

**STRATÉGIES D'INTÉGRATION DU SYSTÈME DE
PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS
D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE
(SPEDE)**

TABLE DES MATIÈRES

1	MISE EN CONTEXTE	5
1.1	Historique du SPEDE et contexte légal et réglementaire au Québec	5
1.2	Objectifs visés et conclusions recherchées	9
2	TRANSITION ENTRE LA REDEVANCE ANNUELLE AU FONDS VERT ET LE SPEDE	11
3	INITIATIVES DE GAZ MÉTRO POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES	12
3.1	Les types d'activités de Gaz Métro émettant des GES	12
3.2	Actions de Gaz Métro dans ses activités	12
3.3	Actions de Gaz Métro auprès de ses clients	14
3.3.1	Plan global en efficacité énergétique	14
3.3.2	Conversions vers le gaz naturel	16
4	OBLIGATIONS DE COUVERTURE	18
4.1	Périodes de conformité	18
4.2	Émissions assujetties au SPEDE	20
4.3	Prévision des droits d'émission à acquérir pour Gaz Métro selon différents scénarios	22
4.3.1	Émissions assujetties relatives à ses activités en transport et distribution de gaz naturel	23
4.3.2	Émissions assujetties relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué pour consommation au Québec	24
4.3.3	Émissions totales assujetties au SPEDE	28
4.4	Préaudit externe	35
4.5	Processus annuels de déclaration et de vérification des émissions de GES	36
4.6	Pénalités en cas de non-conformité	37
5	OPTIONS DISPONIBLES POUR ACQUÉRIR DES DROITS D'ÉMISSION	39
5.1	Ventes aux enchères	39
5.2	Achats d'unités d'émission de la réserve du Ministre	41
5.3	Achats de gré à gré de droits d'émission	42
5.4	Achats de gré à gré de crédits compensatoires reconnus	42
5.5	Transférabilité des droits d'émission entre les périodes de conformité	44
5.6	Produits dérivés	44

6	PRIX DES DROITS D'ÉMISSION	45
6.1	Évolution des prix minimums des unités d'émission lors des ventes aux enchères	45
6.2	Évolution des prix des unités d'émission de la réserve	47
6.3	Résultats des ventes aux enchères en Californie et au Québec	48
6.4	Perspectives 2020	50
7	STRATÉGIES DE COUVERTURE	53
8	COÛTS DE COUVERTURE ET IMPACTS	71
8.1	Coûts des droits d'émission selon la stratégie d'achat proposée	71
8.2	Dépenses d'exploitation requises pour la gestion du SPEDE	71
8.2.1	Coûts administratifs et de gestion	71
8.2.2	Frais des lettres de crédit	72
8.2.3	Coûts de vérification des déclarations annuelles de Gaz Métro	72
8.3	Estimation des coûts totaux pour l'année 2014-2015	73
9	TARIFICATION	74
9.1	Fonctionnalisation des coûts – méthode proposée	74
9.1.1	Allocation des coûts - Méthode proposée	74
9.1.2	Principes et considérations tarifaires	76
9.2	Analyse des alternatives tarifaires	77
9.2.1	Substitution des frais du Fonds vert par les frais SPEDE	77
9.2.2	Récupération des coûts par le biais des services de Distribution, d'Équilibrage et d'un nouveau service « Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission »	78
9.2.3	Avantages	79
9.2.4	Inconvénients	80
9.3	Alternative retenue	81
9.4	Modifications aux <i>Conditions de service et Tarif</i>	83
9.5	Communication à la clientèle	83
9.6	Intégration à la facture	84
9.6.1	Impact sur la position concurrentielle du gaz naturel	84

10	TRAITEMENT COMPTABLE	86
10.1	Impact sur le mode de partage de trop-perçu/manque à gagner	90
10.2	Proposition de fermeture du compte de frais reportés Fonds vert	91
11	INDICES DE SUIVI ET RAPPORT ANNUEL	94
11.1	Indices de suivi	94
11.2	Rapport annuel	95
12	CALENDRIER PROPOSÉ	96
13	CONCLUSIONS RECHERCHÉES	97

1 MISE EN CONTEXTE

1.1 HISTORIQUE DU SPEDE ET CONTEXTE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE AU QUÉBEC

1 La *Western Climate Initiative* (« WCI ») a été créée en février 2007 par les gouvernements des
2 États américains de l'Arizona, de la Californie, du Nouveau-Mexique, de l'Oregon, et de
3 Washington. Elle vise à favoriser la collaboration entre ses membres afin d'identifier, d'évaluer et
4 de mettre en œuvre des façons de diminuer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») à
5 une échelle régionale, notamment par l'élaboration d'un système de plafonnement et d'échange
6 de droits d'émission de GES (le « SPEDE »).

7 Le gouvernement du Québec a adhéré en avril 2008 à la WCI. Au cours des années 2007 et
8 2008, les États américains du Montana et de l'Utah ainsi que les provinces canadiennes de la
9 Colombie-Britannique, du Manitoba et de l'Ontario ont également adhéré à la WCI.

10 Ce sont donc 11 membres qui ont élaboré ensemble le *Design Recommendations for the WCI*
11 *Regional Cap and Trade Program* (Recommandations de conception pour le programme régional
12 de plafonnement et d'échange WCI¹) et le *Design for the WCI Regional Program* (Conception du
13 programme régional WCI²), respectivement en 2008 et 2010. Ces documents établissent une
14 marche à suivre à l'intention des membres de la WCI pour l'implantation de leur programme de
15 plafonnement et d'échange des émissions de GES.

16 Dans ce contexte, le gouvernement du Québec a modifié ou adopté, selon le cas, sa législation
17 afin de lui permettre de mettre en œuvre au Québec un SPEDE. Ainsi,

18 ❖ le 18 juin 2009, l'Assemblée nationale du Québec a adopté la *Loi modifiant la Loi sur la*
19 *qualité de l'environnement et d'autres dispositions législatives en matière de*
20 *changements climatiques*. Cette loi prévoit, entre autres, qu'afin de lutter contre le
21 réchauffement planétaire et les changements climatiques, i) le gouvernement du Québec
22 fixe par décret, sur la base des émissions de 1990 et pour chaque période qu'il détermine,
23 une cible de réduction des émissions de GES pour l'ensemble du Québec et ii) qu'il est
24 mis en place un SPEDE;

¹ Traduction non officielle.

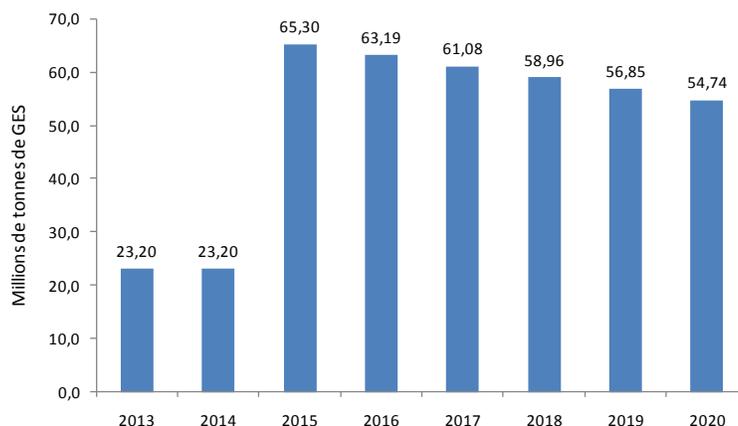
² Traduction non officielle.

- 1 ❖ le 18 novembre 2009, le gouvernement du Québec a adopté le *décret 1187-2009*
2 *concernant l'adoption de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du*
3 *Québec à l'horizon 2020*, lequel fixe la cible de réduction des émissions de GES du
4 Québec à l'horizon 2020 de 20 % sous le niveau des émissions de 1990;
- 5 ❖ le 6 décembre 2010, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des
6 Parcs (le « Ministre ») a édicté le *Règlement modifiant le Règlement sur la déclaration*
7 *obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*. Ce règlement
8 modifie les exigences relatives à la déclaration des émissions de GES qui doit être faite
9 en vertu du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de*
10 *contaminants dans l'atmosphère* (le « RDO »), afin de répondre, entre autres, aux normes
11 de la WCI. Le RDO oblige certaines entreprises à déclarer au Ministre leurs émissions de
12 certains contaminants (dont les GES) qui sont à l'origine de l'accroissement de l'effet de
13 serre, des pluies acides, du smog et de la pollution toxique si ces contaminants sont émis
14 au-delà d'un certain seuil. En plus de devoir déclarer les émissions de GES en vertu de
15 ce règlement, toute personne ou municipalité émettant 25 000 tonnes métriques ou plus
16 de GES devra faire vérifier sa déclaration par un tiers. Toujours afin de répondre, entre
17 autres, aux normes de la WCI, le RDO a été modifié à plusieurs reprises par la suite,
18 notamment le 31 décembre 2011, le 20 septembre et 27 décembre 2012 et le 1^{er} janvier
19 2014;
- 20 ❖ le 14 décembre 2011, le gouvernement du Québec a adopté le *Règlement concernant le*
21 *système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (le
22 « Règlement concernant le SPEDE »). Ce règlement a pour objet d'établir les règles de
23 fonctionnement du SPEDE mis en place conformément à l'article 46.5 de la *Loi sur la*
24 *qualité de l'environnement*. À cette fin, il détermine notamment les émetteurs tenus de
25 couvrir leurs émissions de GES, les conditions et modalités d'inscription au SPEDE, les
26 droits d'émission pouvant être valablement utilisés pour satisfaire aux exigences de ce
27 règlement, les conditions et les modalités de délivrance, d'utilisation et de transaction de
28 ces droits d'émission ainsi que les renseignements devant être fournis par les émetteurs
29 et les autres personnes ou municipalités pouvant s'inscrire au SPEDE.;
- 30 ❖ le 12 décembre 2012, le gouvernement du Québec adoptait le décret établissant les
31 plafonds annuels d'unités d'émission de GES relatifs au SPEDE pour la période 2013-

1 2020. Fait à noter, le plafond annuel augmente de façon importante entre 2014 et 2015,
2 considérant l'application du Règlement concernant le SPEDE aux distributeurs de
3 carburants et combustibles. Ces plafonds annuels, combinés à ceux de la Californie
4 détermineront le nombre total de droits d'émission qui seront mis en circulation entre 2013
5 et 2020. Les plafonds annuels d'émission du Québec sont représentés par le graphique
6 suivant; et

Graphique 1

**Plafonds annuels d'unités d'émission de GES relatifs au SPEDE émis par le gouvernement
du Québec pour la période 2013-2020**



7 ❖ le 13 novembre 2013, le gouvernement du Québec a ratifié l'entente qui avait été conclue
8 en septembre 2013 entre le gouvernement du Québec et le *California Air Resources*
9 *Board* concernant l'harmonisation et l'intégration des programmes de plafonnement et
10 d'échange de droits d'émission de GES. Ainsi, les systèmes de plafonnement et
11 d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre de la Californie et du Québec sont
12 liés depuis le 1^{er} janvier 2014.

13 En vertu du Règlement concernant le SPEDE, toute personne ou municipalité (ci-après
14 collectivement « Émetteur(s) ») exploitant une entreprise dans un secteur d'activité décrit
15 ci-dessous et déclarant pour un établissement (ou l'entreprise dans le cas de Société en
16 commandite Gaz Métro (« Gaz Métro »)) conformément au RDO, des émissions annuelles de
17 GES (sur la base d'une année civile) dans une quantité égale ou supérieure à 25 000 tonnes

1 métriques en équivalent de dioxyde de carbone (« CO₂ ») (le « Seuil d'émissions ») est tenue,
2 depuis le 1^{er} janvier 2013, dans les conditions et modalités prévues à ce règlement, de couvrir
3 chaque tonne en équivalent CO₂ des émissions de GES vérifiées dudit établissement (ou de
4 l'entreprise dans le cas de Gaz Métro).

5 Dans un tel cas, l'Émetteur devra couvrir ses émissions de GES jusqu'au 31 décembre suivant
6 la troisième déclaration d'émissions consécutive pour laquelle les émissions de cet établissement
7 ou cette entreprise sont sous le Seuil d'émissions (ou le cas échéant, jusqu'au 31 décembre
8 suivant la fermeture définitive de cet établissement).

9 Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2013, les secteurs d'activité visés par le SPEDE sont les secteurs de
10 l'extraction minière, de l'exploitation en carrière, de l'extraction de pétrole et de gaz, de la
11 production, du transport et de la distribution d'électricité, de la distribution de gaz naturel (ce qui
12 vise Gaz Métro), de la production de vapeur et du conditionnement de l'air à des fins industrielles,
13 de la fabrication et du transport du gaz naturel par gazoduc.

14 Bien que Gaz Métro exerce une activité visée par le SPEDE depuis le 1^{er} janvier 2013, elle ne
15 devra couvrir ses émissions de GES qu'à compter du 1^{er} janvier 2015, car celles-ci sont
16 inférieures au Seuil d'émissions puisque les émissions fugitives du réseau et celles résultant d'un
17 bris par les tiers sont exclues du calcul du Seuil d'émissions jusqu'au 31 décembre 2014.

18 De plus, à compter du 1^{er} janvier 2015, les distributeurs de carburants et de combustibles (ce qui
19 vise Gaz Métro) devront couvrir les émissions de GES attribuables à la combustion ou à
20 l'utilisation des carburants et des combustibles qu'ils ont distribués pour consommation au
21 Québec, calculées conformément au protocole QC.30 de l'annexe A.2 du RDO, à l'exclusion de
22 celles attribuables au gaz naturel qu'elle a distribué à ses clients pour leurs établissements
23 assujettis directement au SPEDE.

24 Les différentes sources d'émission de GES devant être couvertes par Gaz Métro en vertu du
25 Règlement concernant le SPEDE sont plus amplement décrites à la section 4.2 *Émissions*
26 *assujetties au SPEDE*.

27 Gaz Métro devra donc, à compter du 1^{er} janvier 2015 :

- 1 a) couvrir ses émissions de GES attribuables à ses activités de transport et distribution de
2 gaz naturel; et
- 3 b) couvrir les émissions de GES attribuables à l'utilisation ou la combustion du gaz naturel
4 qu'elle a distribué pour consommation au Québec (sauf celles attribuables au gaz naturel
5 qu'elle a distribué à ses clients pour leurs établissements assujettis au SPEDE).

6 Il est à noter que Gaz Métro ne bénéficiera d'aucune allocation gratuite émise par le
7 gouvernement du Québec, de sorte que la totalité des émissions de GES assujetties au SPEDE
8 devra être couverte par des droits d'émission.

9 L'obligation de couverture de GES de Gaz Métro est plus amplement décrite à la section
10 *4 Obligations de couverture*.

11 À ce jour, les seuls membres de la WCI ayant mis en place un SPEDE sont la Californie et le
12 Québec. Afin de lier ces deux SPEDE (et d'autres systèmes éventuels à venir des autres
13 membres de la WCI) et ainsi réduire les émissions de GES à une échelle régionale conformément
14 à l'objectif de la WCI, le gouvernement du Québec a édicté, le 12 décembre 2012, le *Règlement*
15 *modifiant le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission*
16 *de gaz à effet de serre*. Ce règlement vise entre autres à harmoniser le SPEDE québécois avec
17 celui de la Californie ainsi qu'avec ceux d'éventuels autres membres de la WCI. Dans ce contexte,
18 une entente³ entre la *California Air Resources Board* et le gouvernement du Québec a été
19 conclue le 27 septembre 2013 et ratifiée le 13 novembre 2013. L'objectif des parties à cette
20 entente est de travailler conjointement et en collaboration à l'harmonisation et à l'intégration de
21 leurs programmes de déclaration des émissions de GES et du SPEDE. Les marchés du Québec
22 et de la Californie sont en conséquence officiellement liés depuis le 1^{er} janvier 2014 permettant
23 ainsi, entre autres, la reconnaissance mutuelle des droits d'émission de GES émis par les
24 gouvernements de la Californie et du Québec.

1.2 OBJECTIFS VISÉS ET CONCLUSIONS RECHERCHÉES

25 Dans le cadre de la présente demande, Gaz Métro souhaite :

³ Le texte de cette entente est disponible à l'adresse suivante :
http://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/linkage/ca_quebec_linking_agreement_french.pdf

- 1 ❖ informer la Régie de l'énergie (la « Régie ») du nouveau contexte légal, réglementaire et
2 de marché dans lequel Gaz Métro devra évoluer en lien avec la mise en place du SPEDE;
- 3 ❖ présenter à la Régie les moyens que Gaz Métro compte mettre en œuvre pour rencontrer
4 ses obligations en lien avec le SPEDE, et ce, dans le meilleur intérêt de ses clients; et
- 5 ❖ obtenir l'autorisation de la Régie quant :
- 6 ○ à la stratégie de couverture de GES proposée,
- 7 ○ aux budgets nécessaires pour rencontrer ses obligations,
- 8 ○ aux traitements tarifaire et comptable des coûts résultant du SPEDE, et
- 9 ○ au suivi proposé par Gaz Métro auprès de la Régie.

2 TRANSITION ENTRE LA REDEVANCE ANNUELLE AU FONDS VERT ET LE SPEDE

1 Le 1^{er} janvier 2015, la redevance annuelle au Fonds vert du gouvernement du Québec sera
2 complètement abolie et sera remplacée par le SPEDE, dont les revenus seront versés par le
3 gouvernement à ce même Fonds vert.

4 Déjà, les clients de Gaz Métro assujettis au SPEDE depuis le 1^{er} janvier 2013 sont exemptés de
5 payer la redevance au Fonds vert. Cette exemption a été concrétisée par la décision D-2013-111
6 de la Régie autorisant les modifications nécessaires aux *Conditions de service et Tarif* de
7 Gaz Métro. Les clients assujettis au SPEDE depuis le 1^{er} janvier 2013 ont ainsi cessé d'être
8 facturés pour la redevance au Fonds vert le 1^{er} juillet 2013 et les sommes versées en trop par
9 ces mêmes clients leur ont été remboursées en janvier 2014 après que Gaz Métro ait été
10 remboursée par le gouvernement du Québec.

