tarif en divisant simplement ces coûts par les volumes. Comme
6 il n'y a aucun client producteur faisant partie de la base de la clientèle actuelle de
7 Gaz Métro et les volumes livrés hors **territoire** n'étant pas connus, l'étude d'allocation
8 des coûts ne peut pas **permettre d'identifier un coût** unitaire moyen pour une telle classe
9 de producteurs. Il devenait alors essentiel de déterminer une autre façon d'établir la
10 portion des coûts liés au transport qui devait être attribuée aux producteurs.

11 Comme le niveau et la stabilité des volumes injectés dans le réseau par les producteurs
12 se rapprochent des caractéristiques de consommation des clients actuels au tarif D₄,
13 Gaz Métro a choisi d'utiliser le **coût** unitaire moyen du tarif D₄, excluant le palier 4.10,
14 pour identifier le taux unitaire au volume livré hors **territoire** applicable aux clients
15 producteurs. Notons que le palier 4.10 a été exclu puisque l'unique client s'y retrouvant
16 ne consomme pas au niveau attendu d'un client à ce palier et n'est donc pas
17 représentatif.

18 Les coûts de transport alloués au tarif D₄ (toujours excluant le palier 4.10) sont de
19 11 112 086 \$ et les volumes de 1 582 973 10³m³. Le **coût** unitaire en résultant est donc
20 de 0,70 ¢/m³ et c'est le taux qui sera applicable aux producteurs **pour ce nouveau tarif**.
21 Par la suite, ce taux pourrait être mis à jour dans le cadre des causes tarifaires
22 subséquentes.

23 **Gaz Métro demande à la Régie de fixer le taux applicable de 0,70 ¢/m³ aux volumes**
24 **livrés hors **territoire** et ce, lors du présent dossier.**

25 3.5 AUTRES DISPOSITIONS

26 3.5.1 Révision de la capacité maximale contractuelle (CMC)

27 La CMC sera prévue au contrat. Les révisions à la hausse seront permises s'il est
28 physiquement possible pour Gaz Métro d'augmenter la capacité au point de réception. Si de

1 nouveaux investissements étaient nécessaires, un ajustement du taux au point de réception
2 serait requis.

3 Pour un producteur désirant réduire sa CMC, il devra en aviser Gaz Métro. Gaz Métro
4 n'aura alors pas l'obligation de trouver un autre producteur désirant cette capacité mais si le
5 distributeur trouve un producteur prêt à prendre la capacité et en assumer les **coûts**
6 afférents, Gaz Métro pourrait permettre au producteur « donneur » de réduire sa CMC. La
7 capacité ainsi libérée sera alors transférée au nouveau producteur « receveur » qui devrait
8 signer un contrat avec Gaz Métro. Si aucun autre producteur n'est prêt à reprendre, en
9 partie ou en totalité, cette capacité d'injection au point de réception, la révision à la baisse
10 ne sera pas permise.

11 **3.5.2 Traitement du dépassement de la capacité maximale contractuelle (CMC) et des**
12 **écarts entre les volumes injectés et les volumes « nominés »**

13 Les producteurs devront indiquer au distributeur, sur une base quotidienne, les volumes de
14 gaz naturel qu'ils prévoient injecter au point de réception ainsi que les points de livraison du
15 gaz injecté. Ces informations seront nécessaires afin de confirmer les volumes qui auront le
16 **territoire** comme point de livraison et de placer les « nominations » nécessaires auprès de
17 TCPL afin de transporter le gaz naturel injecté vers d'autres zones de consommation. De
18 plus, dans l'éventualité où le producteur souhaite acheminer le gaz à l'extérieur **du territoire**,
19 les informations reçues des producteurs permettront à Gaz Métro de confirmer au
20 transporteur les volumes de gaz qui seront transférés au compte du transporteur aux
21 différents points d'interconnexion entre le réseau de Gaz Métro et le réseau de transport
22 TCPL/TQM.

23 **3.5.2.1 Dépassements quotidiens de la capacité maximale contractuelle (CMC)**

24 Si un producteur souhaite injecter, au cours d'une journée donnée, un volume de gaz
25 supérieur à sa CMC, il pourra en faire la demande à travers le processus de
26 « nominations » quotidiennes qui sera mis en place. Gaz Métro évaluera alors s'il est
27 opérationnellement possible d'accepter le gaz du producteur, en fonction de l'ensemble
28 des demandes reçues selon les points de livraison, de la consommation locale prévue et
29 des capacités de transport TCPL/TQM disponibles. Si Gaz Métro est en mesure
30 d'accepter le gaz naturel du producteur au-delà de la CMC, ce dernier se verra facturer
31 le taux unitaire au volume injecté applicable au point de réception ainsi que le taux

1 unitaire au volume livré en territoire applicable à sa zone de consommation ou le taux
2 unitaire au volume livré hors territoire, le cas échéant. La portion fixe du tarif ne sera pas
3 facturée pour les volumes excédentaires car ce service sera rendu grâce aux
4 installations qui seront déjà totalement facturées aux producteurs via l'OMQ du tarif de
5 réception aux points de réception.

6 Si plus d'un producteur font des demandes concurrentes pour injecter des volumes de
7 gaz supplémentaires et que lesdits volumes excèdent la capacité de Gaz Métro
8 d'accepter le gaz, Gaz Métro fera une répartition de la capacité disponible au *pro rata*
9 des volumes excédentaires « nominés » par les producteurs et ce, sur une base
10 quotidienne.

11 3.5.2.2 *Écarts entre les volumes « nominés » et les volumes injectés*

12 Une certaine marge de tolérance entre les volumes « nominés » et les volumes
13 effectivement injectés au point de réception par le producteur sera accordée. De son
14 côté, Gaz Métro est tenue de respecter, auprès de TCPL, une marge de tolérance de
15 2 % quotidiennement et de 4 % sur une base cumulative. Les variations entre les
16 volumes réellement injectés et les volumes prévus se répercuteront, dans la plupart des
17 cas, sur les volumes retirés du système du transporteur ou injectés dans ce système.

18 En raison de ce lien direct, Gaz Métro propose d'appliquer les règles d'équilibrage du
19 réseau de transport TCPL/TQM à la clientèle du tarif de réception. Le traitement existant
20 des déséquilibres quotidiens dans les tarifs de Gaz Métro qui prévoit le rachat par
21 Gaz Métro des livraisons excédentaires et une vente de gaz par Gaz Métro ne lui
22 semble pas approprié pour le tarif de réception. En effet, obliger le rachat d'une livraison
23 de gaz non prévue règle la situation de la propriété du gaz mais ne permet pas de
24 corriger l'écart qui s'est créé au niveau du transporteur. L'écart devra être corrigé en
25 sens inverse pour ramener l'équilibre, ce qui entraînerait un second règlement financier.

26 Le mécanisme prévu au niveau du système de transport TCPL/TQM est en deux étapes.
27 Premièrement, il y a un équilibre quotidien qui doit être respecté. Bien que l'ensemble
28 des volumes mesurés soit comptabilisé, aucuns frais ne sont exigés par le transporteur
29 lorsque l'écart quotidien entre les volumes « nominés » et les volumes effectivement
30 injectés ou retirés est inférieur à 2 % du volume total « nominé » à ce point de réception.

1 Pour les écarts quotidiens supérieurs à 2 %, des frais sont exigés et varient en fonction
2 de l'ampleur du déséquilibre. Au niveau du transporteur, les taux sont fonction d'un
3 pourcentage du tarif de transport de la zone est et ce, peu importe l'endroit où survient
4 le déséquilibre sur son réseau. Par souci de simplicité, Gaz Métro se propose de
5 convertir ces taux en \$/GJ (ou ¢/ m³) et d'appliquer ces taux selon les mêmes plages
6 d'écart à la clientèle assujettie au tarif de réception. Le tableau ci-après présente les
7 taux proposés.

8 **TABLEAU 6**
9 **Taux pour déséquilibres quotidiens entre livraisons et « nominations »**

Taux applicables aux déséquilibres quotidiens					
Écart	Moins de 2 %	2 % à 4 %	4 % à 8 %	8 % à 10 %	Plus de 10 %
Taux (\$/GJ)	0,000	0,328	0,819	1,229	1,638
Taux (¢/m ³)	0,000	1,241	3,103	4,655	6,207

10
11 Les taux applicables ci-dessus ont été calculés en fonction des tarifs de TCPL en
12 vigueur au 1^{er} janvier 2010. Les taux seront révisés lors des modifications des tarifs du
13 transporteur.

14 Tout écart quotidien est ajouté ou soustrait au solde précédent du compte d'écart
15 cumulatif. Des frais sont exigibles lorsque le solde quotidien du compte d'écart cumulatif
16 est supérieur à 4 % du plus élevé des volumes « nominés » ou de la moyenne des
17 volumes « nominés » des 30 derniers jours. Les frais cumulatifs sont également fonction
18 des tarifs de transport en vigueur de TCPL. Le tableau ci-dessous présente les taux
19 proposés.

TABLEAU 7

Taux pour soldes d'écart cumulatifs

Taux applicables aux écarts cumulatifs			
Solde	Moins de 4 %	4 % à 6 %	Plus de 6 %
Taux (\$/GJ)	0,000	0,246	0,411
Taux (¢/m ³)	0,000	0,931	1,552

Les taux applicables ci-dessus ont été calculés en fonction des tarifs de TCPL en vigueur au 1^{er} janvier 2010. Les taux seront révisés lors des modifications des tarifs du transporteur.

Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthodologie de l'établissement des taux applicables aux déséquilibres quotidiens et cumulatifs ainsi que de fixer ces taux selon les tarifs de TCPL en vigueur au moment de rendre sa décision.

3.5.3 Durée de contrat, renouvellement et indemnité

Gaz Métro exigera des contrats initiaux d'une durée minimum de 10 ans pour les clients assujettis au tarif de réception. À l'expiration du contrat initial convenu avec le producteur, celui-ci pourrait devoir renouveler son contrat ou, dans certaines circonstances, devoir payer une indemnité. Dans l'éventualité où le producteur décidait de ne pas renouveler le contrat et que le point mort tarifaire n'est pas atteint, celui-ci devra payer une indemnité à Gaz Métro. Cette indemnité devrait équivaloir à la valeur aux livres des actifs à ce moment plus le manque à gagner tarifaire que le producteur aurait payé s'il avait été sous contrat jusqu'à l'atteinte du point mort tarifaire, lequel devrait correspondre, dans la plupart des cas, à la durée de l'amortissement, soit 20 ans.

Dans le cas où un autre producteur demandait d'accéder, au cours de la période couverte par l'indemnité, à une partie ou à la totalité de la CMC libérée par le producteur ayant payé l'indemnité, ce dernier aurait droit au remboursement d'une partie de cette indemnité selon entente entre les parties.

1 3.5.4 Composition du gaz naturel et de la teneur calorifique

2 La composition du gaz naturel ainsi que sa teneur calorifique pourrait varier selon la source
3 de production. Pour la production gazière au Québec, Gaz Métro exigerait des producteurs
4 que la composition du gaz naturel ainsi que sa teneur calorifique rencontre les mêmes
5 critères que ceux approuvés par l'ONE afin d'être injecté dans son réseau gazier. Le gaz
6 reçu devra, entre autres, être exempt de sable, poussière, impuretés, etc. Gaz Métro veut
7 toutefois se réserver le droit d'ajouter des critères additionnels aux spécifications
8 approuvées par l'ONE si la provenance du gaz fait en sorte que certains contaminants
9 doivent être contrôlés de façon plus spécifiques. Un chromatographe sera installé soit au
10 point de réception ou au point d'injection (lorsque différent du point de réception) et ce, afin
11 de vérifier que le gaz injecté est conforme.