11 Pour compléter, dans le cadre de la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013, B-0379, Gaz Métro-11,
12 Document 22, pages 3 à 11, Gaz Métro a proposé une méthodologie afin de traiter les soldes des
13 comptes d'écartés liés au Fonds vert attribuables aux clients assujettis au SPEDE depuis le
14 1^{er} janvier 2013. Cette dernière proposition vise à obtenir une décision permettant de retourner,
15 à ces clients, les sommes résultant des écarts historiques causés par des différences entre les
16 prévisions et les données réelles.

17 Au terme de cet exercice, la transition entre la redevance au Fonds vert et le SPEDE sera
18 complétée pour ces clients.

19 Pour les autres clients, c'est-à-dire ceux qui ne sont pas assujettis au SPEDE depuis le 1^{er} janvier
20 2013, la redevance au Fonds vert demeure en application et se terminera le 31 décembre 2014.
21 Des modifications additionnelles sont requises aux *Conditions de services et Tarif* de Gaz Métro
22 afin de mettre fin à la redevance annuelle au Fonds vert. Par ailleurs, une proposition quant au
23 traitement du solde des comptes d'écartés liés au Fonds vert attribuables à ces autres clients est
24 présentée à la section 10 *Traitement comptable*.

3 INITIATIVES DE GAZ MÉTRO POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GES

3.1 LES TYPES D'ACTIVITÉS DE GAZ MÉTRO ÉMETTANT DES GES

1 Tel que plus amplement décrit à la rubrique *1.1 Historique du SPEDE et contexte légal et*
2 *réglementaire au Québec*, Gaz Métro est assujettie au SPEDE étant donné que ses émissions
3 de GES sont supérieures au Seuil d'émissions.

4 Les émissions assujetties au RDO que Gaz Métro devra déclarer annuellement sont constituées
5 de deux grandes catégories. Les émissions sur le réseau de distribution de gaz naturel (calculées
6 selon les protocoles de calcul QC.1 et QC. 29 du RDO) et les émissions des clients (calculées
7 selon le protocole de calcul QC.30), autres que celles attribuables au gaz naturel distribué aux
8 établissements des Émetteurs (grands clients de Gaz Métro déjà assujettis au SPEDE depuis le
9 1^{er} janvier 2013). La section *4.2 Émissions assujetties au SPEDE* présente plus de détails sur les
10 catégories d'émission à déclarer selon le RDO.

11 En se basant sur les GES émis au cours de l'année civile 2012, les émissions de GES attribuables
12 à l'activité de transport et de distribution de gaz naturel (sur le réseau de distribution QC.1 et
13 QC.29) et visées par le SPEDE sont de l'ordre de 40 000 tonnes de GES, alors que les émissions
14 des clients (QC.30) sont de l'ordre de 6,2 millions de tonnes de GES. Ces résultats permettent de
15 constater que la presque totalité des émissions (99,4 %) que Gaz Métro devra couvrir à partir du
16 1^{er} janvier 2015 sera constituée d'émissions de GES résultant de l'activité des clients (QC.30).

17 Nonobstant cette situation, Gaz Métro a déjà contribué concrètement à la réduction de ses
18 émissions et à celles de ses clients par le passé et poursuivra ses efforts dans les années à venir.
19 Les sections *3.2 Actions de Gaz Métro dans ses activités* et *3.3 Actions de Gaz Métro auprès de*
20 *ses clients* illustrent des exemples concrets de ces initiatives qui font en sorte que les émissions
21 à couvrir aujourd'hui sont bien inférieures à ce qu'elles auraient pu être sans ces initiatives.

3.2 ACTIONS DE GAZ MÉTRO DANS SES ACTIVITÉS

22 Les fuites fugitives représentent la plus grande part des émissions de GES de Gaz Métro sur son
23 réseau de distribution. Ces émissions ont été réduites de façon importante depuis les années 90.
24 En effet, la réduction des émissions au cours de cette période est attribuable au remplacement

1 du réseau de fonte qui a été complété à la fin des années 90 et à la prépondérance d'installer
2 des canalisations de polyéthylène par rapport à l'acier au fil des années.

3 Également, au cours des derniers exercices financiers, soit de 2007 à 2013, Gaz Métro a réduit
4 ses émissions de 1 644 tonnes éq. CO₂ par la mise en place des projets ou programmes suivants :

- 5 ❖ Mise en place d'un projet contrôlé d'amélioration du système thermique à son siège social
6 en 2007. Gaz Métro a généré cumulativement au cours des exercices 2008 à 2013 une
7 réduction de ses émissions de GES de 1 357 tonnes en équivalent CO₂;
- 8 ❖ Deux projets réalisés au cours de l'exercice 2011 ont contribué à générer une réduction
9 totale de 245 tonnes en équivalent CO₂, soit l'installation de chaufferettes indépendantes
10 des moteurs dans les véhicules combinés à un programme Écoconduite afin de réduire la
11 consommation d'essence (223 tonnes en équivalent CO₂) et l'utilisation d'un papier 100 %
12 recyclé pour imprimantes et photocopieurs (22 tonnes en équivalent CO₂) ;
- 13 ❖ Gaz Métro a réalisé deux projets au cours de l'exercice 2012 qui ont contribué à générer
14 une réduction totale de 42 tonnes en équivalent CO₂ pour l'exercice 2013. En premier lieu,
15 Gaz Métro a réduit de 33 tonnes en équivalent CO₂ sa consommation de carburant en
16 poursuivant la conversion de véhicules motorisés (véhicules légers, véhicules lourds,
17 chariots élévateurs) de l'essence au gaz naturel. Ce virage amorcé en 2011-2012 a
18 permis à ce jour la conversion de près de 9 % des véhicules motorisés et permettra de
19 poursuivre la réduction des émissions de GES de façon plus importante au cours des
20 prochaines années. En deuxième lieu, Gaz Métro a fait construire un bâtiment en vue
21 d'obtenir la certification LEED pour abriter le bureau d'affaires de Rouyn-Noranda. Le
22 système de chauffage installé dans ce bâtiment a permis d'éviter l'émission de 9 tonnes
23 en équivalent CO₂ grâce à l'installation d'un système de chauffage plus performant qu'un
24 système de chauffage standard.

25 Quoique ces initiatives n'aient pas toutes un impact sur le nombre de droits d'émission que
26 Gaz Métro devra acquérir, elles ont contribué à la réduction globale des émissions de GES qui
27 devront être couvertes au Québec et qui permettront, souhaitons-le, d'atteindre la cible de
28 réduction du gouvernement du Québec en 2020. Rappelons que les émissions relatives au
29 transport (carburants) devront être déclarées et couvertes par les distributeurs de carburant
30 (ex. : le distributeur d'essence ou de diesel).

1 Au cours des prochaines années, Gaz Métro prévoit aussi réaliser les projets de réduction de
2 GES suivants :

- 3 ❖ Modifications, à la suite de la désuétude des équipements, des systèmes de combustion
4 dans les postes de livraison. Gaz Métro prévoit modifier quatre postes d'ici 2015; et
- 5 ❖ Poursuite de la conversion d'une partie de ses véhicules à l'essence ou diesel au gaz
6 naturel d'ici 2015.

3.3 ACTIONS DE GAZ MÉTRO AUPRÈS DE SES CLIENTS

7 Les initiatives de Gaz Métro pour permettre à ses clients de réduire leurs émissions de GES sont
8 nombreuses et sont la preuve tangible de sa proactivité. Certaines sont en place depuis déjà
9 plusieurs années, telles que le Plan global en efficacité énergétique (« PGEÉ ») ou les activités
10 visant à convertir les utilisateurs d'énergies plus polluantes vers le gaz naturel. D'autres sont
11 cependant en développement, tels que l'aide fournie aux municipalités et promoteurs visant à
12 valoriser le biométhane produit par les matières organiques afin de réduire de manière
13 significative les émissions de GES du Québec et ainsi rallier énergie et environnement.

3.3.1 Plan global en efficacité énergétique

14 Depuis 2001, Gaz Métro a contribué à la réalisation de plus de 100 000 projets d'efficacité
15 énergétique avec ses programmes auprès de ses clients, pour des économies cumulatives
16 représentant plus de 339,7 Mm³ de gaz naturel⁴.

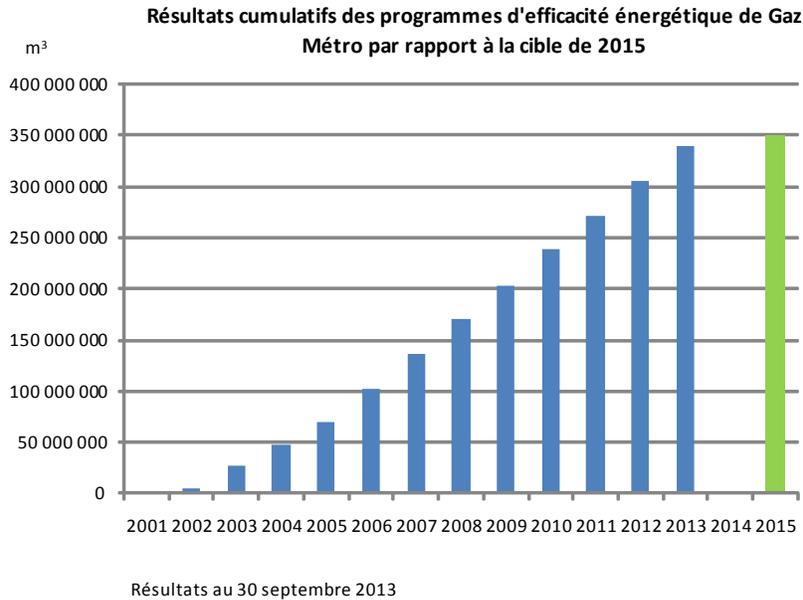
17 Gaz Métro a poursuivi ses efforts afin d'offrir une gamme complète de solutions énergétiques
18 efficaces et performantes à sa clientèle pour lui permettre de tirer profit des avantages
19 économiques et environnementaux du gaz naturel.

20 Les efforts de Gaz Métro ont porté fruits puisqu'ils ont déjà permis d'atteindre 97 % de la cible de
21 réduction de 350 Mm³ de gaz naturel de la stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du
22 Québec, sans oublier les bénéfices net⁵ pour les participants qui dépassent annuellement les
23 100 M\$.

⁴ Résultats cumulatifs au 30 septembre 2013.

⁵ Selon les résultats du Test du participant présentés annuellement à la Régie dans le rapport annuel du PGEÉ.

Graphique 2



- 1 Ces gains en efficacité pour le gaz naturel se traduisent également en réductions d'émission de
- 2 GES. Ces gains environnementaux correspondent à des réductions de près de 642 000 tonnes
- 3 de GES depuis 2001.

- 4 Dans le contexte de la mise en place du SPEDE, ces gains environnementaux se traduisent
- 5 également en gains économiques pour la clientèle de Gaz Métro puisque ce sont autant de
- 6 tonnes de GES qui n'auront pas à être couvertes par l'acquisition de droits d'émission.

- 7 Par exemple, la valeur des économies prévues du PGEÉ en 2014 de 34 Mm³ pourrait se traduire
- 8 en dizaines de millions de dollars de valeur selon la durée de vie des mesures d'efficacité
- 9 énergétique mises en place.

Tableau 1

Valeur des économies de 34 Mm³ (64 226 tonnes de GES) selon différents prix la tonne et durées de vie des mesures

\$/tonne	10 ans	15 ans	20 ans
10 \$	6 422 600 \$	9 633 900 \$	12 845 200 \$
15 \$	9 633 900 \$	14 450 850 \$	19 267 800 \$
20 \$	12 845 200 \$	19 267 800 \$	25 690 400 \$
25 \$	16 056 500 \$	24 084 750 \$	32 113 000 \$
30 \$	19 267 800 \$	28 901 700 \$	38 535 600 \$

1 Le gaz naturel utilisé efficacement est donc une solution qui permet de maximiser les bénéfices
 2 économiques et environnementaux pour la société. Gaz Métro est fière de ces résultats et
 3 propose de maintenir le cap pour les prochaines années avec une offre performante en efficacité
 4 énergétique qui permettra d'appuyer les efforts de ses partenaires et du Québec pour atteindre
 5 la cible de réduction des émissions de GES à l'horizon de 2020.

3.3.2 Conversions vers le gaz naturel

6 Gaz Métro travaille depuis plusieurs décennies, et ce, sans relâche pour convertir des utilisateurs
 7 d'énergies plus polluantes vers le gaz naturel afin de permettre des réductions importantes des
 8 émissions de GES.

9 L'utilisation du gaz naturel a permis à plusieurs clients industriels de réduire ou d'éliminer la
 10 consommation de mazout n° 6, de charbon ou d'autres combustibles produisant des émissions
 11 de GES d'au moins 32 % supérieures aux émissions attribuables à l'utilisation du gaz naturel. Au
 12 niveau du marché Affaires, les conversions effectuées ont permis de réduire de manière
 13 importante les émissions de GES résultant de la combustion de mazout n° 2 ou de propane. Il en
 14 est de même pour le marché Résidentiel où les émissions de GES de milliers de clients ont pu
 15 être réduites en utilisant le gaz naturel au lieu du mazout n° 2.

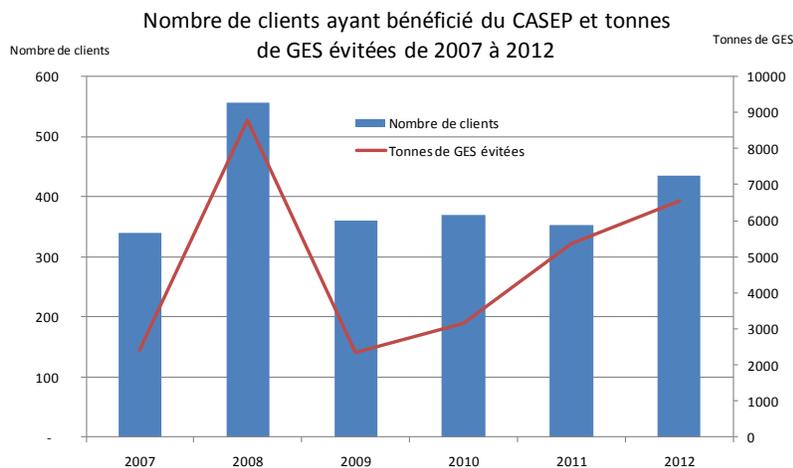
16 Pour l'aider dans sa démarche de conversion, Gaz Métro a pu compter sur le Compte d'aide à la
 17 substitution d'énergies plus polluantes (« CASEP ») depuis 2000⁶. Par exemple, de 2007 à 2012⁷,

⁶ La Régie a autorisé la mise en place du CASEP en 2000 dans sa décision D-2000-183.

⁷ Les données sont tirées des rapports annuels de Gaz Métro de 2007 à 2012.

- 1 Gaz Métro a ainsi pu convertir au gaz naturel plus de 2 400 utilisateurs de mazout, qui autrement
- 2 n'auraient pas été convertis faute de rentabilité, et ainsi éviter que 28 623 tonnes de GES ne
- 3 soient émises dans l'atmosphère.

Graphique 3



- 4 En plus des gains environnementaux, ces émissions évitées se traduisent en économies
- 5 financières directes pour les clients.

4 OBLIGATIONS DE COUVERTURE

1 Tel que présenté de façon sommaire à la section *1.1 Historique du SPEDE et contexte légal et*
2 *réglementaire au Québec*, Gaz Métro est assujettie au Règlement concernant le SPEDE et doit
3 couvrir les émissions de GES dont elle a la responsabilité selon la réglementation et faire
4 l'acquisition de droits d'émission dans le cadre du SPEDE lui permettant de couvrir ces émissions.
5 La présente section détaille les obligations de Gaz Métro relatives au SPEDE et, plus
6 spécifiquement, les catégories d'émission ainsi que le nombre d'émissions de GES qu'elle devra
7 couvrir selon les périodes de conformité.

4.1 PÉRIODES DE CONFORMITÉ

8 Le Règlement concernant le SPEDE a établi plusieurs périodes de conformité.

9 Une période de conformité est une période pendant laquelle les Émetteurs sont tenus de couvrir
10 leurs émissions de GES visées par le SPEDE. Autrement dit, le 1^{er} novembre suivant la fin d'une
11 période de conformité, les Émetteurs doivent remettre au gouvernement du Québec un nombre
12 de droits d'émission de GES équivalant au total des émissions de GES vérifiées qu'ils ont
13 déclarées conformément au RDO relativement à cette période. Pour ce faire, tout Émetteur doit
14 avoir, dans son compte de conformité, des droits d'émission en nombre au moins équivalant aux
15 émissions vérifiées de tout établissement assujetti au cours de ladite période de conformité.

16 Le Règlement concernant le SPEDE prévoit, à ce jour, trois périodes de conformité, soit la
17 première période d'une durée de deux ans qui a débuté le 1^{er} janvier 2013 et qui se terminera le
18 31 décembre 2014 et les deux périodes suivantes d'une durée de trois années chacune, soit du
19 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017 et du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020.

20 Première période de conformité (1^{er} janvier 2013 – 31 décembre 2014)

21 Environ 80 établissements (appartenant principalement aux secteurs industriels et de la
22 production) sont visés par la première période de conformité.

23 Tel que plus amplement mentionné dans la rubrique *1.1 Historique du SPEDE et contexte légal*
24 *et réglementaire au Québec*, les secteurs du transport et de la distribution du gaz naturel sont
25 assujettis au SPEDE depuis le 1^{er} janvier 2013. Nonobstant ce qui précède, il est cependant

1 important de noter que Gaz Métro n'est pas visée par cette première période de conformité, car
2 les émissions de GES attribuables à ses activités de transport et de distribution de gaz naturel
3 sont en deçà du Seuil d'émissions pour les raisons expliquées à la rubrique 4.2 *Émissions*
4 *assujetties au SPEDE*.

5 **Deuxième (1^{er} janvier 2015 - 31 décembre 2017) et**
6 **troisième (1^{er} janvier 2018 – 31 décembre 2020) périodes de conformité**

7 Tel que plus amplement décrit à la rubrique 1.1 *Historique du SPEDE et contexte légal et*
8 *réglementaire au Québec*, à compter du 1^{er} janvier 2015, sera assimilée à un Émetteur (et donc
9 assujetti au SPEDE), entre autres, toute personne ou municipalité exploitant une entreprise qui,
10 notamment, distribue des carburants et des combustibles au sens du Règlement concernant le
11 SPEDE et dont les émissions de GES attribuables à la combustion ou l'utilisation des carburants
12 et des combustibles distribués pour consommation au Québec, calculées conformément au
13 protocole QC.30 de l'annexe A.2 du RDO, atteignent ou excèdent le Seuil d'émissions.

14 Sauf exception, des « carburants et combustibles » au sens du Règlement concernant le SPEDE
15 sont l'essence, le diesel, le propane, le gaz naturel et le mazout.

16 Gaz Métro sera donc assujettie aux deuxième et troisième périodes de conformité à deux titres,
17 soit en tant qu'entreprise œuvrant dans les secteurs du transport et de la distribution de gaz
18 naturel et en tant que distributeur de gaz naturel. La section 4.2 *Émissions assujetties au SPEDE*
19 précise la nature des émissions assujetties.

20 Ainsi, les obligations de Gaz Métro au regard du SPEDE pour chaque période de conformité
21 peuvent se résumer comme suit :

Tableau 2

Obligations de Gaz Métro pour les trois périodes de conformité

Première période de conformité		Seconde période de conformité		Troisième période de conformité		
1er janvier 2013	31 décembre 2014	1er janvier 2015	31 décembre 2017	1er janvier 2018	31 décembre 2020	31 décembre 2021
Aucune obligation pour Gaz Métro de couvrir ses émissions de GES émises durant cette période. Seuls les Émetteurs sont assujettis au SPEDE.		Obligation pour Gaz Métro de couvrir les émissions de GES résultant de l'exploitation de son réseau et de la combustion ou l'utilisation du gaz naturel qu'elle a distribué et qui est consommé au Québec sauf les émissions de GES résultant du gaz naturel distribué à des Émetteurs pour des établissements assujettis au SPEDE.		Obligation pour Gaz Métro de couvrir les émissions de GES résultant de l'exploitation de son réseau et de la combustion ou l'utilisation du gaz naturel qu'elle a distribué et qui est consommé au Québec sauf les émissions de GES résultant du gaz naturel distribué à des Émetteurs pour des établissements assujettis au SPEDE.		
						
				<p>1^{er} novembre 2018 : date limite pour Gaz Métro pour détenir dans son compte de conformité des droits d'émission en nombre au moins équivalent aux émissions de GES vérifiées pour la seconde période de conformité</p>		
				<p>1^{er} novembre 2021 : date limite pour Gaz Métro pour détenir dans son compte de conformité des droits d'émission en nombre au moins équivalent aux émissions de GES vérifiées pour la troisième période de conformité</p>		

1 Au 1^{er} novembre suivant la fin de la seconde et de la troisième période de conformité, Gaz Métro
 2 devra détenir, dans son compte de conformité, des droits d'émission en nombre suffisant pour
 3 couvrir les émissions réelles déclarées et vérifiées durant chacune des périodes. Pour la
 4 deuxième période, il s'agit du 1^{er} novembre 2018 alors que pour la troisième, il s'agit du
 5 1^{er} novembre 2021.

4.2 ÉMISSIONS ASSUJETTIES AU SPEDE

6 Les émissions assujetties au SPEDE que Gaz Métro devra couvrir au terme des deuxième et
 7 troisième périodes de conformité correspondent aux émissions de GES qui auront été déclarées
 8 selon les protocoles QC.1, QC.29 et QC.30 de l'annexe A.2 du RDO (et vérifiées par un tiers
 9 indépendant) pour chacune des années civiles incluses dans ces périodes de conformité⁸.

10 Gaz Métro devra donc couvrir les deux types d'émission de GES suivants :

- 11 a) les émissions de GES attribuables à ses activités de transport et distribution de gaz
 12 naturel⁹. Plus précisément, au titre de ses activités de transport et de distribution de gaz
 13 naturel, Gaz Métro devra déclarer les sources d'émission de GES suivantes :

⁸ Règlement concernant le SPEDE, article 21

⁹ QC.1 et QC.29 http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf

- 1 1) la compression de gaz naturel aux fins du transport terrestre;
- 2 2) le stockage souterrain de gaz naturel;
- 3 3) le stockage de GNL;
- 4 4) l'importation et l'exportation de GNL;
- 5 5) les pipelines de transport de gaz naturel; et
- 6 6) la distribution de gaz naturel.

7 Notons, cependant que jusqu'au 31 décembre 2014, les émissions de CO₂, de méthane
8 (« CH₄ ») et d'oxyde nitreux (« N₂O ») attribuables au transport et à la distribution du gaz
9 naturel visées à certaines parties¹⁰ du protocole QC. 29 de l'annexe A.2 du RDO n'ont
10 pas à être prises en compte dans le calcul du Seuil d'émissions. De ce fait, les émissions
11 de GES de Gaz Métro sont, à ce jour, en deçà du Seuil d'émissions.

12 b) les émissions de GES attribuables à l'utilisation ou à la combustion du gaz naturel
13 distribué pour consommation au Québec (sauf celles attribuables au gaz naturel qu'elle
14 a distribué à ses clients pour leurs établissements assujettis au SPEDE)¹¹.

15 Notons également que parmi les émissions de GES attribuables à l'utilisation du gaz
16 naturel distribué pour consommation au Québec, ne devront pas être déclarées et donc
17 pas couvertes par l'achat de droits d'émission :

- 18 ❖ le gaz naturel utilisé en aviation ou servant à l'alimentation des moteurs de navire;
- 19 ❖ le gaz naturel utilisé comme matière première par les industries qui transforment
20 la molécule de gaz naturel par des procédés chimiques et pétrochimiques; et
- 21 ❖ la portion renouvelable du gaz naturel utilisé.

22 Une fois que les catégories d'émission de GES que Gaz Métro devra couvrir sont établies, il
23 devient important de quantifier ces émissions pour chacune des périodes de conformité. La
24 section suivante présente cette prévision.

¹⁰ Les parties du protocole QC.29 de l'annexe A.2 du RDO visées par cette exclusion temporaire sont les parties QC.29.3.1 (émissions attribuables aux événements des équipements pneumatiques à échappement élevé et des pompes pneumatiques fonctionnant au gaz naturel), QC.29.3.2 (émissions attribuables aux événements des équipements pneumatiques à faible échappement ou à échappement intermittent fonctionnant au gaz naturel), QC.29.3.7 (émissions attribuées aux fuites à la suite d'une campagne de détection), QC.29.3.8 (émissions fugitives attribuées à l'ensemble des composantes qui ne font pas l'objet d'une campagne de détection), QC.29.3.9 (émissions attribuables aux canalisations endommagées par un tiers) et QC.29.3.11 (émissions des autres sources des émissions fugitives).

¹¹ QC.30 http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf

4.3 PRÉVISION DES DROITS D'ÉMISSION À ACQUÉRIR POUR GAZ MÉTRO SELON DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

1 Quoique Gaz Métro devra acheter un nombre de droits d'émission correspondant aux émissions
2 réelles de chaque période de conformité, il est essentiel d'établir une prévision du nombre de
3 droits à acheter afin d'établir les coûts de couverture et la stratégie d'acquisition des droits
4 d'émission.

5 Aux fins du présent dossier, Gaz Métro présente les émissions détaillées relatives à ses activités
6 en transport et distribution de gaz naturel à la section 4.3.1 ainsi que celles relatives à l'utilisation
7 ou la combustion du gaz naturel distribué pour consommation au Québec à la section 4.3.2. C'est
8 la somme de ces émissions totales qui devra être couverte par Gaz Métro en vertu du Règlement
9 concernant le SPEDE. Quoique le présent dossier vise principalement l'année tarifaire 2015,
10 Gaz Métro présente une perspective à plus long terme couvrant les périodes de conformité 2015-
11 2017 et 2018-2020.

12 À titre indicatif, Gaz Métro présente la prévision selon trois scénarios d'émissions, soit un
13 scénario de base, présentant la plus forte probabilité de réalisation, ainsi que deux scénarios
14 alternatifs, soit un scénario présentant de plus fortes émissions et un scénario présentant de plus
15 faibles émissions. Les scénarios de fortes émissions et de faibles émissions représentent des
16 limites maximales et minimales. Rappelons qu'aux fins du présent exercice, les émissions
17 prévues sont basées sur l'année civile, soit du 1^{er} janvier au 31 décembre.

18 Ces prévisions des droits d'émission pour la période 2015 à 2020 présentées en phase 1 du
19 dossier tarifaire 2015 ont été établies à l'hiver 2013-2014 selon les méthodologies décrites aux
20 sections suivantes et reposent principalement sur la prévision de la demande aux fins du Plan
21 d'approvisionnement 2014-2019¹². La prévision de la demande de gaz naturel aux fins
22 d'établissement du Plan d'approvisionnement 2015-2018 et de l'établissement des tarifs
23 2014-2015 sera déposée dans le cadre de la phase 2 du présent dossier tarifaire.

¹² R-3837-2013, Phase 2

4.3.1 Émissions assujetties relatives à ses activités en transport et distribution de gaz naturel

1 Les émissions relatives aux activités de transport et de distribution de gaz naturel assujetties ne
2 représentent qu'une très faible partie des émissions que Gaz Métro doit couvrir, soit environ
3 0,6 %. Ces émissions sont composées de la somme des émissions suivantes :

4 ❖ Combustion (QC.1) :

5 ○ Émissions liées aux postes de livraison et à l'usine LSR;

6 ❖ Transport et distribution de gaz naturel (QC.29) :

7 ○ Émissions relatives aux purges,

8 ○ Émissions relatives aux fuites fugitives,

9 ○ Émissions relatives aux torches, et

10 ○ Émissions relatives aux bris par les tiers.

11 Pour la première période de conformité à laquelle Gaz Métro est soumise, soit de 2015 à 2017,
12 les émissions relatives au transport et à la distribution de gaz naturel sont évaluées à
13 120 888 tonnes CO₂ éq., soit 40 296 tonnes CO₂ éq. pour chacune des trois années, tel que
14 détaillé au tableau 3 ci-dessous. Cette prévision est basée sur la déclaration des émissions de
15 l'année civile 2012. Considérant la faible part de celles-ci par rapport à l'ensemble des émissions
16 totales à couvrir, les émissions relatives aux activités de transport et de distribution de gaz naturel
17 sont présumées équivalentes sur une base d'année civile et constantes pour la seconde et la
18 troisième période de conformité, et ce, dans les trois scénarios.

19 Le tableau suivant présente le détail par type d'émission pour une année.

Tableau 3

Types d'émission		Tonnes de GES / an
QC.1	Combustion (postes de livraison et usine LSR, excluant les bureaux administratifs)	9 006
QC.29	Transport et distribution de gaz naturel - Purges	6 456
QC.29	Transport et distribution de gaz naturel - Fuites fugitives	19 244
QC.29	Transport et distribution de gaz naturel - Torches	54
QC.29	Transport et distribution de gaz naturel - Bris par les tiers	5 536
Sous-total		40 296

4.3.2 Émissions assujetties relatives à l'utilisation
du gaz naturel distribué pour consommation au Québec

1 Les émissions relatives à l'utilisation ou à la combustion du gaz naturel distribué pour
2 consommation au Québec, soit les émissions des clients calculées selon le protocole de calcul
3 QC.30 de l'annexe A.2 du RDO, doivent être déterminées selon un calcul impliquant l'addition et
4 la soustraction de plusieurs éléments relatifs aux livraisons de gaz naturel et la conversion de ces
5 livraisons en tonnes de GES, tel que le détaille le calcul suivant :

6 **Émissions assujetties (tonnes de GES) = (a + b – c – d – e + f + g) X h**

7 où :

8 **a) Livraisons totales de gaz naturel au Québec**

- 9 ○ Scénario de base : Les prévisions ont été déterminées sur la base des prévisions
10 des livraisons de gaz naturel utilisées aux fins du Plan d'approvisionnement 2014-
11 2019¹³. Les prévisions ont été adaptées à l'année civile pour la période de 2015 à
12 2019. Les prévisions pour 2020 ont été présumées constantes à celles de 2019.
- 13 ○ Scénarios alternatifs : Pour le scénario de fortes émissions, un scénario a été
14 préparé à partir du Plan d'approvisionnement 2014-2019, dans lequel des
15 ajustements ont été apportés aux volumes de l'ensemble des marchés. Pour le
16 scénario de faibles émissions, un scénario défavorable a été établi sur la base de
17 l'écart annuel entre le scénario de base et le scénario de plus fortes émissions.

¹³ R-3837-2013, Phase 2

1 Cet écart a ensuite été appliqué en soustraction du scénario de base afin de créer
2 une fourchette symétrique autour du scénario de base. Autant dans les scénarios
3 de fortes que de faibles émissions, les livraisons pour 2020 ont été présumées
4 constantes à celles de 2019.

5 **b) Livraisons relatives à l'utilisation du gaz naturel par Gaz Métro pour ses bâtiments**
6 **administratifs**

- 7 ○ Scénario de base : Il s'agit des livraisons de gaz naturel relatives à la
8 consommation de gaz naturel dans les bureaux administratifs de Gaz Métro. Ces
9 livraisons ne sont pas comprises en a). La prévision des émissions de 2015 à 2020
10 dans le scénario de base a été établie sur la base de la moyenne de la
11 consommation de l'année 2011-2012 et 2012-2013, telle que déclarée aux
12 rapports annuels respectifs de ces deux années. Considérant la faible proportion
13 des émissions de cette nature par rapport aux émissions totales, les livraisons sont
14 présumées constantes de 2015 à 2020. Les livraisons sur la base de l'année
15 financière sont présumées équivalentes à celles sur la base de l'année civile.
- 16 ○ Scénarios alternatifs : La prévision pour le scénario de fortes émissions de 2015
17 à 2020 a été établie sur la base des livraisons de l'année 2012-2013, considérant
18 le niveau plus élevé des livraisons sur cette période, alors que la prévision pour le
19 scénario de faibles émissions a été établie sur la base des livraisons de l'année
20 2011-2012. Pour ces scénarios alternatifs, les livraisons sur la base de l'année
21 financière sont présumées équivalentes à celles sur la base de l'année civile.

22 **c) Livraisons totales de gaz naturel aux Émetteurs** (dont les émissions sont déjà
23 couvertes par le SPEDE depuis janvier 2013)

- 24 ○ Scénario de base : Basées sur la liste des Émetteurs disponible sur le site du
25 MDDEFP ¹⁴, les livraisons prévues à ces Émetteurs aux fins du Plan
26 d'approvisionnement 2014-2019¹⁵ ont été soustraites des prévisions établies en a)
27 puisque ces Émetteurs devront directement couvrir leurs émissions en vertu du

¹⁴ <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/carbone/liste-etablissements-visesRSPEDE.pdf>

¹⁵ R-3837-2013, Phase 2

1 SPEDE. Les prévisions ont été adaptées à l'année civile pour la période de 2015
2 à 2019. Les prévisions pour 2020 ont été présumées constantes à celles de 2019.
3 Un client majeur de produits fertilisants est prévu à partir de 2017. Les émissions
4 totales annuelles de ce nouveau client lui permettront d'être reconnu à titre
5 d'Émetteur à partir du 1^{er} janvier 2019 selon le Règlement concernant le SPEDE¹⁶,
6 puisque ce n'est qu'au 1^{er} janvier qui suit la déclaration qui confirme des émissions
7 supérieures à 25 000 tonnes de GES que le client sera reconnu à titre
8 d'Émetteur¹⁷. Les émissions de 2017 et 2018 devront donc être couvertes par
9 Gaz Métro. Les livraisons correspondantes n'ont donc pas été soustraites à cette
10 étape pour 2017 et 2018.

- 11 ○ Scénarios alternatifs : Le scénario de fortes émissions a été préparé à partir de la
12 prévision utilisée dans le scénario de fortes émissions en **a)** pour ces clients. Pour
13 le scénario de faibles émissions, un scénario défavorable a été établi sur la base
14 de l'écart annuel entre le scénario de base et le scénario de plus fortes émissions.
15 Cet écart a ensuite été appliqué en soustraction du scénario de base afin de créer
16 une fourchette symétrique autour du scénario de base. Autant dans les scénarios
17 de fortes que de faibles émissions, les livraisons pour 2020 ont été présumées
18 constantes à celles de 2019.

19 **d) Émissions totales relatives aux livraisons de gaz naturel au Québec aux clients qui**
20 **émettent moins de 25 000 tonnes de CO₂ éq. sans combustion du gaz naturel**
21 **(utilisation du gaz naturel comme matière première)¹⁸**

- 22 ○ Scénario de base : Certains clients utilisent le gaz naturel comme matière
23 première dans leurs procédés de production pour ses propriétés chimiques sans
24 procéder à sa combustion. Il faut donc soustraire ces livraisons des livraisons
25 totales en **a)**. Les clients actuels qui sont dans cette situation sont tous, pour le
26 moment, des Émetteurs. Leurs émissions sont donc déjà exclues par l'étape **c)**.
27 Cependant, les livraisons pour 2017 et 2018 relatives au client majeur de produits

¹⁶ Selon le paragraphe 3 de l'alinéa 2 de l'article 19 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

¹⁷ Par exemple, les émissions de 2017 seront constatées supérieures à 25 000 tonnes de GES avant le 1^{er} juin 2018. Ce n'est qu'au 1^{er} janvier 2019 que le client sera reconnu à titre d'Émetteur.

¹⁸ Dans le cas où l'émetteur émet plus de 25 000 tonnes de GES, les émissions sont déjà soustraites à **c)**.

1 fertilisants servent en partie au procédé de production de l'engrais. Cette étape
2 vise donc à soustraire les livraisons de gaz naturel qui ne généreront pas
3 d'émissions en 2017 et 2018 chez ce client majeur.