12 Si le gaz reçu n'est pas conforme, Gaz Métro avisera le client et pourra suspendre
13 immédiatement la réception de gaz non conforme en attendant que les mesures correctives
14 soient prises ou continuer de recevoir le gaz naturel non conforme. Dans ce cas, le
15 producteur devra prendre les mesures nécessaires pour se conformer aux normes dans les
16 30 jours, à défaut de quoi Gaz Métro refusera le gaz non conforme. Dans tous les cas, le
17 producteur devra s'acquitter de ses obligations envers Gaz Métro. De plus, le producteur
18 devra également rembourser le distributeur pour tous les coûts occasionnés par l'injection
19 de gaz naturel non conforme.

20 3.5.5 Pression

21 Au point de réception, le gaz du producteur devra être à la pression définie par Gaz Métro
22 au contrat, jusqu'à un maximum de 110 % de cette pression. Le producteur devra se
23 procurer les outils lui assurant que le maximum ne sera pas dépassé.

24 3.5.6 Interruptions et réduction de la réception de gaz naturel

25 Gaz Métro pourrait interrompre ou réduire le service, avec un préavis de 48 heures, afin
26 d'effectuer des travaux sur son réseau (réparations, entretien, mise à niveau, etc.). Lors de
27 circonstances non prévues, Gaz Métro pourrait interrompre ou réduire le service sans ce
28 préavis.

1 L'ordre de priorité des interruptions aux points de réception serait établi de la manière
2 suivante : dans un premier temps, les volumes qui dépassent la CMC seront interrompus et
3 par la suite, les producteurs affectés seront interrompus au *pro rata* de leur CMC.

4 3.5.7 Possession et contrôle du gaz naturel

5 Le gaz sera présumé en possession et sous le contrôle de Gaz Métro dès qu'il sera reçu
6 dans le réseau gazier de Gaz Métro. Le transfert s'effectuera donc au point de réception,
7 c'est-à-dire le lieu physique où les installations appartenant au producteur rejoignent celles
8 appartenant à Gaz Métro. Si le gaz reçu est destiné à être consommé par la clientèle de
9 Gaz Métro, soit via la fourniture de gaz naturel par le service du distributeur ou le service
10 fourni par les clients, le gaz demeurera sous la possession et le contrôle de Gaz Métro
11 jusqu'à la livraison à la clientèle. En ce qui a trait au gaz destiné à l'extérieur du territoire de
12 Gaz Métro, la possession et le contrôle du gaz sera retransmise aux producteurs aux points
13 d'interconnexion au réseau de TCPL/TQM.

14 4 CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

15 Les *Conditions de service et Tarif* prévoient les conditions et les tarifs auxquels sont assujettis
16 les clients. Ce document a toutefois été conçu dans le contexte où il était seulement question
17 des services rendus aux clients consommateurs. L'arrivée des clients producteurs exigera de
18 Gaz Métro qu'elle modifie le texte actuel pour y inclure certains changements ou certaines
19 spécificités liés à la desserte de cette nouvelle catégorie de clients.

20 Les sections 4.1 et 4.2 qui suivent traitent respectivement des modifications qui sont apportées
21 aux sections I (« Dispositions générales ») et II (« Conditions de service ») des *Conditions de*
22 *services et Tarif*, de même que celles relatives à l'article 16.1 de ce même document.

23 Gaz Métro dépose le document complet *Conditions de service et Tarif*, incluant le texte du tarif
24 de réception (Gaz Métro-2, Documents 1 et 2) devant faire l'objet d'approbation par la Régie
25 dans le cadre du présent dossier. Le texte original des *Conditions de service et Tarif* correspond
26 à celui déposé dans le cadre de la phase 2 de la Cause tarifaire 2011 (R-3720-2010,
27 Gaz Métro-14, Documents 1 et 2). Les modifications apportées à ce texte sont surlignées en
28 rose pour en faciliter le repérage.

1 **Gaz Métro demande que la Régie approuve les modifications apportées aux *Conditions***
2 ***de service et Tarif*, incluant le texte du tarif de réception (Gaz Métro-2, Documents 1 et 2).**

3 4.1 SECTIONS I ET II – DISPOSITIONS GÉNÉRALES ET CONDITIONS DE SERVICE

4 Les clients assujettis au tarif de réception de gaz naturel seront également assujettis aux
5 *dispositions générales* et conditions de service telles que prévues au document *Conditions de*
6 *service et Tarif*. Toutefois, le contexte particulier de l'injection de gaz naturel dans le réseau de
7 distribution de Gaz Métro impliquera la modification de certaines de ces conditions.

8 4.1.1 Chapitre 1. Application

9 Certaines définitions devront être ajoutées à la section 1.3 *Définitions* dans le cas où ces
10 définitions impliquent des fonctionnalités particulières à la réception du gaz naturel. De plus,
11 des modifications à des définitions existantes seront apportées afin d'y spécifier les
12 applications additionnelles quant à la réception du gaz naturel.

13 Les nouvelles définitions suivantes devront être ajoutées aux *Conditions de service et Tarif* :

- 14 > « **Nomination** » : Demande d'une quantité de gaz naturel dans le cadre d'une
15 entente de service de fourniture ou de transport.
- 16 > **Point de livraison pour le client qui injecte** : Lieu physique ou géographique où le
17 gaz naturel est livré en *territoire* sur le réseau gazier de Gaz Métro ou à l'extérieur de
18 celui-ci (hors *territoire*).
- 19 > **Point de réception** : Lieu physique où les installations des producteurs rejoignent les
20 conduites de raccordement de Gaz Métro en vue de l'acheminement du gaz naturel
21 au réseau gazier.
- 22 > **Transport TCPL/TQM** : Transport de gaz naturel à l'intérieur *du territoire* de
23 Gaz Métro entre les différentes zones de consommation ou à l'extérieur *du territoire*
24 de Gaz Métro, via le réseau de transport de TCPL/TQM.
- 25 > **Volumes livrés en *territoire*** : Livraison de gaz naturel à l'ensemble du réseau de
26 Gaz Métro.
- 27 > **Volumes livrés hors *territoire*** : Livraison de gaz naturel à un point d'interconnexion
28 au réseau TCPL/TQM.