- 4 ○ Scénarios alternatifs : Les livraisons considérées sont les mêmes dans les trois
5 scénarios.

6 **e) Livraisons totales relatives au biogaz ou biométhane**

7 ○ Scénario de base : Les prévisions des livraisons relatives au biogaz ou au
8 biométhane sont considérées carboneutres et doivent être soustraites des
9 émissions en a). Ces prévisions regroupent le biogaz de producteurs livré à un
10 client en particulier ou injecté dans le réseau et le biométhane à venir des sites
11 d'enfouissements municipaux selon les dernières prévisions disponibles.

- 12 ○ Scénarios alternatifs : Les prévisions varient d'une année à l'autre, mais sont les
13 mêmes dans les trois scénarios.

14 **f) Livraisons totales au Québec relatives à la distribution de GNL**

15 ○ Scénario de base : Les livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL) doivent faire partie
16 des livraisons à considérer selon une récente modification du RDO qui redéfinit la
17 notion de Distributeur de carburants et combustibles. Les livraisons de GNL
18 prévues au Québec ont donc été ajoutées à la prévision pour 2015 à 2020 selon
19 une prévision préparée durant l'hiver 2014.

- 20 ○ Scénarios alternatifs : Les prévisions varient d'une année à l'autre, mais sont les
21 mêmes dans les trois scénarios.

22 **g) Livraisons relatives au gaz perdu, autre que les émissions relatives aux fuites**
23 **fugitives**

24 ○ Scénario de base : Sur la base des données présentées aux rapports annuels
25 2012 et 2013, Gaz Métro est en mesure d'établir une prévision des livraisons
26 associées au gaz perdu pour 2015 à 2020. Cependant, les fuites fugitives font
27 partie du gaz perdu. Par conséquent, cette étape vise à considérer les livraisons
28 relatives au gaz perdu et à déduire les émissions relatives aux fuites fugitives
29 établies à la section 4.3.1. Les prévisions de 2015 à 2020 du scénario de base

1 sont établies sur la moyenne des résultats obtenus pour les deux années
2 considérées et présumées constantes sur la période.

3 ○ Scénarios alternatifs : Le scénario de fortes émissions est basé sur les données
4 de l'année 2012-2013 présentant le niveau le plus élevé de gaz perdu et le
5 scénario de faibles émissions est basé sur l'année 2011-2012. Autant dans les
6 scénarios de fortes que de faibles émissions, les livraisons sont présumées
7 constantes de 2015 à 2020.

8 **h) Facteurs de conversion**

9 ○ Deux facteurs de conversion sont utilisés pour convertir les livraisons de gaz
10 naturel résultant du calcul des étapes **a)** à **g)** en tonnes de GES. Le premier facteur
11 vise un facteur d'émission de 1,889 tonne métrique de CO₂ par millier de mètres
12 cubes de gaz naturel¹⁹. Le second vise la température de lecture des compteurs.
13 Gaz Métro considère une température de 15 °C alors que le SPEDE considère
14 une température de 20 °C. Le facteur de conversion à considérer est de 1,017. En
15 combinant les deux facteurs de conversion (1,889 X 1,017), il en résulte un facteur
16 de conversion combiné de 1,921.

4.3.3 Émissions totales assujetties au SPEDE

17 Les émissions de GES que Gaz Métro estime devoir couvrir pour les périodes de conformité
18 2015-2017 et 2018-2020 sont constituées de la somme des émissions prévues aux sections 4.3.1
19 et 4.3.2 et sont présentées dans les tableaux ci-dessous selon les trois scénarios évalués.

20 Basé sur ces calculs, les prévisions des émissions du scénario de base pour la période de
21 conformité 2015 à 2017 totalisent 20 859 696 tonnes de CO₂ éq. alors que les émissions pour la
22 période de conformité 2018 à 2020 s'élèvent à 22 219 374 tonnes de CO₂ éq.

23 Dans un scénario de fortes émissions, les émissions pourraient atteindre 22 948 429 tonnes de
24 CO₂ éq. pour la période 2015-2017 et 26 880 647 tonnes de CO₂ éq. pour la période 2018-2020.

¹⁹ Selon le protocole QC.30 du RDO.

- 1 Finalement, dans un scénario de faibles émissions les émissions pourraient atteindre
- 2 18 770 962 tonnes de CO₂ éq. pour la période 2015-2017 et 17 558 102 tonnes de CO₂ éq. pour
- 3 la période 2018-2020.

Tableau 4

Prévision des émissions 2015 à 2020 - Scénario de base

		Période de conformité 2015-2017			Période de conformité 2018-2020		
		p	p	p	p	p	p
Scénario de base		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Émissions sur le réseau (QC.1 et QC.29)							
QC.1 Combustion (postes de livraison et usine LSR, bureaux administratifs exclus)	Tonnes GES	9 006	9 006	9 006	9 006	9 006	9 006
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Purges	Tonnes GES	6 456	6 456	6 456	6 456	6 456	6 456
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Fuites fugitives	Tonnes GES	19 244	19 244	19 244	19 244	19 244	19 244
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Torches	Tonnes GES	54	54	54	54	54	54
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Bris par les tiers	Tonnes GES	5 536	5 536	5 536	5 536	5 536	5 536
Sous-total Émissions sur le réseau	Tonnes GES	40 296	40 296	40 296	40 296	40 296	40 296
	Portion du total	0,60%	0,58%	0,56%	0,52%	0,56%	0,56%
Émissions des clients à couvrir (QC.30)							
Livraisons totales aux clients	10 ³ m ³	5 728 662	5 840 975	5 930 527	6 689 022	6 747 199	6 747 199
Utilisation de Gaz Métro pour bâtiments administratifs	10 ³ m ³	664	664	664	664	664	664
Moins - Livraisons aux grands émetteurs	10 ³ m ³	(2 293 257)	(2 299 861)	(2 299 015)	(2 311 184)	(3 099 900)	(3 099 900)
Moins - Livraisons aux clients sans combustion autre que grands émetteurs	10 ³ m ³	-	-	(11 370)	(424 192)	-	-
Moins - Livraisons de biogaz - Sainte-Sophie - Saint-Jérôme	10 ³ m ³	(28 000)	(28 093)	(28 000)	(28 000)	(28 000)	(28 000)
Moins - Livraisons de biogaz - producteur biogaz	10 ³ m ³	(3 853)	-	-	-	-	-
Moins - Livraisons de biogaz - sites municipaux	10 ³ m ³	(5 258)	(12 004)	(16 895)	(21 846)	(27 943)	(32 235)
Plus - Livraisons GNL	10 ³ m ³	34 774	84 113	109 492	109 492	109 492	109 492
Plus gaz perdu (autres qu'Émissions fugitives)	10 ³ m ³	30 092	30 092	30 092	30 092	30 092	30 092
Sous-total livraisons	10³m³	3 463 823	3 615 886	3 715 495	4 044 047	3 731 602	3 727 311
	Facteurs de conversion GES	1,921	1,921	1,921	1,921	1,921	1,921
Sous-total des émissions des clients à couvrir	Tonnes GES	6 654 396	6 946 526	7 137 885	7 769 070	7 168 830	7 160 586
	Portion du total	99,40%	99,42%	99,44%	99,48%	99,44%	99,44%
Émissions totales à couvrir	Tonnes GES	6 694 692	6 986 822	7 178 181	7 809 366	7 209 126	7 200 882
	Total 3 ans		20 859 696		Total 3 ans	22 219 374	

Tableau 5

Prévision des émissions 2015 à 2020 - Scénario de fortes émissions

		Période de conformité 2015-2017			Période de conformité 2018-2020		
		p	p	p	p	p	p
Scénario fort		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Émissions sur le réseau (QC.1 et QC.29)							
QC.1 Combustion (postes de livraison et usine LSR, bureaux administratifs exclus)	Tonnes GES	9 006	9 006	9 006	9 006	9 006	9 006
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Purges	Tonnes GES	6 456	6 456	6 456	6 456	6 456	6 456
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Fuites fugitives	Tonnes GES	19 244	19 244	19 244	19 244	19 244	19 244
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Torches	Tonnes GES	54	54	54	54	54	54
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Bris par les tiers	Tonnes GES	5 536	5 536	5 536	5 536	5 536	5 536
Sous-total Émissions sur le réseau	Tonnes GES	40 296	40 296	40 296	40 296	40 296	40 296
	Portion du total	0,56%	0,53%	0,50%	0,44%	0,45%	0,46%
Émissions des clients à couvrir (QC.30)							
Livraisons totales aux clients	10 ³ m ³	6 278 989	6 468 611	6 732 418	7 815 883	8 026 230	8 026 230
Utilisation de Gaz Métro pour bâtiments administratifs	10 ³ m ³	726	726	726	726	726	726
Moins - Livraisons aux grands émetteurs	10 ³ m ³	(2 588 125)	(2 606 204)	(2 611 749)	(2 740 537)	(3 525 187)	(3 525 187)
Moins - Livraisons aux clients sans combustion autre que grands émetteurs	10 ³ m ³	-	-	(11 370)	(424 192)	-	-
Moins - Livraisons de biogaz - Sainte-Sophie - Saint-Jérôme	10 ³ m ³	(28 000)	(28 093)	(28 000)	(28 000)	(28 000)	(28 000)
Moins - Livraisons de biogaz - producteur biogaz	10 ³ m ³	(3 853)	-	-	-	-	-
Moins - Livraisons de biogaz - sites municipaux	10 ³ m ³	(5 258)	(12 004)	(16 895)	(21 846)	(27 943)	(32 235)
Plus - Livraisons GNL	10 ³ m ³	34 774	84 113	109 492	109 492	109 492	109 492
Plus gaz perdu (autres qu'Émissions fugitives)	10 ³ m ³	37 144	37 144	37 144	37 144	37 144	37 144
Sous-total livraisons	10³m³	3 726 397	3 944 293	4 211 766	4 748 669	4 592 461	4 588 170
Facteurs de conversion GES		1,921	1,921	1,921	1,921	1,921	1,921
Sous-total des émissions des clients à couvrir	Tonnes GES	7 158 830	7 577 433	8 091 278	9 122 729	8 822 637	8 814 393
	Portion du total	99,44%	99,47%	99,50%	99,56%	99,55%	99,54%
Émissions totales à couvrir	Tonnes GES	7 199 126	7 617 729	8 131 574	9 163 025	8 862 933	8 854 689
		Total 3 ans	22 948 429		Total 3 ans	26 880 647	

Tableau 6

Prévision des émissions 2015 à 2020 - Scénario de faibles émissions

		Période de conformité 2015-2017			Période de conformité 2018-2020		
		p	p	p	p	p	p
Scénario faible		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Émissions sur le réseau (QC.1 et QC.29)							
QC.1 Combustion (postes de livraison et usine LSR, bureaux administratifs exclus)	Tonnes GES	9 006	9 006	9 006	9 006	9 006	9 006
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Purges	Tonnes GES	6 456	6 456	6 456	6 456	6 456	6 456
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Fuites fugitives	Tonnes GES	19 244	19 244	19 244	19 244	19 244	19 244
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Torches	Tonnes GES	54	54	54	54	54	54
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel - Bris par les tiers	Tonnes GES	5 536	5 536	5 536	5 536	5 536	5 536
Sous-total Émissions sur le réseau	Tonnes GES	40 296	40 296	40 296	40 296	40 296	40 296
	Portion du total	0,65%	0,63%	0,65%	0,62%	0,73%	0,73%
Émissions des clients à couvrir (QC.30)							
Livraisons totales aux clients	10 ³ m ³	5 178 335	5 213 340	5 128 636	5 562 161	5 468 167	5 468 167
Utilisation de Gaz Métro pour bâtiments administratifs	10 ³ m ³	601	601	601	601	601	601
Moins - Livraisons aux grands émetteurs	10 ³ m ³	(1 998 390)	(1 993 517)	(1 986 281)	(1 881 831)	(2 674 613)	(2 674 613)
Moins - Livraisons aux clients sans combustion autre que grands émetteurs	10 ³ m ³	-	-	(11 370)	(424 192)	-	-
Moins - Livraisons de biogaz - Sainte-Sophie - Saint-Jérôme	10 ³ m ³	(28 000)	(28 093)	(28 000)	(28 000)	(28 000)	(28 000)
Moins - Livraisons de biogaz - producteur biogaz	10 ³ m ³	(3 853)	-	-	-	-	-
Moins - Livraisons de biogaz - sites municipaux	10 ³ m ³	(5 258)	(12 004)	(16 895)	(21 846)	(27 943)	(32 235)
Plus - Livraisons GNL	10 ³ m ³	34 774	84 113	109 492	109 492	109 492	109 492
Plus gaz perdu (autres qu'Émissions fugitives)	10 ³ m ³	23 040	23 040	23 040	23 040	23 040	23 040
Sous-total livraisons	10 ³ m ³	3 201 250	3 287 480	3 219 224	3 339 425	2 870 744	2 866 452
Facteurs de conversion GES		1,921	1,921	1,921	1,921	1,921	1,921
Sous-total des émissions des clients à couvrir	Tonnes GES	6 149 962	6 315 620	6 184 492	6 415 412	5 515 023	5 506 779
	Portion du total	99,35%	99,37%	99,35%	99,38%	99,27%	99,27%
Émissions totales à couvrir	Tonnes GES	6 190 258	6 355 916	6 224 788	6 455 708	5 555 319	5 547 075
		Total 3 ans	18 770 962		Total 3 ans	17 558 102	

Tableau 7

Synthèse des émissions à couvrir pour la période de conformité 2015-2017

Scénario de base		2015	2016	2017	2015 -2017
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	TCO2 éq.	40 296	40 296	40 296	120 888
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	TCO2 éq.	6 654 396	6 946 526	7 137 885	20 738 808
Émissions totales	TCO2 éq.	6 694 692	6 986 822	7 178 181	20 859 696
Scénario fortes émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	TCO2 éq.	40 296	40 296	40 296	120 888
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	TCO2 éq.	7 158 830	7 577 433	8 091 278	22 827 541
Émissions totales	TCO2 éq.	7 199 126	7 617 729	8 131 574	22 948 429
Scénario faibles émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	TCO2 éq.	40 296	40 296	40 296	120 888
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	TCO2 éq.	6 149 962	6 315 620	6 184 492	18 650 074
Émissions totales	TCO2 éq.	6 190 258	6 355 916	6 224 788	18 770 962

Tableau 8

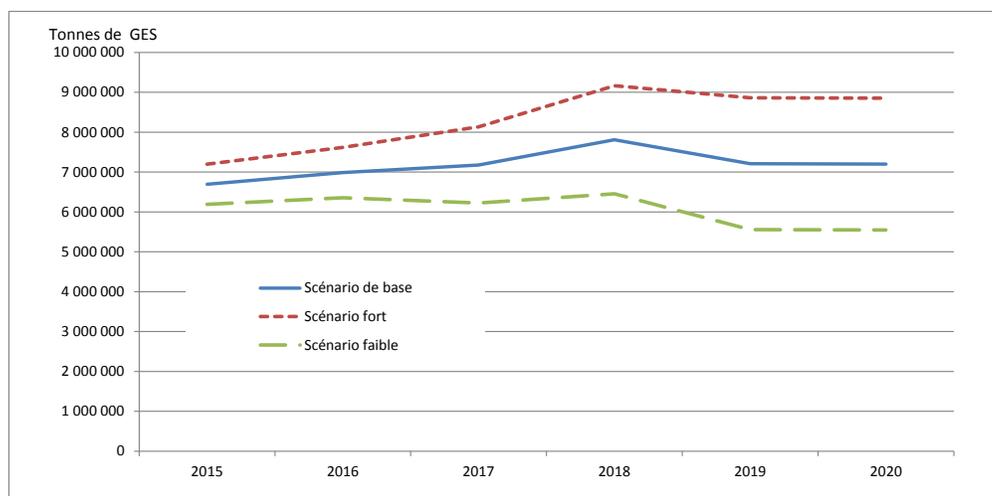
Synthèse des émissions à couvrir pour la période de conformité 2018-2020

Scénario de base		2018	2019	2020	2018-2020
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	TCO2 éq.	40 296	40 296	40 296	120 888
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	TCO2 éq.	7 769 070	7 168 830	7 160 586	22 098 486
Émissions totales	TCO2 éq.	7 809 366	7 209 126	7 200 882	22 219 374
Scénario fortes émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	TCO2 éq.	40 296	40 296	40 296	120 888
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	TCO2 éq.	9 122 729	8 822 637	8 814 393	26 759 759
Émissions totales	TCO2 éq.	9 163 025	8 862 933	8 854 689	26 880 647
Scénario faibles émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	TCO2 éq.	40 296	40 296	40 296	120 888
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	TCO2 éq.	6 415 412	5 515 023	5 506 779	17 437 214
Émissions totales	TCO2 éq.	6 455 708	5 555 319	5 547 075	17 558 102

- 1 Les émissions prévues de 2015 à 2020 dans les trois scénarios peuvent également être
- 2 présentées sous forme graphique.

Graphique 4

Émissions totales prévues à couvrir de 2015 à 2020 selon les 3 scénarios analysés



- 3 Ainsi, selon le scénario de réalisation le plus probable, soit le scénario de base, Gaz Métro devrait
- 4 couvrir un peu plus de 20,8 millions de tonnes de CO₂ éq. pour la période de conformité
- 5 2015-2017 et 22,2 millions de tonnes de CO₂ éq. pour la période de conformité 2018-2020.
- 6 Évidemment, cette prévision sera mise à jour annuellement lors des prochains dossiers tarifaires.

4.4 PRÉAUDIT EXTERNE

- 7 Tel que détaillé à la section 4.5 *Processus annuels de déclaration et de vérification des émissions*
- 8 *de GES*, Gaz Métro devra faire vérifier annuellement la déclaration des émissions réelles
- 9 assujetties au SPEDE par un tiers, le tout selon les modalités prévues au RDO. L'exercice pour
- 10 l'année civile 2013 se déroulera au printemps 2014, soit après le dépôt à la Régie de la présente
- 11 preuve.

- 12 Considérant que la vérification des émissions prévue en 2014 sera la première effectuée dans le
- 13 cadre du RDO et que les prévisions pour la période 2015-2020 reposent en partie sur des
- 14 émissions historiques et sur l'inclusion et l'exclusion de catégories d'émissions, comme détaillé
- 15 à la section 4.3 *Prévision des droits d'émission à acquérir par Gaz Métro selon différents*

1 scénarios, Gaz Métro a mandaté la firme de vérificateur externe Enviro-accès pour réaliser un
2 préaudit avant le dépôt du présent dossier à la Régie.

3 Les objectifs du préaudit étaient de confirmer que toutes les sources d'émission et les types de
4 GES à considérer dans les calculs ont été pris en compte pour l'ensemble des activités et que
5 les méthodologies de quantification utilisées relativement à la combustion au moyen
6 d'équipements fixes (QC.1.) et à la distribution de carburants et de combustibles (QC.30) sont
7 adéquates et conformes aux exigences du RDO (aussi connu sous l'acronyme RDOCÉCA).

8 Au terme de l'exercice de préaudit, l'auditeur externe conclut que :

9 « Au cours des analyses faites dans le cadre du préaudit, Enviro-accès a pu constater que :

- 10 – Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs de toutes les sources d'émissions et de tous
11 les types de GES générés par les procédés et les équipements utilisés pour le transport et
12 la distribution de gaz naturel devant être déclarés selon l'article QC.29. du RDOCÉCA;
- 13 – Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs de toutes les sources d'émission et de tous les
14 types de GES générés par la combustion au moyen d'équipements fixes devant être
15 déclarés selon l'article QC1. du RDOCÉCA;
- 16 – Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs de toutes les sources d'émission et de tous les
17 types de GES générés par la distribution de carburants et de combustibles selon l'article
18 QC.30. du RDOCÉCA;
- 19 – Gaz Métro a utilisé des méthodologies de quantification adéquates et applicables pour le
20 calcul des émissions attribuables à la distribution de carburants et de combustibles (article
21 QC.30.) et à la combustion au moyen d'équipements fixes (article QC.1.).

22 Selon les activités menées dans le cadre du préaudit, Enviro-accès n'a rien relevé qui porterait à
23 croire que les méthodologies de calcul des émissions de GES à déclarer par Gaz Métro ne sont
24 pas, à tous les égards importants, conformes aux exigences du RDOCÉCA. »²⁰

4.5 PROCESSUS ANNUELS DE DÉCLARATION ET DE VÉRIFICATION DES ÉMISSIONS DE GES

25 Afin de se conformer à la réglementation liée au SPEDE, Gaz Métro devra produire une
26 déclaration annuelle des émissions réelles de GES. Conformément au RDO, cette déclaration
27 permet de déterminer la quantité totale d'émissions de GES réellement émises par Gaz Métro et
28 ses clients, autres que les Émetteurs, produite pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre
29 d'une année. Gaz Métro devra produire cette déclaration accompagnée du rapport de vérification

²⁰ Extrait du rapport de préaudit présenté à l'annexe 1.

1 produit par un vérificateur externe accrédité avant le 1^{er} juin qui suit la fin de l'année civile
2 déclarée.

3 Ainsi, les émissions réelles de GES de l'année civile 2015 devront être déclarées au plus tard le
4 1^{er} juin 2016 et ainsi de suite pour chacune des années. Ce sont ces émissions réelles que
5 Gaz Métro devra couvrir par l'achat de droits d'émission au terme de chacune des périodes de
6 conformité.

7 La couverture des émissions assujetties au SPEDE par l'achat de droits d'émission n'est donc
8 pas une option, mais une obligation légale. Le gouvernement du Québec a prévu des pénalités
9 en cas de non-conformité. La section 4.6 détaille sommairement ces pénalités.

4.6 PÉNALITÉS EN CAS DE NON-CONFORMITÉ

10 Advenant que Gaz Métro contrevienne à une ou des dispositions du Règlement concernant le
11 SPEDE ou du RDO, elle est passible de sanctions administratives (pécuniaires ou non) et
12 pénales. D'autres sanctions sont également possibles, entre autres, en vertu de la *Loi sur la*
13 *qualité de l'environnement*.

Sanctions administratives

15 Tout défaut de Gaz Métro de couvrir les émissions de GES visées par le SPEDE à l'expiration
16 d'une période de conformité donnée entraînera la suspension de son compte général²¹ et
17 donnera lieu à l'application d'une sanction administrative de 3 unités d'émission pour chaque droit
18 d'émission manquant pour compléter la couverture des émissions de GES²². Ainsi, pour chaque
19 droit d'émission manquant, le Ministre déduira trois unités d'émission des comptes de Gaz Métro,
20 de la manière prescrite dans le Règlement concernant le SPEDE.

21 Si les différents comptes de Gaz Métro ne contiennent pas suffisamment de droits d'émission
22 pour effectuer tout ou partie du recouvrement des droits d'émission manquants et des unités

²¹ En vertu du Règlement concernant le SPEDE, tout Émetteur a un compte général dans lequel sont inscrits les droits d'émission pouvant faire l'objet de transaction ou de retrait et un compte de conformité dans lequel doivent être inscrits les droits d'émission servant à couvrir les émissions de GES aux termes d'une période de conformité.

²² Article 22 du Règlement concernant le SPEDE.

1 d'émission exigibles par application de la sanction administrative, le Ministre en avisera
2 Gaz Métro qui devra les lui remettre dans les 30 jours du défaut de couverture.

3 Sanctions administratives pécuniaires

4 Le Règlement concernant le SPEDE prévoit des sanctions administratives pécuniaires advenant
5 le non-respect de diverses dispositions de ce règlement. Pour illustration, une sanction
6 administrative pécuniaire d'un montant de 10 000 \$ dans le cas d'une personne qui n'est pas une
7 personne physique (ce qui vise Gaz Métro) peut être imposée si celle-ci :

- 8 ❖ contrevient au premier alinéa de l'article 19 du Règlement concernant le SPEDE (à savoir
9 ne couvre pas les émissions de GES) ; et
- 10 ❖ fait défaut d'avoir, le 1^{er} novembre suivant la fin d'une période de conformité, dans son
11 compte de conformité les droits d'émission en nombre au moins équivalant aux émissions
12 de GES vérifiées conformément au RDO pour lesquelles la couverture des émissions est
13 requise²³.

14 Sanctions pénales

15 Le Règlement concernant le SPEDE prévoit des sanctions pénales advenant le non-respect de
16 diverses dispositions de ce règlement. Pour illustration, tout Émetteur qui fait défaut de couvrir
17 les émissions de GES qu'elle doit couvrir en vertu de la législation applicable commet une
18 infraction pour chaque tonne de GES non couverte et est passible, pour chacune d'elle, d'une
19 amende pouvant aller de 3 000 \$ à 600 000 \$²⁴.

20 Autres sanctions

21 Par ailleurs, advenant une condamnation de Gaz Métro pour une contravention au Règlement
22 concernant le SPEDE ou le RDO, le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de
23 la Faune et des Parcs pourra refuser, modifier, suspendre ou révoquer un ou des certificats
24 d'autorisations de Gaz Métro émis en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

25 Enfin, notons qu'une injonction peut aussi être prise pour forcer une entité à couvrir ses émissions
26 de GES conformément à la législation applicable.

²³ Article 73 du Règlement concernant le SPEDE.

²⁴ Article 75.4 du Règlement concernant le SPEDE.

5 OPTIONS DISPONIBLES POUR ACQUÉRIR DES DROITS D'ÉMISSION

1 Gaz Métro aura plusieurs options disponibles pour acquérir des droits d'émission afin de se
2 conformer à la législation applicable, à savoir :

- 3 ❖ achats d'unités d'émission dans le cadre des ventes aux enchères organisées par le
4 gouvernement du Québec ou une entité partenaire;
- 5 ❖ achats d'unités d'émission de la réserve du Ministre;
- 6 ❖ achats de gré à gré de droits d'émission ou de crédits pour réduction hâtive entre
7 Émetteurs et participants inscrits au SPEDE; et
- 8 ❖ achats de gré à gré de crédits compensatoires reconnus par le Règlement concernant le
9 SPEDE.

10 Ces différentes options sont plus amplement décrites ci-dessous.

5.1 VENTES AUX ENCHÈRES

11 L'article 45 du Règlement concernant le SPEDE précise que le Ministre procède à une vente aux
12 enchères d'unités d'émission dans un lieu déterminé ou en ligne, au plus quatre fois par année.
13 Gaz Métro pourra ainsi participer aux ventes aux enchères pour acquérir des unités d'émission
14 lui permettant de rencontrer une partie ou la totalité de ses obligations. La première vente aux
15 enchères au Québec a eu lieu le 3 décembre 2013 et la seconde le 4 mars 2014, alors que déjà
16 plusieurs ventes aux enchères ont eu lieu en Californie depuis 2012.

17 Notons que la quantité d'unités d'émission des millésimes²⁵ de l'année courante ou de millésimes
18 d'années antérieures pouvant être achetée par un même enchérisseur lors de chaque vente aux
19 enchères est limitée. Ainsi, Gaz Métro, lors de chaque vente aux enchères, pourra acheter
20 jusqu'à 40 % des unités d'émission mises aux enchères du millésime de l'année courante.
21 Également, la quantité d'unités d'émission de millésimes d'années postérieures à l'année
22 courante pouvant être achetée par un même enchérisseur lors de chaque vente aux enchères
23 est limitée à 25 % des unités d'émission mises aux enchères. Tel que plus amplement décrit à la

²⁵ Fait référence à l'année du plafond d'émission duquel est issue l'unité d'émission.

1 rubrique 5.5 *Transférabilité des droits d'émission entre les périodes de conformité*, Gaz Métro
2 pourra utiliser des unités d'émission de millésimes d'une année d'une période de conformité
3 antérieure pour se conformer à ses obligations légales; l'inverse n'étant pas possible.

4 Il est important de noter que le Règlement concernant le SPEDE prévoit des prix minimums, tel
5 que présenté à la section 6.1 *Évolution des prix minimums des unités d'émission lors des ventes*
6 *aux enchères*.

7 En septembre 2013, la CARB et le gouvernement du Québec ont signé une entente concernant
8 l'harmonisation et l'intégration des programmes de plafonnement et d'échange de droits
9 d'émission de GES²⁶, laquelle a été ratifiée par le gouvernement du Québec le 13 novembre
10 2013. Cette entente comporte plusieurs objectifs dont ceux visant à prévoir l'équivalence et
11 l'interchangeabilité des droits d'émission délivrés au Québec et en Californie et permettre la
12 planification et la tenue de ventes aux enchères conjointes. Aux termes de l'article 46.14 de la
13 *Loi sur la qualité de l'environnement*, le gouvernement du Québec pourra prendre les mesures
14 nécessaires pour donner effet à cette entente conclue en vertu de cet article.

15 La ratification de cette entente par le gouvernement du Québec a permis de confirmer la liaison
16 officielle des marchés du Québec et de la Californie depuis le 1^{er} janvier 2014. Ainsi, Gaz Métro
17 peut dorénavant faire l'acquisition de droits d'émission émis autant par le gouvernement de la
18 Californie que par celui du Québec. Cette liaison des marchés devrait permettre la tenue de la
19 première vente aux enchères combinée au cours de la deuxième moitié de l'année 2014. À plus
20 court terme, les représentants du MDDEFP précisent que les deux premières ventes aux
21 enchères de l'année 2014 au Québec seront faites distinctement des enchères en Californie.

22 Selon les informations disponibles sur le site Internet du CARB, les ventes aux enchères en
23 Californie en 2014 se tiendront les 19 février, 16 mai, 18 août et 19 novembre. Aucune date n'a
24 encore été diffusée pour 2015.

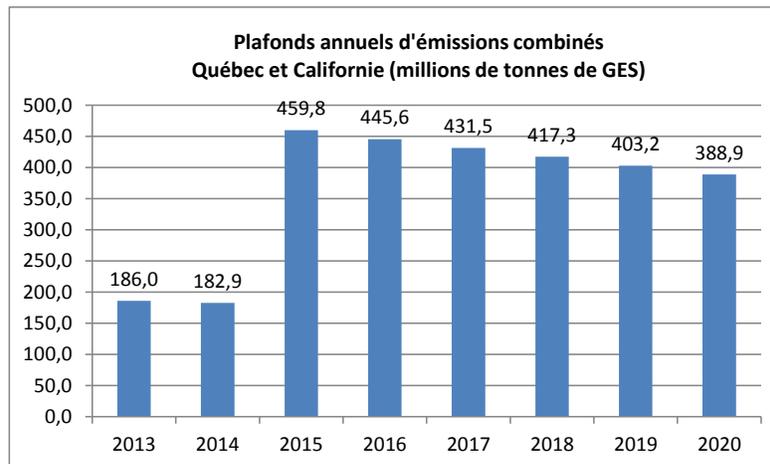
25 Ainsi, la première vente aux enchères commune entre le Québec et la Californie n'aurait
26 vraisemblablement pas lieu avant août 2014. Par la suite, Gaz Métro fait l'hypothèse que les

²⁶ http://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/linkage/ca_quebec_linking_agreement_french.pdf

1 ventes aux enchères se tiendront simultanément au Québec et en Californie en février, mai, août
2 et novembre de chaque année.

3 Ainsi, en combinant les plafonds d'émission du Québec et de la Californie, les unités d'émission
4 mises en circulation devraient atteindre près de 460 millions de tonnes de GES en 2015 et réduire
5 par la suite jusqu'en 2020, tel que l'illustre le graphique suivant.

Graphique 5



5.2 ACHATS D'UNITÉS D'ÉMISSION DE LA RÉSERVE DU MINISTRE

6 L'article 38 du Règlement concernant le SPEDE précise qu'un certain nombre d'unités d'émission
7 sont versées dans le compte de réserve du Ministre. Ces unités peuvent être utilisées à des fins
8 d'ajustement des unités allouées gratuitement ou peuvent être vendues de gré à gré
9 conformément à la section IV de ce règlement. Ainsi, le Ministre pourrait vendre des unités
10 d'émission de gré à gré de façon à pouvoir faire face aux fluctuations du marché et ainsi exercer
11 un certain contrôle sur la montée potentielle des prix.

12 Les quantités d'unités d'émission mises dans le compte de réserve du Ministre sont calculées de
13 la manière suivante :

- 14 ❖ 4 % des unités d'émission disponibles selon le plafond établi pour les années 2015 à
15 2017;
- 16 ❖ 7 % des unités d'émission disponibles selon le plafond établi pour les années 2018 à
17 2020;

1 ❖ 4 % des unités d'émission disponibles selon le plafond établi pour les années 2021 et
2 suivantes.

3 Ces unités d'émission pourront être achetées par les Émetteurs ayant un établissement situé au
4 Québec et ne détenant pas dans leur compte général des unités d'émission pouvant être utilisées
5 pour leur couverture des émissions de GES de la période de conformité en cours selon les
6 modalités prévues²⁷ par le Règlement concernant le SPEDE.

7 Comme pour les ventes aux enchères, le Règlement concernant le SPEDE prévoit des prix
8 minimums pour l'achat de ces unités d'émission. La section 6.2 *Évolution des prix d'unités*
9 *d'émission de la réserve* présente les détails relatifs à ces prix minimums.

10 Considérant les prix potentiellement plus élevés de ces unités d'émission, conséquence directe
11 des prix minimums applicables, elles doivent être perçues comme une solution de dernier recours
12 pour couvrir les émissions.

5.3 ACHATS DE GRÉ À GRÉ DE DROITS D'ÉMISSION

13 Gaz Métro pourra également réaliser des transactions de gré à gré avec d'autres participants ou
14 Émetteurs inscrits au SPEDE (incluant notamment d'autres distributeurs de carburants ou de
15 combustibles ou ses propres clients) que ce soit au Québec ou en Californie. Il s'agira de
16 transactions de gré à gré selon les modalités convenues entre les parties.

5.4 ACHATS DE GRÉ À GRÉ DE CRÉDITS COMPENSATOIRES RECONNUS

17 Outre l'achat de droits d'émission dans le cadre des ventes aux enchères ou de gré à gré,
18 Gaz Métro pourra faire l'acquisition de crédits compensatoires reconnus par le SPEDE pour
19 couvrir jusqu'à un maximum de 8 % de ses émissions .

20 Le gouvernement du Québec a, jusqu'à maintenant, reconnu trois types de crédits
21 compensatoires, à savoir les crédits issus de :

22 ❖ certains projets visant à réduire les émissions de GES par la destruction du CH₄ capté
23 d'une fosse à lisier d'une exploitation agricole au Québec;

²⁷ Aux articles 56 à 64.

1 ❖ certains projets visant à réduire les émissions de GES par la destruction du CH₄ capté
2 d'un lieu d'enfouissement au Québec; et

3 ❖ certains projets de destruction des substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO)
4 contenues dans des mousses isolantes provenant d'appareils de réfrigération et de
5 congélation.

6 Pour être reconnus, les crédits compensatoires devront résulter de projets qui rencontrent tous
7 les critères des protocoles déterminés par le gouvernement du Québec²⁸.

8 De son côté, la Californie a déployé des protocoles similaires. Le Règlement concernant le
9 SPEDE prévoyant que les *ARB Offset Credit* et les *Early Action Offset Credit* émis en vertu du
10 *California Cap on Greenhouse Gas Emissions and Market-Based Compliance Mechanisms, Title*
11 *17, California Code of Regulations, Sections 95800 et seq.* sont considérés comme équivalents
12 aux crédits compensatoires émis en vertu du Règlement concernant le SPEDE, Gaz Métro pourra
13 acheter des *ARB Offset Credit* et les *Early Action Offset Credit* pour se conformer à ses
14 obligations légales.

15 Les crédits compensatoires émis en vertu du Règlement concernant le SPEDE au Québec sont
16 assortis d'une certaine forme de garantie alors que ce n'est pas le cas avec les crédits
17 compensatoires émis en Californie. Au Québec, 3 % des crédits compensatoires d'un projet
18 reconnu sont versés dans un compte d'intégrité environnementale²⁹.