1 > **Zone de consommation** : Zone géographique à partir du point d'interconnexion au
2 réseau TCPL/TQM délimitant la portion du réseau de Gaz Métro rattaché à ce point
3 d'interconnexion.

4 Les définitions suivantes, déjà existantes aux *Conditions de service et Tarif*, devront être
5 modifiées pour tenir compte de la venue des nouveaux clients producteurs de gaz naturel :

6 « **ADRESSE DE SERVICE**

7 *L'adresse qui est ou qui sera raccordée au réseau de distribution, incluant le point de*
8 *réception. »*

9 « **APPAREIL DE MESURAGE**

10 *Tout appareil ou ensemble d'appareils servant à mesurer le gaz naturel retiré ou injecté par*
11 *le client, ce qui inclut notamment le compteur, muni ou non d'un dispositif de lecture à*
12 *distance. »*

13 « **FACTEUR DE PRESSION**

14 *Le coefficient appliqué à la mesure du volume de gaz naturel retiré ou injecté par le client,*
15 *afin de tenir compte de la pression atmosphérique et de la pression de livraison. »*

16 « **FACTEUR MULTIPLICATEUR**

17 *Le coefficient appliqué à la mesure du volume de gaz naturel retiré ou injecté par le client,*
18 *afin de tenir compte des caractéristiques de l'appareil de mesurage. »*

19 « **OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE**

20 *Volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage*
21 *à payer, conformément au Tarif, qu'il le retire ou l'injecte, ou non. »*

22 « **POINT DE MESURAGE**

23 *Un appareil de mesurage, ou plus d'un appareil de mesurage si le distributeur juge à propos*
24 *d'en utiliser plus d'un, mesurant le gaz naturel retiré par un même client et desservant un ou*
25 *plusieurs édifices ou installations situés sur un même emplacement occupé par ce client ou*
26 *mesurant le gaz naturel injecté par un client. »*

27 4.1.2 Chapitre 2. Réseau de distribution

28 Puisque les dispositions relatives au réseau de distribution sont applicables aux clients qui
29 injectent du gaz naturel dans ce réseau de distribution, peu de modifications sont requises

1 au Chapitre 2. Toutefois Gaz Métro propose de préciser que ces dispositions s'appliquent
2 également à ces clients. L'article 2.1 se lirait donc comme suit :

3 *« 2.1 Réseau de distribution*

4 *Le distributeur détermine l'emplacement de son réseau de distribution, lequel inclut le point*
5 *de réception.*

6 *Le distributeur est propriétaire du réseau de distribution et il fournit, installe, opère et*
7 *entretient le réseau jusqu'au point de livraison au client ou de réception.*

8 *À l'exclusion du distributeur ou de tout agent autorisé, nul ne peut, à aucun moment, ni*
9 *d'aucune façon, modifier ou altérer le réseau de distribution du distributeur. »*

10 4.1.3 Chapitre 3. Services

11 Peu de modifications sont requises à ce chapitre mais Gaz Métro propose de préciser que
12 les services offerts ne s'appliquent pas au tarif de réception. Gaz Métro propose d'apporter
13 la distinction à l'article 3.1 de la façon suivante :

14 *« Le service de distribution est offert exclusivement par le distributeur sur son territoire, tel*
15 *que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie.*

16 *Sauf pour les clients assujettis au tarif de réception, les services suivants peuvent, au choix*
17 *du client, être obtenus du distributeur ou, sous réserve du Tarif, être pris en charge par le*
18 *client auprès d'un ou plusieurs fournisseurs :*

19 1° *le service de fourniture, incluant le service de gaz d'appoint;*

20 2° *le service de gaz de compression;*

21 3° *le service de transport;*

22 4° *le service d'équilibrage.*

23 *Le distributeur fournit par défaut ces services, conformément au Tarif, à moins que le client*
24 *ne l'avise de son intention de prendre en charge un ou plusieurs de ces services. »*

25 4.1.4 Chapitre 4. Demande de service de gaz naturel et contrat

26 Les principes de la demande de service sont également applicables à la demande
27 d'injection. Certains détails relatifs à l'application de la demande d'injection se doivent par
28 contre d'être précisés dans le chapitre 4. Tout d'abord, un ajout sera apporté au titre afin d'y
29 préciser que l'injection y est également assujettie. Ainsi, le titre se lira donc « Demande de

1 service ou d'injection de gaz naturel et contrat ». Le titre de l'article 4.1 sera également
2 modifié pour se lire « Demande de service ou d'injection de gaz naturel » et le titre 4.1.1 se
3 lira : « Façons de procéder à la demande de service ou d'injection ». En ce qui a trait à
4 l'article 4.1.1.1, Gaz Métro propose de préciser que dans le cas d'un client assujetti au tarif
5 de réception, la demande doit être écrite. L'article se lira de la manière suivante :

6 *« 4.1.1.1 Adresse reliée au réseau de distribution*

7 *La demande de service peut être faite au distributeur par téléphone, courrier, courriel,*
8 *télécopieur ou sur le site Internet du distributeur. Si le distributeur l'exige, cette demande doit*
9 *être écrite lorsque le demandeur n'entend pas occuper l'adresse visée.*

10 *La demande de service d'un client assujetti au tarif de réception doit être faite par écrit. »*

11 Des modifications doivent également être apportées à l'article 4.5 afin de préciser certains
12 détails applicables au tarif de réception. Ainsi, l'article 4.5.1 sera modifié comme suit :

13 *« 4.5.1 FORME*

14 *Le contrat est écrit dans les cas suivants :*

- 15 1° *le client est facturé au tarif de distribution D_M , D_3 , D_4 , ou D_5 ou tarif de réception;*
16 2° *le client est assujetti à une obligation minimale annuelle;*
17 3° *le client a conclu une entente de fourniture de gaz naturel à prix fixe;*
18 4° *le client doit verser une contribution financière au distributeur. »*

19 4.1.5 Chapitre 5. Mesurage

20 Les dispositions prévues au chapitre sur le mesurage sont applicables tant aux clients des
21 tarifs de distribution qu'aux clients du tarif de réception. Certaines modifications doivent
22 toutefois être apportées, de manière à tenir compte du nouveau tarif proposé.