19 Ainsi, en Californie, les risques quant au projet sont assumés par l'acheteur et non par le
20 promoteur du projet comme c'est le cas au Québec. En effet, la législation californienne n'a pas
21 mis en place un compte d'intégrité environnementale dans lequel sont inscrits les crédits
22 compensatoires pouvant être éteints en remplacement de crédits compensatoires illégitimes.
23 Cette différence pourrait avoir un impact à la baisse sur le prix du crédit compensatoire émis par
24 le gouvernement de la Californie; l'acheteur assumant les risques.

25 La disponibilité de crédits compensatoires reconnus par le SPEDE dépendra du nombre de
26 projets mis sur pied par des promoteurs et du nombre de protocoles reconnus au Québec et en

²⁸ Selon les protocoles de l'annexe D du Règlement concernant le SPEDE.

²⁹ Article 70.20 du Règlement concernant le SPEDE

1 Californie. Cette disponibilité est à court terme très limitée, à tout le moins en ce qui concerne le
2 Québec.

5.5 TRANSFÉRABILITÉ DES DROITS D'ÉMISSION ENTRE LES PÉRIODES DE CONFORMITÉ

3 Les droits d'émission acquis pour couvrir les émissions d'une période de conformité peuvent être
4 applicables pour une prochaine période de conformité, l'inverse n'étant pas possible. Par
5 exemple, si au cours de la deuxième période de conformité, Gaz Métro avait fait des achats de
6 droits d'émission en trop par rapport aux émissions réelles à couvrir, les émissions excédentaires
7 pourraient être utilisées pour couvrir les émissions de la troisième période de conformité. Par
8 contre, si Gaz Métro n'achète pas suffisamment de droits d'émission au cours de la deuxième
9 période de conformité et qu'un déficit est constaté, il ne serait pas possible d'utiliser des droits
10 d'émission acquis à l'avance pour la troisième période de conformité pour couvrir le déficit.

5.6 PRODUITS DÉRIVÉS

11 L'utilisation judicieuse de produits financiers dérivés sur le marché du carbone pourrait s'intégrer
12 à la stratégie d'acquisition des droits d'émission de Gaz Métro.

13 Le marché des produits financiers dérivés est déjà implanté et il est possible de faire des
14 transactions. Toutefois, ce marché risque d'être en plein essor qu'au cours des prochaines
15 années en Californie et au Québec. Il ne s'agit donc pas d'un marché qui a atteint une pleine
16 maturité. L'annexe 2 présente le marché des produits dérivés dans sa forme actuelle.

17 Étant donné que le marché est encore en développement, Gaz Métro ne suggère pas d'utiliser
18 de produits financiers dérivés pour répondre à ses besoins d'acquisition pour l'année 2015.
19 Cependant, en cas de développement du marché des dérivés financiers, Gaz Métro pourrait
20 éventuellement proposer d'intégrer l'utilisation de produits financiers dérivés à ses stratégies
21 d'acquisition ou à ses stratégies de couverture du prix des droits d'émission.

6 PRIX DES DROITS D'ÉMISSION

1 Une fois que la prévision du nombre d'émissions de GES à couvrir est établie pour les deux
2 périodes de conformité et que les moyens accessibles pour acquérir des droits d'émission ont
3 été détaillés, il est important d'intégrer la notion de valeur des droits d'émission et des prévisions
4 des prix des droits sur la période 2014-2020.

5 Les prix des unités d'émission ou des crédits compensatoires que Gaz Métro devra acquérir pour
6 chacune des périodes de conformité seront un facteur déterminant des coûts de couverture. Les
7 prix évolueront selon les prix déterminés lors des ventes aux enchères ou des achats de gré à
8 gré.

9 Les prix minimums fixés par le Règlement concernant le SPEDE seront des éléments importants
10 à considérer.

11 En plus des paramètres définis par le Règlement concernant le SPEDE, l'évolution des prix des
12 ventes aux enchères déjà tenues en Californie depuis 2012 et plus récemment au Québec ainsi
13 que les prévisions des prix des droits d'émission dans un marché Québec-Californie devront
14 également faire partie de l'équation permettant de déterminer les budgets nécessaires à
15 Gaz Métro pour rencontrer ses obligations légales liées aux SPEDE.

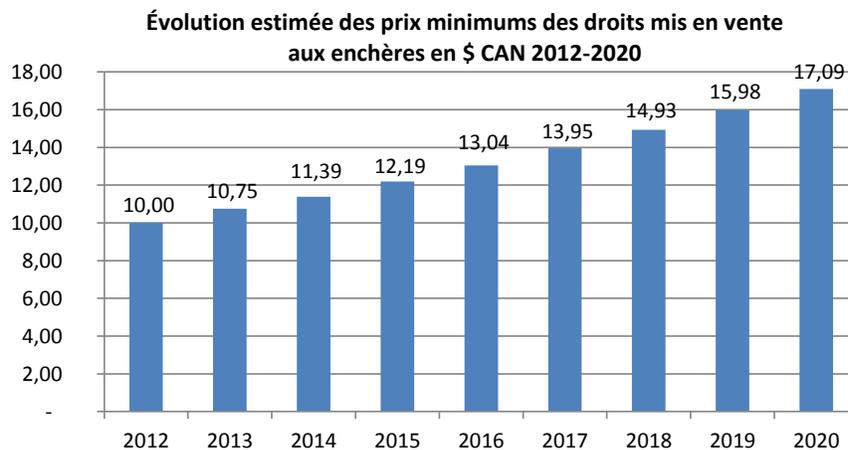
6.1 ÉVOLUTION DES PRIX MINIMUMS DES UNITÉS D'ÉMISSION LORS DES VENTES AUX ENCHÈRES

16 Le prix minimum des unités d'émission vendues lors d'une vente aux enchères organisée par le
17 gouvernement du Québec au cours de l'année civile 2012 a été fixé à 10 \$ par unité d'émission.
18 Pour toute vente aux enchères organisée postérieurement à l'année civile 2012 par le
19 gouvernement du Québec, le prix minimum correspond au prix minimum fixé pour l'année civile
20 2012 annuellement majoré de 5 % et indexé de la manière prévue à l'article 83.3 de la *Loi sur*
21 *l'administration financière*³⁰.

³⁰ À savoir indexé de plein droit, au 1^{er} janvier de chaque année, selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées et les produits du tabac, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle un tarif doit être indexé. Le ministre publie ce taux sans délai sur son site Internet et à la *Gazette officielle du Québec*.

1 Ainsi, en présumant d'une indexation annuelle de 2 % liée à l'inflation, soit la cible fixée par la
 2 Banque du Canada³¹, le prix minimum pourrait augmenter de 7 % par année. Le prix minimum
 3 applicable pour une année est déterminé par le gouvernement du Québec et communiqué lors
 4 de la première vente aux enchères de l'année. Basé sur cette hypothèse, le graphique suivant
 5 illustre une estimation de l'évolution annuelle des prix minimums entre 2012 et 2020 au Québec,
 6 en considérant les prix minimums réels pour 2012, 2013 et 2014.

Graphique 6



7 Dans le cas où une vente aux enchères est effectuée conjointement avec une entité partenaire,
 8 le prix minimum conjoint des unités d'émission correspond au prix le plus élevé, le jour de la vente
 9 aux enchères, entre celui fixé de la manière décrite ci-dessus et celui fixé par l'entité partenaire³².
 10 Ainsi, lorsqu'aura lieu la première vente aux enchères Québec-Californie en 2014, le prix
 11 minimum sera le plus élevé entre celui du Québec (11,39 \$CA) et celui de la Californie
 12 (11,34 \$US). En considérant le taux de change en février 2014³³, le prix minimum correspondrait
 13 au prix minimum américain.

³¹ Le régime de ciblage de l'inflation a pour objectif de maintenir à moyen terme le taux d'accroissement de l'IPC global à 2 %, soit au point médian d'une fourchette allant de 1 à 3 %. (source : site Internet de la Banque du Canada)

³² Selon le taux de conversion officiel de la Banque du Canada en vigueur à midi à la date de la vente ou, lorsque non disponible, le taux le plus récent, lequel est publié à son bulletin quotidien des taux de change.

³³ Selon le taux de la Banque du Canada le 3 février 2014 de 1,1076 (taux nominal), le prix minimum en Californie représente 12,56 \$CA (11,34 \$US X 1,1076 = 12,56 \$CA).

1 Lors d'une vente aux enchères, les offres d'achat d'unités d'émission soumises devront être
2 supérieures ou égales au prix minimum déterminé pour cette vente aux enchères, à défaut de
3 quoi les offres seront automatiquement rejetées.

6.2 ÉVOLUTION DES PRIX DES UNITÉS D'ÉMISSION DE LA RÉSERVE

4 Les unités d'émission de la réserve seront divisées en trois catégories et seront vendues aux prix
5 suivants :

- 6 1° pour les unités d'émission mises en réserve de catégorie A, 40 \$ par unité d'émission;
- 7 2° pour les unités d'émission mises en réserve de catégorie B, 45 \$ par unité d'émission; et
- 8 3° pour les unités d'émission mises en réserve de catégorie C, 50 \$ par unité d'émission.

9 À compter de l'année 2014, les prix indiqués ci-dessus seront annuellement majorés de 5 % et
10 indexés de la manière prévue à l'article 83.3 de la *Loi sur l'administration financière*³⁴.

11 Toujours basé sur l'hypothèse d'un taux d'inflation de 2 %, le graphique suivant illustre une
12 estimation de l'évolution annuelle des prix des unités d'émission de la réserve entre 2012 et 2020
13 au Québec.

³⁴ À savoir indexé de plein droit, au 1^{er} janvier de chaque année, selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées et les produits du tabac, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle un tarif doit être indexé. Le ministre publie ce taux sans délai sur son site Internet et à la *Gazette officielle du Québec*.

Graphique 7

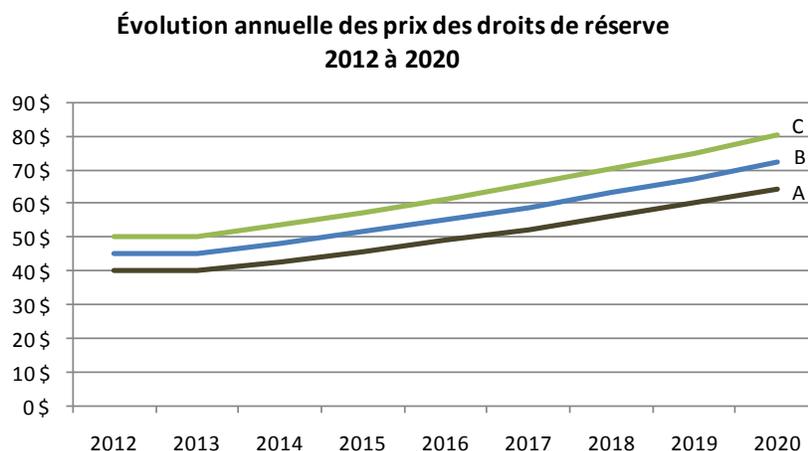


Tableau 9

**Estimation de l'évolution annuelle des prix des droits de réserve
(\$CAN/tonne de GES)**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A	40,00	40,00	42,80	45,80	49,00	52,43	56,10	60,03	64,23
B	45,00	45,00	48,15	51,52	55,13	58,99	63,11	67,53	72,26
C	50,00	50,00	53,50	57,25	61,25	65,54	70,13	75,04	80,29

- 1 Le Règlement concernant le SPEDE précise cependant qu'un faible nombre des unités
- 2 d'émission de la réserve pourra être disponible, soit entre 4 % et 7 % du plafond d'unités
- 3 d'émission établi³⁵. Les unités d'émission de la réserve, par leur quantité limitée et leurs prix
- 4 élevés, seront une solution de dernier recours pour couvrir les émissions.

6.3 RÉSULTATS DES VENTES AUX ENCHÈRES EN CALIFORNIE ET AU QUÉBEC

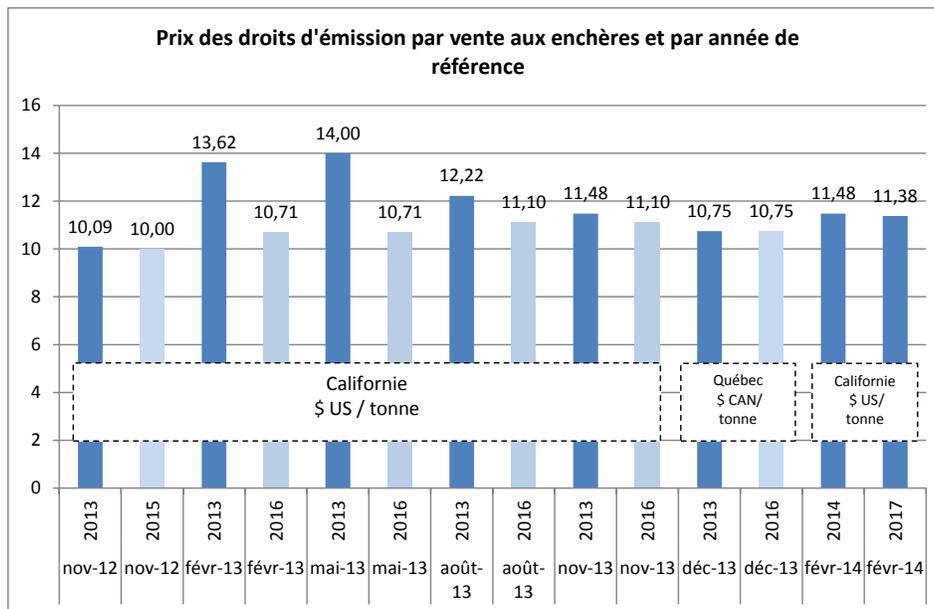
- 5 L'état de la Californie a déjà procédé à plusieurs ventes aux enchères d'unités d'émission depuis
- 6 2012. La CARB a déjà tenu six ventes aux enchères au cours des derniers mois pour des

³⁵ Article 38 du Règlement concernant le SPEDE.

1 millésimes de la première et de la seconde période de conformité. Au Québec, la première vente
2 aux enchères a eu lieu en décembre 2013.

3 Les résultats des ventes aux enchères qui se sont déroulées en Californie et au Québec jusqu'en
4 février 2014 sont présentés ci-dessous. Les prix sont en dollars US pour les ventes aux enchères
5 tenues en Californie et en dollars canadiens pour la vente aux enchères tenue au Québec.

Graphique 8



6 Par exemple, la vente aux enchères tenue en novembre 2013 en Californie a fixé le prix des
7 unités pour le millésime 2013 à 11,48 \$US par unité alors que le prix pour le millésime 2016 a été
8 fixé à 11,10 \$US, soit légèrement supérieur au prix minimum de 10,71 \$US. Le prix de vente des
9 unités d'émission des millésimes 2013 et 2016 a été de 10,75 \$CAN lors de la première vente
10 aux enchères tenue au Québec, soit le prix minimum. La plus récente vente aux enchères tenue
11 le 19 février 2014 en Californie s'est également soldée par des prix très près du prix plancher de
12 11,34 \$US alors que le prix pour le millésime 2014 fut de 11,48 \$US et celui du millésime 2017
13 de 11,38 \$US.

14 Le marché du carbone est très récent et l'historique des prix observés lors des ventes aux
15 enchères passées, quoiqu'intéressant, ne peut permettre à lui seul d'établir une prévision des

1 prix à plus long terme à l'horizon 2020, une information essentielle pour établir les coûts liés à la
2 couverture des émissions de GES pour Gaz Métro. La prochaine section vise à présenter cette
3 perspective à plus long terme.

6.4 PERSPECTIVES 2020

4 Pour obtenir une perspective à plus long terme de l'évolution des prix des droits d'émission à
5 l'horizon 2020, Gaz Métro a mandaté, en août 2013, la firme ÉcoRessources qui est reconnue
6 pour son expertise dans le domaine du marché du carbone au Québec, afin d'établir des
7 prévisions de prix des droits d'émission au Québec selon différents scénarios d'ici 2020. Le
8 rapport de la firme ÉcoRessources est présenté à l'annexe 3. Les prix présentés sont en \$US.

9 La prévision de prix des droits d'émission sur la période 2013 à 2020 est déclinée en trois
10 scénarios, soit un scénario réaliste, un scénario haussier et un scénario baissier. Il est à noter
11 que le scénario réaliste est composé d'un prix moyen annuel et de prix autour de ce prix moyen
12 en fonction d'une courbe de probabilité suivant une loi normale. Le rapport d'ÉcoRessources a
13 été complété et soumis à Gaz Métro en novembre 2013. La méthodologie détaillée utilisée aux
14 fins de la prévision est détaillée dans le rapport d'ÉcoRessources.

15 Le tableau suivant présente le détail des prévisions selon les trois scénarios, ainsi que les prix
16 autour du scénario de prix réaliste selon les probabilités de réalisation suivant une loi normale.