23 Tout d'abord, l'article 5.1.1 doit être modifié afin qu'il soit précisé qu'il est également
24 applicable aux clients assujettis au tarif de réception. Cet article est modifié comme suit :

25 *« 5.1.1 APPAREIL DE MESURAGE APPARTENANT AU DISTRIBUTEUR*

26 *Le distributeur détermine le type d'appareil de mesurage à utiliser au point de livraison au*
27 *client ou au point de réception. Il installe, opère et entretient un appareil de mesurage afin de*
28 *mesurer le gaz naturel retiré ou injecté par le client.*

29 *Le client ne peut modifier ou altérer l'appareil de mesurage du distributeur.*

1 5.1.3 APPAREIL DE MESURAGE APPARTENANT AU CLIENT

2 Le client peut, sur la tuyauterie qui lui appartient, installer, opérer et entretenir à ses frais son
3 propre appareil de mesurage.

4 L'appareil du client doit cependant être installé en aval de l'appareil de mesurage du
5 distributeur dans le cas du client assujetti au tarif de distribution et en amont dans le cas d'un
6 client assujetti au tarif de réception.

7 L'appareil de mesurage qui appartient au client doit être installé, opéré et entretenu de façon
8 sécuritaire et de manière à ne pas nuire aux activités du distributeur. »

9 Dans le même objectif de préciser l'applicabilité des articles aux clients assujettis au tarif de
10 réception, une modification doit être apportée à l'article 5.2, lequel se lirait comme suit :

11 « 5.2 MESURE DU VOLUME DE GAZ NATUREL RETIRÉ OU INJECTÉ

12 L'appareil de mesurage indique le volume de gaz naturel retiré ou injecté par le client, soit en
13 unité métrique, soit en unité impériale. Aux fins de la facturation, la mesure du volume en
14 unité impériale est convertie en unité métrique. »

15 Un ajout est également fait à l'alinéa 4 de l'article 5.3.2 afin de prévoir la fréquence de
16 lecture des clients assujettis au tarif de réception :

17 « 5.3.2 FRÉQUENCE DES LECTURES

18 De plus, dans les cas où le gaz naturel est facturé aux tarifs D_4 , D_5 , ~~D_4~~ - D_3 et D_5 en
19 combinaison ou au tarif de réception, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les jours.
20 Dans le cas où le gaz naturel est facturé au tarif D_M , le distributeur lit l'appareil de mesurage
21 tous les mois. »

22 L'article 5.4 doit également être modifié afin de le rendre applicable aux clients du tarif de
23 réception :

24 « 5.4 VOLUME DE GAZ NATUREL RETIRÉ OU INJECTÉ PAR LE CLIENT

25 Le calcul du volume de gaz naturel retiré ou injecté se fait en établissant la différence entre
26 deux (2) lectures consécutives de l'appareil de mesurage. À défaut par le distributeur
27 d'obtenir une lecture de l'appareil de mesurage avant l'émission de la facture, le distributeur
28 estime le volume de gaz naturel retiré ou injecté par le client ».

1 4.1.6 Chapitre 6. Facturation

2 Tout comme au chapitre précédent, les dispositions prévues au chapitre sur la facturation
3 sont applicables à tous les clients, bien que quelques modifications contextuelles doivent
4 être apportées.

5 Tout d'abord l'article 6.1.1 sera modifié de manière à le rendre applicable aux clients du tarif
6 de réception :

7 « 6.1.1 VOLUME DE GAZ NATUREL FACTURÉ

8 *Aux fins de facturation, le volume sera ajusté à un pouvoir calorifique supérieur de*
9 *37,89 MJ/m³.*

10 *Le distributeur facture au client tous les mois, le volume de gaz naturel retiré ou injecté, réel*
11 *ou estimé, à l'adresse de service.*

12 *Cependant, le distributeur peut facturer tous les deux (2) mois le client qui est facturé au tarif*
13 *D₁ et qui retire un volume de moins de 1000 m³/année de gaz naturel.*

14 *La facturation est établie selon le volume retiré ou injecté, réel ou estimé à chaque appareil*
15 *de mesurage. Toutefois, lorsque le distributeur choisit d'utiliser plus d'un appareil de*
16 *mesurage en un seul point de livraison au client ou point de réception, la facturation est*
17 *établie selon la somme des volumes retirés ou injectés à ces différents appareils de*
18 *mesurage, comme s'il n'y en avait qu'un seul.*

19 *Lorsqu'un client sous un tarif autre que le tarif D₁ est facturé selon un volume estimé, sa*
20 *facture doit être révisée et lui être transmise lorsque le volume réel devient connu. »*

21 4.1.7 Chapitre 7. Paiement

22 Une seule modification est proposée au chapitre concernant le paiement, soit à l'article
23 7.3.1 concernant la responsabilité du paiement en cas de contrat écrit. Il est proposé de
24 supprimer les termes « de gaz naturel » à la toute fin de l'article. En effet, cette mention est
25 non seulement inutile mais elle pourrait également créer de la confusion, dans la mesure où
26 les factures émises par Gaz Métro ne sont pas uniquement pour la fourniture de gaz naturel
27 mais comprennent également les autres services fournis par le distributeur, dont le service
28 de distribution. L'article modifié se lit donc comme suit :

1 *« 7.3.1 CONTRAT ÉCRIT*

2 *Tous les clients ayant formé un même contrat sont solidairement responsables du paiement*
3 *total des factures ~~de gaz naturel~~ ».*

4 4.1.8 Chapitre 8. Dépôt

5 Le chapitre portant sur les dépôts nécessite quant à lui des modifications, certaines de
6 clarification, d'autres plus importantes. Tout d'abord, l'article 8.1 sera légèrement modifié,
7 afin d'inscrire au pluriel l'application du dépôt aux « services de gaz naturel », expression
8 qui comprend la distribution, la fourniture, le gaz de compression, le transport et
9 l'équilibrage. Le deuxième alinéa de cet article énonce par ailleurs les services de gaz
10 naturel, au pluriel. L'article proposé se lit donc comme suit :

11 *« 8.1 Exigibilité*

12 *Lorsque le distributeur exige un dépôt pour un ou plusieurs ~~le~~ service(s) de gaz naturel à une*
13 *adresse de service, il doit informer le client des raisons le justifiant.*

14 *[...] »*

15 Gaz Métro souhaite pouvoir exiger un dépôt à tous les clients assujettis au tarif de
16 réception. Dans cet objectif, il est proposé d'ajouter un article 8.1.3 afin de préciser
17 l'exigibilité d'un dépôt aux clients de ce tarif. Ce nouvel article se lira comme suit :

18 *« 8.1.3 CLIENTS ASSUJETTIS AU TARIF DE RÉCEPTION DE GAZ NATUREL*

19 *Le distributeur peut exiger un dépôt, lors de la demande de service ou en cours de contrat, à*
20 *tout client assujetti au tarif de réception. »*

21 De la même manière que pour l'article 8.1, une distinction devra également être apportée à
22 l'article 8.2 pour prévoir de quelle façon le montant du dépôt sera défini dans le cas des
23 clients assujettis au service de réception de gaz naturel. Les dispositions actuelles en
24 matière de dépôt autorisent Gaz Métro à demander un dépôt de garantie équivalant aux
25 deux mois de consommation les plus élevés. Dans le contexte régulier des opérations de
26 Gaz Métro, cette couverture de deux mois est appropriée. Par contre, dans le contexte de la
27 production de gaz naturel au Québec, Gaz Métro considère que ce niveau de protection
28 serait insuffisant et propose plutôt un dépôt de garantie équivalent à 12 mois de service.

29 Un article 8.2.3 sera donc inséré, lequel se lira comme suit :

1 « 8.2.3 CLIENTS ASSUJETTIS AU TARIF DE RÉCEPTION DE GAZ NATUREL

2 Le montant du dépôt n'excède pas la somme des montants équivalents à 12 mois de
3 service. »

4 Gaz Métro ne propose aucune modification à l'article 8.3. Toutefois, une précision doit être
5 apportée à l'article 8.4 pour y prévoir le cas des clients assujettis au tarif de réception de
6 gaz naturel. L'article serait modifié comme suit :

7 « 8.4 DÉLAI DE CONSERVATION

8 Le délai de conservation initial d'un dépôt est de :

9 1° 12 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un usage
10 domestique;

11 2° 36 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage;

12 3° 60 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client assujetti au tarif de réception.

13 Lorsque le client fait défaut de payer au moins une facture de gaz naturel à la date
14 d'échéance durant la période de conservation du dépôt, le distributeur renouvelle le délai de
15 conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial. »

16 Des ajouts doivent également être apportés à l'article 8.6 afin de tenir compte des
17 particularités propres à l'injection du gaz naturel dans le réseau de Gaz Métro. En effet,
18 l'interruption de service ne peut être une option dans tous les cas de clients assujettis au
19 tarif de réception étant donné que la stratégie d'approvisionnement de Gaz Métro peut
20 dépendre en partie du gaz injecté par un producteur. Pour cette raison, Gaz Métro souhaite
21 pouvoir appliquer le dépôt sur une facture du client bien qu'il n'y ait pas eu fin de contrat ou
22 interruption. Gaz Métro propose donc l'ajout de l'article 8.6.1.3, lequel se lirait comme suit :

23 « 8.6.1.3 Clients assujettis au tarif de réception de gaz naturel

24 Le distributeur peut, sans préjudice à ses autres droits et recours, appliquer le dépôt ou le
25 produit de toute garantie fournie sur une facture du client assujetti au tarif de réception
26 lorsqu'une facture demeure impayée à la date d'échéance. »

27 4.1.9 Chapitre 9. Recouvrement

28 Aucune modification n'est requise au chapitre concernant le recouvrement. En effet, bien
29 que le contexte particulier de l'injection de gaz naturel dans le réseau puisse rendre plus
30 difficile certaines étapes de recouvrement, dont l'interruption de service, il est souhaitable
31 que Gaz Métro se réserve ce droit, afin de protéger l'ensemble de sa clientèle.

1 **4.2 ARTICLE 16.1 – DISPOSITIONS GÉNÉRALES**

2 Actuellement, les *Conditions de service et Tarif* prévoient le service de distribution aux clients
3 ainsi que les autres services offerts par le distributeur. Le service de réception étant un service
4 permettant l'injection de gaz naturel dans le réseau pour fins de transport et distribution, le
5 nouveau tarif de réception de gaz naturel fera partie du service de distribution.

6 Les dispositions générales prévues au chapitre 16. *Distribution* sont celles du service de
7 distribution. Ce service de distribution serait scindé en deux sections. La première section
8 reprendrait les tarifs de distribution actuels et une seconde section serait créée pour y décrire le
9 tarif de réception. Toutefois, les dispositions générales du service de distribution
10 s'appliqueraient à la fois aux tarifs de distribution et au tarif de réception et quelques
11 modifications à l'article 16.1 *Dispositions générales* s'imposent.

12 4.2.1 Article 16.1.1 Droit au tarif le plus avantageux

13 Une modification doit être apportée pour signifier que ce droit s'applique aux tarifs de
14 distribution seulement puisqu'il n'existe qu'un seul tarif de réception.