Tableau 10

Prévision des prix des droits d'émission 2013-2020 (Écoressources)
(\$US)

Année	Scénario réaliste						Scénario haussier	Scénario baissier
	12,5 %	45 %	Moyenne	55 %	87,5 %	Écart-type		
2013	10,71 \$	10,71 \$	10,71 \$	10,71 \$	10,71 \$	0,31 \$	10,71 \$	10,71 \$
2014	11,19 \$	11,38 \$	11,41 \$	11,43 \$	11,64 \$	0,36 \$	11,57 \$	11,25 \$
2015	11,80 \$	12,16 \$	12,20 \$	12,25 \$	12,64 \$	0,37 \$	12,55 \$	11,86 \$
2016	12,50 \$	13,02 \$	13,08 \$	13,15 \$	13,71 \$	0,55 \$	13,64 \$	12,54 \$
2017	13,25 \$	13,93 \$	14,03 \$	14,11 \$	14,84 \$	0,71 \$	14,83 \$	13,26 \$
2018	14,08 \$	14,94 \$	15,04 \$	15,16 \$	16,14 \$	1,57 \$	23,00 \$	14,01 \$
2019	14,98 \$	16,01 \$	16,12 \$	16,26 \$	17,46 \$	1,66 \$	24,00 \$	14,81 \$
2020	15,96 \$	17,16 \$	17,29 \$	17,45 \$	18,90 \$	1,77 \$	27,00 \$	15,67 \$

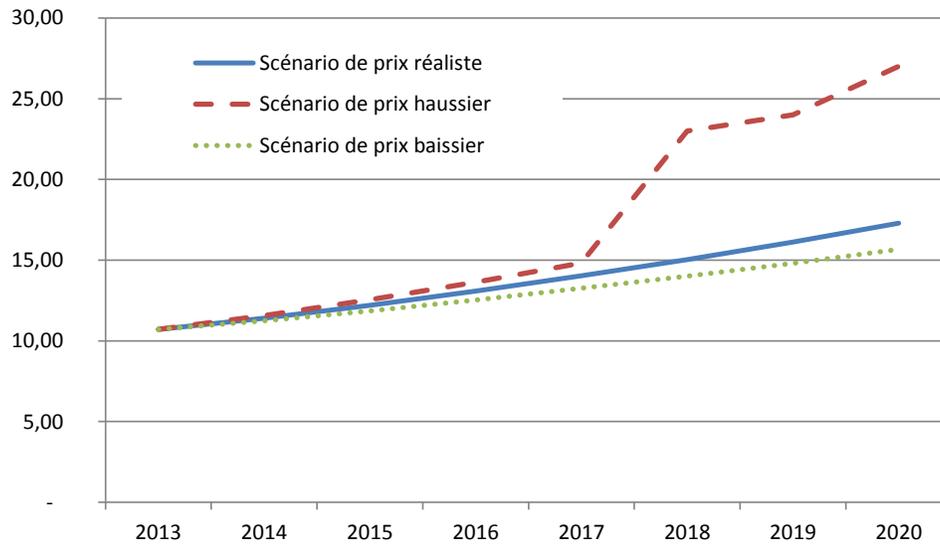
Note 1 : les prix sont en USD

Note 2 : les probabilités dénotent la localisation sur la courbe en cloche. Ainsi, « 45 % » signifie le prix projeté tel que 45 % des résultats de simulation de Monte-Carlo sont sous ce prix.

- 1 Les prévisions dans les trois scénarios peuvent également être présentées par le graphique
- 2 suivant.

Graphique 9

**Prévision des prix des droits d'émission de 2013 à 2020
selon trois scénarios**
(prix en \$US)



1 « Sur base du modèle développé depuis plusieurs années par TRPC, le marché sera sur
2 alloué pendant plusieurs années et les projections de prix sur les trois premières périodes de
3 conformité du SPEDE restent proches du prix plancher. »³⁶ Voilà une des principales
4 conclusions du rapport de la firme ÉcoRessources.

5 Ces prévisions des prix serviront à établir une estimation des coûts d'achat des droits d'émission
6 aux fins du dossier tarifaire 2015. Les prévisions seront mises à jour dans le cadre des prochains
7 dossiers tarifaires.

³⁶ Rapport de la firme EcoRessources, *Projections de prix du carbone pour la période 2013-2035*, page 12.

7 STRATÉGIES DE COUVERTURE

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

8 COÛTS DE COUVERTURE ET IMPACTS

8.1 COÛTS DES DROITS D'ÉMISSION SELON LA STRATÉGIE D'ACHAT PROPOSÉE

1 Basé sur la stratégie de couverture proposée, la contribution tarifaire des clients serait de
2 273,83 M\$US pour couvrir les besoins d'achat de droits d'émission pour la période 2015 à 2017.
3 Il est possible de répartir la contribution tarifaire totale en contribution tarifaire annuelle selon
4 l'année financière de Gaz Métro. Ainsi, les contributions tarifaires seraient de 59 933 270 \$US
5 pour 2014-2015, de 88 793 022 \$US pour 2015-2016, de 98 321 555 \$US pour 2016-2017 et de
6 26 778 755 \$US pour l'année 2017-2018.

7 Pour son année tarifaire 2014-2015, Gaz Métro doit couvrir ses émissions pendant seulement
8 neuf mois (janvier à septembre 2015), c'est ce qui explique l'écart plus important observé avec
9 les contributions tarifaires représentant 12 mois comme pour les années 2015-2016 et
10 2016-2017. Il en est de même pour l'année tarifaire 2017-2018 où seulement trois mois sont
11 considérés (octobre à décembre 2017).

12 Pour l'année 2014-2015, la contribution tarifaire de 59 933 270 \$US correspond à des coûts de
13 12,07 \$US/tonne de GES pour couvrir les 4 965 379 tonnes de GES prévues être émises entre
14 le 1^{er} janvier et le 30 septembre 2015.

15 En appliquant un taux de change en vigueur le 3 février 2014, le coût correspondant en dollars
16 canadiens est de 66 382 090 \$CA, ou 13,37 \$CA/tonne de GES³⁷.

8.2 DÉPENSES D'EXPLOITATION REQUISES POUR LA GESTION DU SPEDE

8.2.1 Coûts administratifs et de gestion

17 La gestion du SPEDE représente une nouvelle fonction administrative pour Gaz Métro. Bien que
18 les ressources en place puissent être mises à contribution pour la très grande portion des
19 fonctions (comptabilité, facturation, réglementation, etc.), elle requiert de nouvelles dépenses qui
20 n'auraient pas été requises si la contribution au Fonds vert était demeurée dans sa forme actuelle
21 et n'avait pas été remplacée par le SPEDE. Outre les frais de consultation permettant de mettre

³⁷ Selon le taux de la Banque du Canada le 3 février 2014, 12,07 \$US = 13,37 \$CA, selon un taux de change de 1,1076 (taux nominal).

1 à jour les prévisions servant d'intrant à ses modèles, Gaz Métro devra se doter d'un nouveau
2 poste de conseiller stratège permettant, entre autres, de définir les stratégies fines pour suivre la
3 stratégie générale de couverture, de suivre l'évolution du marché du carbone, de réaliser des
4 transactions d'unités d'émission de gré à gré ou de crédits compensatoires au Québec ou en
5 Californie. Certains coûts relatifs à des conférences et des abonnements devront aussi être
6 défrayés pour permettre à Gaz Métro de demeurer à l'affût des informations pertinentes sur le
7 marché du carbone. Les coûts annuels pour 2014-2015 sont estimés à 260 000 \$.

8.2.2 Frais des lettres de crédit

8 Pour faire l'acquisition de droits d'émission lors des ventes aux enchères, Gaz Métro devra faire
9 émettre des lettres de crédit à titre de garantie pour couvrir ses engagements. Des frais sont
10 requis pour émettre les lettres de crédit et ils sont aussi fonction du montant à garantir ainsi que
11 de la durée de la validité des lettres de crédit. Sur la base des informations disponibles, Gaz Métro
12 évalue les coûts relatifs aux lettres de crédit à 110 000 \$ pour l'année 2014-2015 en considérant
13 la stratégie de couverture proposée.

8.2.3 Coûts de vérification des déclarations annuelles de Gaz Métro

14 Selon le RDO, Gaz Métro est tenue de faire vérifier sa déclaration annuelle par un vérificateur
15 accrédité. Les frais de vérification pourront varier d'une année à l'autre, en fonction des travaux
16 et du temps nécessaire pour leur réalisation. Selon les informations préliminaires obtenues par
17 Gaz Métro, les coûts de vérification pourraient représenter environ 50 000 \$ par année.

8.3 ESTIMATION DES COÛTS TOTAUX POUR L'ANNÉE 2014-2015

Tableau 15

Coûts totaux relatifs au SPEDE pour 2014-2015

Type de coûts	Contribution tarifaire 2014-2015
Coûts des droits d'émission	66 382 090 \$CA
Frais de lettres de crédit	110 000 \$CA
Coûts administratifs et de gestion	260 000 \$CA
Coûts de vérification	50 000 \$CA
Coûts totaux	66 802 090 \$CA

9 TARIFICATION

9.1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS – MÉTHODE PROPOSÉE

1 Les coûts associés au SPEDE ont été présentés à la section précédente. Afin d'en favoriser une
2 récupération adéquate et de limiter l'interfinancement entre les différents services, l'identification
3 des fonctions ou services ayant généré les coûts du SPEDE est nécessaire à la détermination
4 des fonctions par lesquelles les coûts seront récupérés. L'analyse des différentes composantes
5 des coûts associés au SPEDE révèle que la fonctionnalisation doit être scindée puisque les coûts
6 peuvent être fonctionnalisés à plus d'un service.

7 La première fonction regroupe les coûts associés aux activités administratives nécessaires à la
8 gestion de l'ensemble des droits d'émission correspondant aux dépenses d'exploitation
9 présentées à la section 8.2 et lesquelles sont identifiées « coûts 1 » au schéma 2 présenté
10 ci-dessous. Gaz Métro est d'avis que ces coûts devraient être fonctionnalisés dans le service de
11 distribution puisqu'ils sont partie intégrante du coût de service de distribution.

12 La seconde fonction regroupe les coûts associés à l'acquisition de droits d'émission qui seront
13 acquis afin de couvrir les émissions de Gaz Métro (« coûts 2 ») et celles des clients (« coûts 3 »),
14 c'est-à-dire le coût d'achat des droits d'émission, les intérêts, ainsi que l'effet des variations de
15 taux de change. La méthode de fonctionnalisation appliquée devra permettre de distinguer la
16 portion des coûts attribuable aux émissions des clients de celle qui découle des émissions
17 propres à Gaz Métro. Gaz Métro est d'avis que ces coûts devraient être fonctionnalisés
18 distinctement des coûts énoncés à la première fonction. Gaz Métro propose donc de
19 fonctionnaliser les « coûts 2 » au schéma 2 en fonction des services qui les ont générés à l'instar
20 du traitement actuel pour la fourniture consommée par Gaz Métro pour assurer le fonctionnement
21 de ses opérations. Finalement, Gaz Métro propose de fonctionnaliser distinctement les coûts
22 associés à la couverture des émissions des clients dans un nouveau service (expliqué plus loin à
23 la section 8.2.2), ceux-ci sont identifiés « coûts 3 » au schéma 2.

9.1.1 Allocation des coûts - Méthode proposée

24 Gaz Métro vise une allocation des coûts respectant le plus possible le principe de la causalité des
25 coûts. Tel qu'énoncé précédemment, les coûts des droits d'émission se distinguent en trois

1 catégories, les coûts associés aux activités administratives (coûts 1), les coûts associés aux
2 émissions de Gaz Métro (coûts 2) et les coûts associés aux émissions des clients (coûts 3).

3 Gaz Métro propose d'allouer ces trois catégories de coûts de la façon suivante :

4 ❖ Les coûts 1 associés aux activités administratives seront alloués à l'ensemble de la
5 clientèle du service de distribution selon le facteur de base « nombre de clients ».
6 Gaz Métro suggère cette approche, car elle est d'avis que l'ensemble des clients contribue
7 de façon générale à la génération de ces coûts.

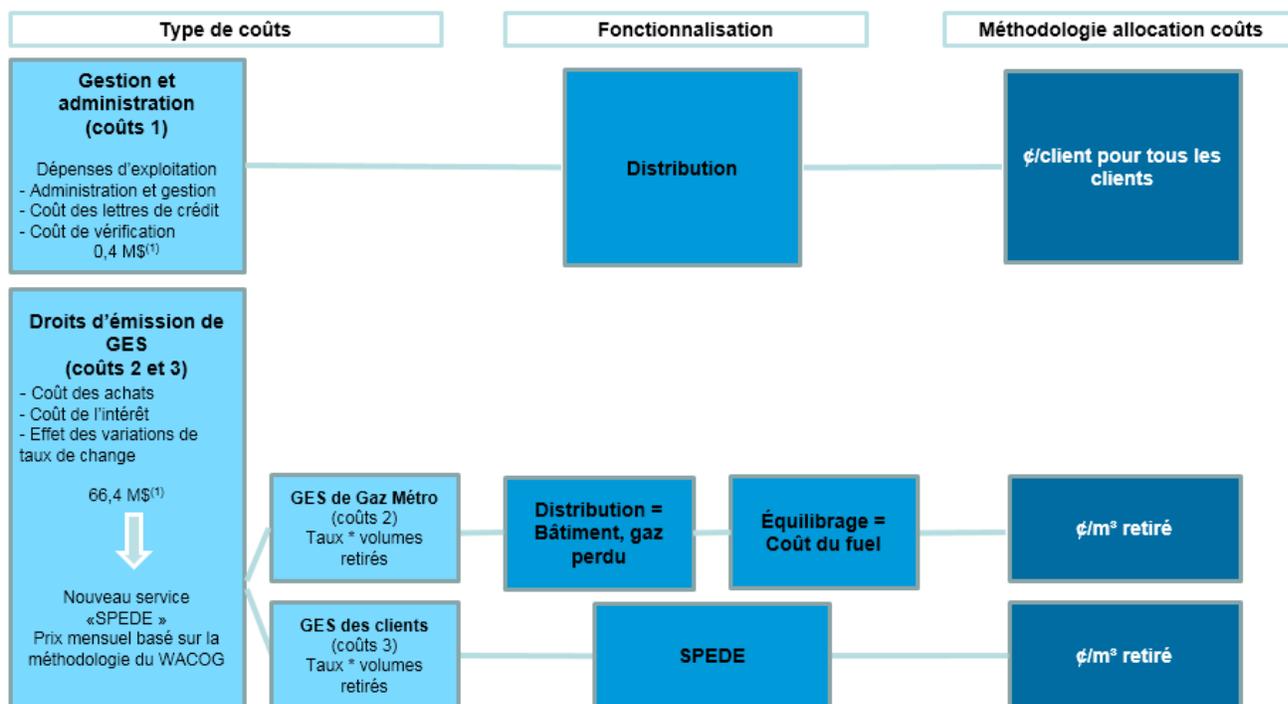
8 ❖ Les coûts 2 associés aux émissions de Gaz Métro seront alloués à l'ensemble de la
9 clientèle des services de distribution et d'équilibrage selon le facteur de base « volumes ».
10 Ainsi, le service de distribution se verra imputer les coûts des volumes liés au gaz perdu
11 et au chauffage des bâtiments alors que le service d'équilibrage se verra imputer les coûts
12 des volumes liés au fuel utilisé dans le cadre des activités d'équilibrage.

13 ❖ Les coûts 3 associés aux émissions des clients seront alloués sur la base des volumes
14 des clients dont les émissions doivent être couvertes par Gaz Métro. Ainsi, les volumes
15 des clients reconnus Émetteurs ainsi que ceux ayant fourni la déclaration d'exemption ne
16 se verraient pas allouer ces coûts.

17 Le schéma suivant résume les propositions de Gaz Métro à l'égard de la fonctionnalisation et de
18 l'allocation des coûts.

Schéma 2

Proposition pour la fonctionnalisation et l'allocation des coûts



(¹) Exercice 2015

9.1.2 Principes et considérations tarifaires

- 1 Les tarifs doivent être conçus de manière à générer les revenus couvrant la totalité des coûts du
- 2 revenu requis. D'autres considérations influencent également l'élaboration des tarifs. Celles-ci
- 3 sont notamment :
- 4 ❖ l'équité entre les clients et le respect d'un niveau d'interfinancement limité;
- 5 ❖ les objectifs de simplicité, de compréhension et de facilité administrative; et
- 6 ❖ la stabilité des revenus et une certaine stabilité des tarifs.
- 7 Gaz Métro a tenu compte de l'ensemble de ces considérations dans l'élaboration des alternatives
- 8 tarifaires.

9.2 ANALYSE DES ALTERNATIVES TARIFAIRES

9.2.1 Substitution des frais du Fonds vert par les frais SPEDE

1 Les coûts associés au Fonds vert sont actuellement récupérés par la contribution Fonds vert.
2 Cette contribution est facturée, sur la base des volumes retirés, excluant les volumes exemptés,
3 par le biais des tarifs D₁, D₃, D₄ ou D₅ du service de distribution. Le taux unitaire de cette
4 contribution est déterminé annuellement dans le cadre de la cause tarifaire. Une alternative
5 envisagée serait de substituer les coûts normalement associés au Fonds vert par l'ensemble des
6 coûts qui seraient générés à la suite de la stratégie d'intégration du SPEDE. Ces coûts seraient
7 récupérés au moyen d'un taux unitaire uniforme auprès des clients non inscrits sur la liste des
8 Émetteurs publiée par le MDDEFP sur son site Internet et dont les volumes de consommation ne
9 feraient pas l'objet d'exemption. En termes plus précis, cette approche reproduirait la
10 méthodologie mise en place à la suite du dossier R-3653-2007 pour la facturation ou le crédit de
11 la contribution du Fonds vert.

12 Avantages

13 Cette alternative présente l'avantage de réduire au minimum les modifications informatiques,
14 lesquelles seraient limitées à la mise à jour des données de la facture du client afin de refléter la
15 rubrique de frais appropriée.

16 Inconvénients

17 Le premier inconvénient associé à une telle approche est la fréquence de mise à jour limitée à
18 une révision annuelle des taux dans le cadre de la cause tarifaire. En effet, une demande de
19 pass-on visant à réviser le taux du Fonds vert en cours d'exercice avait été refusé par la Régie
20 de l'énergie en décembre 2008³⁸. Tel que mentionné à la section 6, les coûts d'acquisition
21 pourraient varier plusieurs fois durant l'exercice, à tout le moins trimestriellement lors de la tenue
22 d'enchères. De plus, le prix d'acquisition ne sera déterminé qu'après la tenue de l'enchère. Ainsi,
23 l'évolution du marché pourrait entraîner des écarts importants entre la projection et les coûts réels
24 d'achat. L'utilisation d'un taux unique annuel, fixé au dossier tarifaire, ferait en sorte que ces
25 écarts ne seraient constatés qu'au rapport annuel et consignés dans un compte de frais reportés,
26 dont la récupération ne serait possible que deux exercices financiers plus tard. Considérant le

³⁸ R-3662-2008, phase 2, Cause tarifaire 2009, pièce A-39, lettre du 23 décembre 2008 adressée à Gaz Métro relativement au Fonds vert.