15 Ainsi l'article serait modifié de la façon suivante :

16 « Le client a le droit de bénéficier du tarif de distribution le plus avantageux, selon les
17 modalités suivantes :

- 18 a) ~~ce~~ le tarif de distribution doit être convenu pour toute la durée du contrat sous réserve
19 de modifications subséquentes par entente entre les parties au volume souscrit, à
20 l'obligation minimale annuelle et au prix convenu;
- 21 b) le client qui a un contrat verbal peut changer de tarif de distribution après entente
22 avec le distributeur. »

23 4.2.2 Article 16.1.2 Tarif de distribution par défaut

24 Aucune modification n'est requise à cet article 16.1.2 puisque la condition ne s'applique déjà
25 qu'au tarif de distribution et n'a donc aucun effet sur le tarif de réception.

26 4.2.3 Article 16.1.5 Ajustements subséquents

27 L'article 16.1.5 *Ajustements subséquents* devrait être modifié comme suit pour y inclure le
28 tarif de réception :

1 *« Les tarifs de distribution et de réception sont sujets aux modifications tarifaires décrétées*
2 *par la Régie de l'énergie survenues après la mise en vigueur des présents tarifs pour tenir*
3 *compte de toute variation des frais d'exploitation découlant de la décision d'une autorité*
4 *compétente (législateurs, gouvernements et organismes publics) (« fait du prince »). »*

5 5 EFFETS SUR LES AUTRES SERVICES

6 Gaz Métro a déjà entamé des réflexions sur les impacts qu'aura l'arrivée de nouvelles sources
7 d'approvisionnement sur la gestion de l'approvisionnement de la clientèle. Au même titre que
8 l'implantation de ports méthaniers, l'arrivée de la production du gaz naturel au Québec aura des
9 impacts sur le plan d'approvisionnement de Gaz Métro. À cet effet, à la suite d'une demande de
10 la Régie, Gaz Métro a déposé une preuve dans le dossier tarifaire R-3630-2007 sous le
11 document Gaz Métro-4, Document 1, traitant des répercussions de l'implantation possible d'un
12 ou de plusieurs ports méthaniers au Québec sur les stratégies optimales d'approvisionnement.
13 De façon plus spécifique, les principaux effets que pourra avoir le développement de la
14 production gazière sur les autres services de Gaz Métro sont décrits dans les sections ci-
15 dessous. Les effets tangibles sur les plans d'approvisionnement futurs seront présentés à la
16 Régie dès que la production gazière se sera manifestée concrètement.

17 5.1 FOURNITURE DE GAZ NATUREL ET GAZ DE COMPRESSION

18 L'arrivée du gaz produit au Québec et injecté directement dans le réseau de Gaz Métro
19 constitue une source d'approvisionnement complémentaire au gaz provenant de l'Ouest
20 canadien acheminé par TCPL. Dans le cas où Gaz Métro s'approvisionnerait auprès de cette
21 nouvelle source de gaz naturel, cela se traduirait par une baisse des achats de fourniture de
22 l'Ouest canadien. La fourniture que Gaz Métro achèterait auprès des producteurs serait
23 fonctionnalisée entre les services de fourniture, gaz de compression, transport et équilibrage
24 selon les mêmes principes que ceux actuellement appliqués pour les achats effectués à Dawn.

25 5.2 TRANSPORT

26 La possibilité pour Gaz Métro ou pour les clients d'acheter le gaz naturel directement en
27 territoire entraînerait, de façon ponctuelle, des excédents de transport.

1 Dans le cas où un client actuel de Gaz Métro fournirait son propre service de fourniture de gaz
2 naturel via des producteurs de gaz naturel au Québec, les règles actuelles relatives à une
3 livraison en territoire, impliquant que le client devra alors fournir son propre service de transport,
4 seraient applicables. Ce client se verrait donc céder la capacité de transport déjà détenue pour
5 lui par Gaz Métro à moins de fournir un avis avant le 1^{er} mars, avis qui permettrait à Gaz Métro
6 de se départir de certaines capacités auprès de TCPL. Le client serait tenu par la suite de livrer
7 du gaz naturel en territoire de Gaz Métro de la façon qui lui conviendrait le mieux, incluant des
8 achats de gaz naturel produit au Québec.

9 Il pourrait arriver que Gaz Métro ait également à se départir de ses contrats de transport ferme
10 (FTLH) pour des volumes équivalents aux capacités contractées de gaz naturel produit au
11 Québec. La majeure partie des contrats de transport FTLH détenus par Gaz Métro sont
12 renouvelables annuellement, fournissant ainsi la marge de manœuvre nécessaire pour être en
13 mesure de recevoir des livraisons de gaz directement dans son territoire. Par contre, une
14 période transitoire sera requise afin de s'assurer de la sécurité d'approvisionnement en gaz
15 naturel produit au Québec avant de retourner définitivement les capacités de transport à TCPL.
16 Ainsi, les excédents de transport seraient vendus sur les marchés secondaires. Gaz Métro
17 entrevoit un processus graduel de retour de ces capacités à TCPL afin de rééquilibrer la
18 structure d'approvisionnement.

19 Par ailleurs, comme les clients fournissant leur propre service de fourniture livrent uniformément
20 leur gaz naturel tout au long de l'année, les volumes de gaz reçus par Gaz Métro lors d'une
21 journée donnée peuvent être supérieurs ou inférieurs à la consommation du territoire lors de
22 cette journée. S'il y a un accroissement substantiel des volumes qui sont livrés à Gaz Métro
23 directement à son territoire par les clients qui auront choisi de gérer eux-mêmes leur transport,
24 combiné au fait que Gaz Métro achètera également du gaz naturel des producteurs du Québec
25 pour sa clientèle, Gaz Métro devra continuer à équilibrer l'ensemble de ses clients tel qu'elle le
26 fait actuellement. Par contre, la modification du lieu auquel Gaz Métro reçoit le gaz de ses
27 clients et fournisseurs implique que des excédents pourraient devoir être acheminés hors de
28 son territoire vers des sites d'entreposage, lorsque l'accroissement des volumes excède la
29 demande minimale d'été. Dans le cas de l'entreposage à Dawn, des outils de transport entre le
30 territoire et Dawn pourraient être ainsi requis et leurs coûts seraient fonctionnalisés à
31 l'équilibrage. De plus, le transport de gaz naturel vers Dawn exigerait de TCPL qu'elle rende

1 disponible des capacités de transport entre GMi-EDA et Dawn. Les impacts sur la structure
2 d'approvisionnement de Gaz Métro dépendraient des services qui seraient alors disponibles sur
3 le réseau de transport TCPL/TQM. Le gaz produit sur le territoire de Gaz Métro mais qui n'aura
4 pas été vendu à Gaz Métro ou à l'un de ses clients fournissant son propre service de fourniture
5 ne sera pas équilibré par Gaz Métro et devra donc être acheminé vers d'autres marchés par les
6 producteurs. Dans ce cas, Gaz Métro remettra simplement le gaz au producteur à un point
7 d'interconnexion au réseau de transport TCPL/TQM. Cette réflexion préliminaire a déjà été faite
8 dans le cadre du *Plan d'approvisionnement gazier Horizon 2008-2010* (R-3630-2007,
9 Gaz Métro-4, Document 1.23) dont voici un extrait :

10 *« Dans l'éventualité où Gaz Métro, ou tout autre expéditeur, avait besoin de capacités*
11 *contractuelles entre GMi-EDA et Dawn (direction ouest), TCPL aurait alors à analyser la*
12 *faisabilité de rendre les capacités de transport entre Dawn/Parkway et GMi-EDA bidirectionnelles*
13 *et définir les modalités contractuelles et tarifaires. Ces dernières seraient ultimement fixées par*
14 *l'Office national de l'énergie. À ce jour, aucune modalité spécifique n'a été avancée sur le sujet.*

15 *Gaz Métro détient des capacités de transport entre Dawn et son territoire, des contrats de FTSH*
16 *entre Dawn et GMi-EDA ainsi que des contrats M12 et STS qui relient Dawn à GMi-EDA via*
17 *Parkway. Actuellement, les contrats fermes de transport STS et FTSH prévoient des livraisons*
18 *uniquement en direction de GMi-EDA (direction est). À noter que Gaz Métro détient déjà des*
19 *contrats C1 entre Parkway et Dawn, direction ouest, auprès de Union Gas.*

20 *Si Gaz Métro se trouvait dans l'obligation d'acheminer physiquement du gaz à partir de son*
21 *territoire vers Dawn pour fins d'entreposage, elle utiliserait ces capacités de transport de façon*
22 *bidirectionnelle. »*

23 5.3 ÉQUILIBRAGE

24 Le traitement des écarts entre les « nominations » et les volumes réellement injectées des
25 producteurs est couvert par une mécanique propre à ceux-ci et cette mécanique ainsi que les
26 frais afférents ont été décrites à la section 3.5.2.2.

27 Par contre, le service d'équilibrage des clients actuels ne sera pas modifié par la venue des
28 producteurs et le traitement des écarts entre les « nominations » et les consommations
29 quotidiennes des clients sera toujours assuré par le service d'équilibrage. En effet, Gaz Métro
30 possède plusieurs outils lui permettant de faire face aux besoins d'équilibrage des clients de
31 son territoire. Une partie de ces outils est constituée de sites d'entreposage en territoire, soit

1 l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro, les sites d'entreposage souterrain d'Intragaz
2 (St-Flavien et Pointe-du-Lac) ainsi que le site d'entreposage souterrain hors territoire
3 d'Union Gas. L'autre partie des outils d'équilibrage consiste en des achats de gaz, effectués
4 directement à Dawn, contractés d'avance ou sur le marché « spot ». Ces outils d'équilibrage
5 continueront d'être requis pour faire face aux fluctuations de la consommation de sa clientèle et
6 ce, peu importe le fait qu'une partie des volumes de gaz naturel retirés par cette clientèle
7 pourrait provenir des sites de production de gaz naturel sur le territoire de Gaz Métro (voir aussi
8 section 5.2).

9 CONCLUSION

10 La production de gaz naturel au Québec aura des bénéfices autant pour Gaz Métro que pour
11 ses clients. D'un côté, Gaz Métro pourra diversifier ses sources d'approvisionnement alors que
12 les clients existants verront certains des coûts qu'ils supportent être partagés avec les
13 producteurs. Enfin, les producteurs pourront acheminer le gaz qu'ils produiront vers les
14 marchés de consommation.

15 Gaz Métro a donc développé un modèle de raccordement des installations des producteurs à
16 son réseau existant ainsi qu'une structure tarifaire applicable à un nouveau tarif de réception.
17 Les coûts occasionnés par les nouveaux investissements requis pour le raccordement des
18 installations des producteurs au réseau existant de Gaz Métro ainsi que les coûts liés à
19 l'acheminement du gaz naturel produit vers son lieu de consommation (en territoire ou hors
20 territoire) ont été scindés en quatre grandes catégories. Une méthodologie d'établissement des
21 taux aux points de réception et aux points de livraison a été établie en fonction des catégories
22 de coûts applicables.

23 Cette méthodologie sera appliquée lors du dépôt d'un projet d'investissement pour établir les
24 taux aux points de réception et aux points de livraison en territoire. En ce qui a trait au taux
25 applicable aux volumes livrés hors territoire, il a été établi à 0,70 ¢/m³.

26 Une méthodologie relative à l'établissement des taux applicables aux déséquilibres quotidiens
27 et cumulatifs a également été développée et proposée par Gaz Métro. Ces taux seront révisés
28 lors des modifications tarifaires de TCPL.

- 1 D'autre part, certains chapitres des *Conditions de service et Tarif* devront être modifiées pour y
- 2 inclure les changements ou spécificités liés à l'arrivée des producteurs.

- 3 Gaz Métro souhaite établir des modalités tarifaires ainsi que les conditions applicables qui
- 4 encadreront la réalisation des premiers projets d'investissement. C'est dans cette optique que
- 5 Gaz Métro présente à la Régie une demande visant à autoriser la création d'un tarif de
- 6 réception ainsi que les conditions et modalités de son application qui lui permettront d'établir les
- 7 taux applicables à ce tarif.