1 potentiel de variabilité du nouveau marché au niveau des coûts de couverture, cette approche
2 pourrait entraîner une grande variabilité tarifaire et une iniquité intergénérationnelle importante,
3 d'une ampleur qui n'était pas présente dans le cadre de la contribution Fonds vert.

4 Par ailleurs, la section 4.2 *Émissions assujetties au SPEDE* présente les obligations de
5 couverture des émissions de GES. Un client de Gaz Métro inclus à la liste des Émetteurs devra
6 assumer les coûts associés à l'émission de GES au Québec. Il en assumera directement les
7 coûts par l'acquisition et la gestion de ses propres droits d'émission pour l'ensemble de ses
8 émissions, tous combustibles confondus. Un client non inclus sur la liste des Émetteurs assumera
9 indirectement les coûts de ses émissions par le paiement d'une part des droits d'émission qui
10 seront acquis par Gaz Métro pour couvrir ses émissions. La liste des Émetteurs devrait être
11 publiée une fois par année, soit au mois de novembre après que les rapports de vérification de
12 l'année précédente aient été analysés par le MDDEFP. Selon son interprétation du Règlement,
13 Gaz Métro comprend qu'un client apparaissant pour une première fois sur la liste des Émetteurs
14 sera tenu d'assurer la couverture de ses émissions de GES à compter du 1^{er} janvier suivant.
15 Ainsi, l'absence de possibilité de révision en cours d'exercice pourrait entraîner une variabilité
16 tarifaire ainsi qu'une iniquité intergénérationnelle.

17 Le troisième inconvénient associé à une telle approche est l'interfinancement, car la récupération
18 des coûts liés aux activités administratives ou aux coûts d'acquisition des droits d'émission
19 nécessaire à l'activité de distribution (coûts 1 et 2) serait limitée aux seuls clients assujettis plutôt
20 qu'à l'ensemble de la clientèle. Gaz Métro est d'avis que les coûts générés par son obligation de
21 couvrir ses émissions de GES ainsi que les coûts associés à l'administration et à la gestion de
22 l'achat des crédits d'émission de GES devraient être récupérés auprès de l'ensemble de la
23 clientèle puisqu'il s'agit ici de coûts associés aux activités de distribution et d'équilibrage et
24 conséquemment, devraient être considérés dans les coûts de ces services.

9.2.2 Récupération des coûts par le biais des services de Distribution, d'Équilibrage et d'un nouveau service « Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission »

25 Gaz Métro est d'avis que l'obligation de se conformer au Règlement concernant le SPEDE pour
26 la couverture des émissions de GES de sa clientèle attribuable à la combustion d'un combustible
27 tel que le gaz naturel, ne constitue pas une redevance périodique, mais plutôt une obligation de
28 couverture comparable aux services, tels que la fourniture et la compression. À l'instar de ces

1 deux services, les variations de coûts de couverture d'émission de GES seraient principalement
2 attribuables à l'évolution du marché et à la stratégie de couverture adoptée. La récupération de
3 l'ensemble des coûts de couverture, ceux pour les obligations de Gaz Métro et ceux pour la
4 couverture des émissions de GES des clients, au moyen d'une redevance applicable seulement
5 aux clients n'étant pas inscrits à la liste des émetteurs serait une source d'interfinancement.

6 Gaz Métro sera en mesure d'isoler les coûts émanant des activités de gestion et d'administration
7 (coûts 1) de ceux associés à la couverture nécessaire pour les émissions de GES de Gaz Métro
8 et des clients assujettis (coûts 2 et 3). Gaz Métro constate que la nouvelle fonction du SPEDE
9 qui comprend des activités d'achats, couvrant à la fois la consommation des clients et celle de
10 Gaz Métro, est très comparable au modèle du service de fourniture. En effet, Gaz Métro
11 effectuera des achats de droits qui devront être répartis entre les émissions de GES attribuables
12 à Gaz Métro (coûts 2) et à la consommation des clients (coûts 3). Finalement, les coûts associés
13 aux émissions de Gaz Métro devront être répartis entre les activités de distribution (bâtiments et
14 gaz perdu) et d'équilibrage (fuel consommé au Québec pour les activités d'équilibrage) qui
15 seraient intégrées à même le coût du service auquel ils se rapportent et récupérés par les tarifs
16 respectifs à chaque service. Les coûts émanant des activités de couverture des émissions de
17 GES de la clientèle assujettie (coûts 3) seraient récupérés au moyen d'un nouveau service, le
18 service « Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission » (« service SPEDE »).
19 Bien que la fréquence des enchères soit prévue trimestriellement, Gaz Métro présenterait
20 néanmoins une révision mensuelle du prix du service SPEDE. Ceci permettrait de refléter les
21 écarts de prix dans l'éventualité d'achats effectués hors d'une enchère, par exemple lors d'achat
22 de gré à gré, et de refléter l'écart de prix cumulatif qui serait dû notamment à l'intérêt ou au
23 volume. Ainsi, le prix du service SPEDE serait révisé mensuellement et présenté pour
24 approbation par la Régie en même temps que le rapport de calcul mensuel du prix de la fourniture
25 et du gaz de compression.

26 **Avantages**

27 Le traitement distinct permettrait une récupération des coûts en lien avec la fonctionnalisation
28 présentée précédemment. Gaz Métro est d'avis qu'une telle approche permettrait de respecter
29 les principes d'équité entre les clients et de favoriser un niveau d'interfinancement limité.

1 Une révision mensuelle du prix du service SPEDE permettrait la récupération des coûts auprès
2 de la bonne génération de clients et de diminuer les écarts potentiels imputés dans le compte de
3 frais reportés. En effet, la mise à jour mensuelle permettrait d'ajuster progressivement le prix,
4 considérant l'évolution du marché et favorisant une certaine stabilité tarifaire. De plus, une
5 révision mensuelle du prix du service SPEDE assure une récupération plus rapide des écarts
6 entre le prix projeté et les coûts réels d'acquisition.

7 Par ailleurs, l'ajout d'un nouveau service contribuerait à rencontrer les considérations de
8 simplicité, de compréhension ainsi que la facilité d'administration. Ceci s'explique par le fait que
9 la méthode proposée afin de déterminer le prix du service SPEDE a l'avantage d'être une
10 méthode connue, simple d'application et visant une récupération plus rapide des écarts entre le
11 taux projeté et les coûts réels d'acquisition. De plus, la justification des variations de taux serait
12 de compréhension simple pour la clientèle. En effet, le prix et la quantité de droits d'émission
13 seront influencés par la réglementation et les coûts d'acquisition seront principalement liés aux
14 résultats d'enchères publiques. De plus, dans le cas du service SPEDE, le processus d'exemption
15 d'émissions de GES sera comparable à celui précédemment mis en place pour le Fonds vert,
16 plusieurs clients qui seront exemptés du service SPEDE sont déjà familiers avec le processus de
17 déclaration. Les formulaires de déclaration d'exemptions qui devront être complétés par les
18 clients sont présentés à l'annexe 4.

19 **Inconvénients**

20 Cette alternative nécessite des modifications informatiques afin de créer un nouveau service,
21 d'ajuster la présentation de la facture et d'assurer le bon cheminement et l'intégrité des données
22 comptables. Toutefois, ces modifications sont réalisables à même les fonctionnalités existantes
23 de SAP et, bien qu'elles nécessitent un certain effort de programmation, aucun enjeu n'est prévu
24 à cet égard. En effet, ce nouveau service sera reproduit à partir de la mécanique actuellement
25 utilisée pour les services de fourniture et de compression.

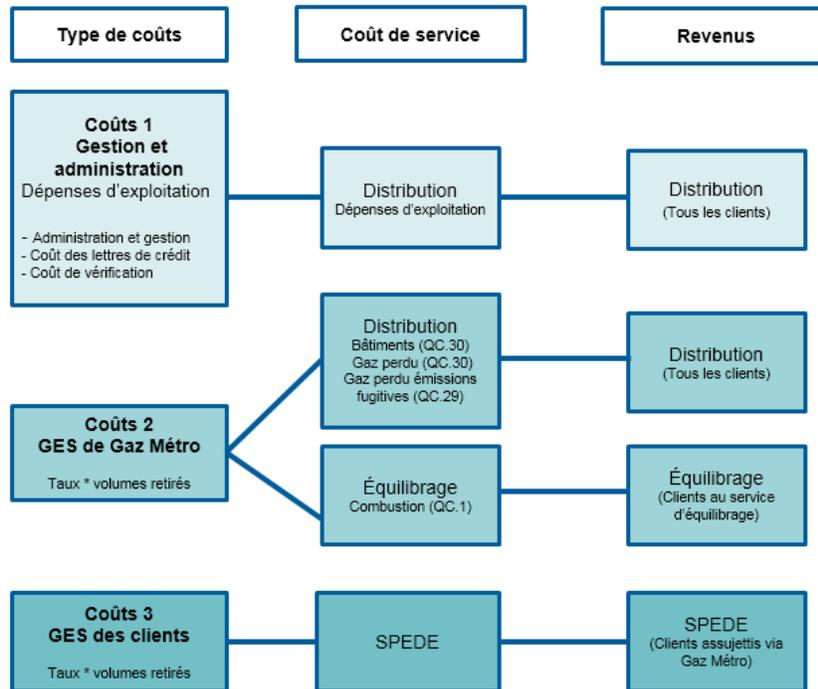
26 Il est à noter que les mécanismes de mise à jour mensuelle des prix sont déjà disponibles dans
27 SAP, ainsi tel que mentionné précédemment, des ressources seraient temporairement
28 nécessaires pour la mise en place du nouveau service, mais subséquemment la mise à jour se
29 ferait selon les procédures conformes à celles mises en place pour la mise à jour des prix de
30 fourniture et de gaz de compression.

9.3 ALTERNATIVE RETENUE

1 Afin de refléter plus adéquatement la causalité des coûts et considérant les avantages et
 2 inconvénients identifiés pour chacune des deux alternatives, Gaz Métro propose que les coûts
 3 soient récupérés par le biais des services de Distribution, d'Équilibrage et du nouveau service
 4 SPEDE, tel que présenté précédemment et illustré aux schémas 2 et 3. Gaz Métro rappelle que
 5 les clients exemptés devront compléter les formulaires de déclaration prévus à cet effet et
 6 présentés à l'annexe 4.

Schéma 3

Alternative tarifaire proposée



7 La tarification de ce service serait en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015. Le prix serait présenté
 8 pour approbation à la Régie selon le même calendrier et sur le même rapport mensuel que le prix
 9 de fourniture et le prix de compression. Il est probable que l'évolution du prix mensuel ne soit pas
 10 significative. Cependant, considérant la participation de Gaz Métro aux enchères trimestrielles et
 11 les autres alternatives disponibles afin d'optimiser le portefeuille de couverture, Gaz Métro estime
 12 utile de présenter mensuellement le résultat des composantes du prix du service SPEDE afin

1 d'apporter les ajustements au prix lorsque nécessaire et ainsi mitiger les variations tarifaires
2 importantes, tel qu'énoncé précédemment.

3 Le prix du service SPEDE sera composé du prix théorique d'acquisition pour les nouvelles unités
4 d'émission, de l'écart de coûts cumulatif et du volume prévu pour les douze prochains mois. Tel
5 que mentionné précédemment, le marché du carbone est présentement en phase de mise en
6 place et peu d'indices indépendants permettant de soutenir une prévision trimestrielle des prix
7 sont disponibles. Gaz Métro est d'avis que, pour le moment, la mesure la plus juste est le résultat
8 des enchères tenues. Cependant, considérant que le Règlement concernant le SPEDE prévoit
9 une indexation du prix minimum, Gaz Métro estime également prudent de refléter les prix
10 minimums dans le prix du service SPEDE. Ainsi, le prix théorique d'acquisition des nouvelles
11 unités d'émission de GES sera le plus élevé entre le prix de la dernière enchère et le prix minimum
12 prévu pour l'enchère subséquente.

13 La formule suivante présente le calcul du prix mensuel du service SPEDE.

14 Prix du SPEDE €/m³= (((Prix théorique d'acquisition des nouveaux droits d'émission X Volumes projetés pour
15 les 12 prochains mois) + Écart de coûts cumulatif) ÷ Volumes projetés pour les 12
16 prochains mois) X 100

17 Par ailleurs, puisque le prix du service SPEDE sera revu mensuellement, la création d'un compte
18 de frais reportés est requise afin de capter, entre autres, les écarts entre le coût réel d'acquisition
19 des droits d'émission par rapport à l'estimation du prix projeté au cours des mois précédents. Le
20 mode de fonctionnement de ce compte de frais reportés est détaillé à la section 10.

21 Gaz Métro présente à l'annexe 5 l'exemple des modifications qui seraient apportées à la page
22 sommaire du rapport du calcul mensuel du prix de fourniture et gaz de compression afin d'y
23 inclure les composantes nécessaires à la présentation du prix du service SPEDE fourni par
24 Gaz Métro. À titre illustratif du calcul considérant l'écart de coûts cumulatif, une simulation du prix
25 du service SPEDE a été calculée pour un calcul du prix hypothétique pour le mois de mars 2015.

26 Prix du SPEDE €/m³= (((Prix théorique d'acquisition des nouveaux droits d'émission X Volumes projetés pour
27 les 12 prochains mois) + Écart de coûts cumulatif) ÷ Volumes projetés pour les 12
28 prochains mois) X 100

29 Le résultat obtenu est :

9.6 INTÉGRATION À LA FACTURE

1 La facture des clients assujettis au service du SPEDE présentera dorénavant les données de
 2 facturation pour ce service. Pour les clients facturés en mode cyclique, il y aura une période de
 3 chevauchement pour les mois de décembre 2014 et janvier 2015 quant à la transition entre la
 4 contribution au Fonds vert et le service du SPEDE. Exceptionnellement, cette facture de transition
 5 présentera distinctement la contribution au Fonds vert et le service SPEDE. Par la suite, les
 6 factures indiqueront uniquement la ligne de facturation pour le service SPEDE.

9.6.1 Impact sur la position concurrentielle du gaz naturel

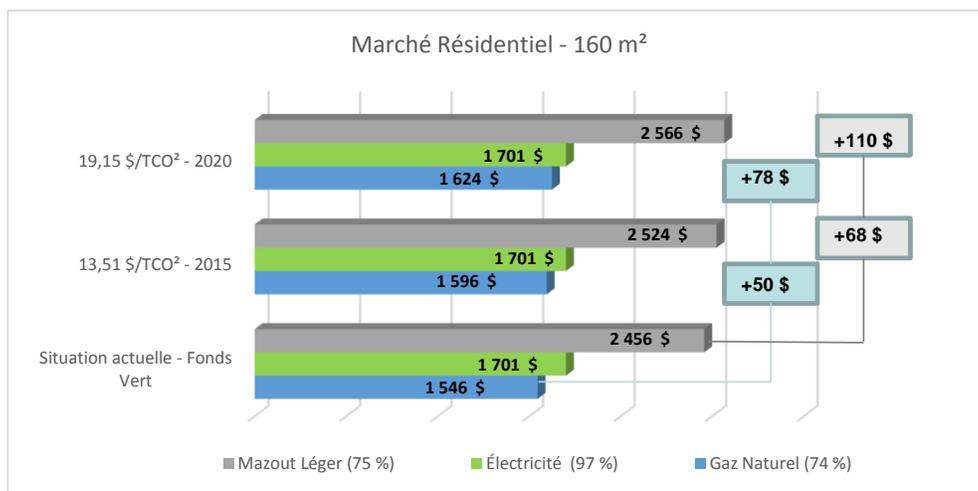
7 Toutes choses étant égales par ailleurs, la mise en place du service SPEDE, en remplacement
 8 du Fonds vert, aura un impact non négligeable pour la clientèle de Gaz Métro.

9 Cet impact ne changera cependant pas drastiquement la position concurrentielle du gaz naturel
 10 par rapport à l'électricité, où le gaz naturel maintiendra son avantage.

11 Il en résulterait cependant un avantage additionnel face au mazout, puisqu'il émet davantage de
 12 GES que le gaz naturel.

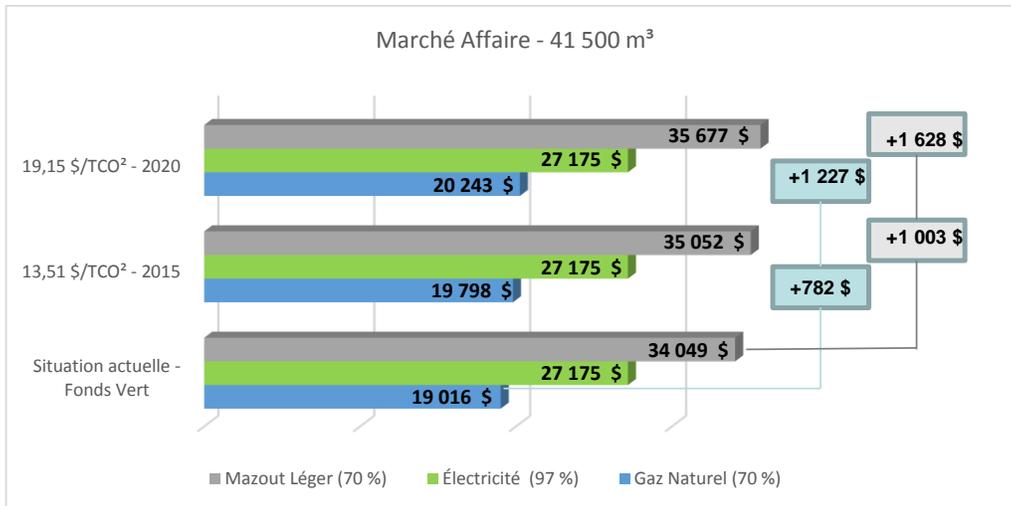
Graphique 15

Impact du SPEDE en remplacement du Fonds vert pour un client Résidentiel



Graphique 16

Impact du SPEDE en remplacement du Fonds vert pour un client Affaires



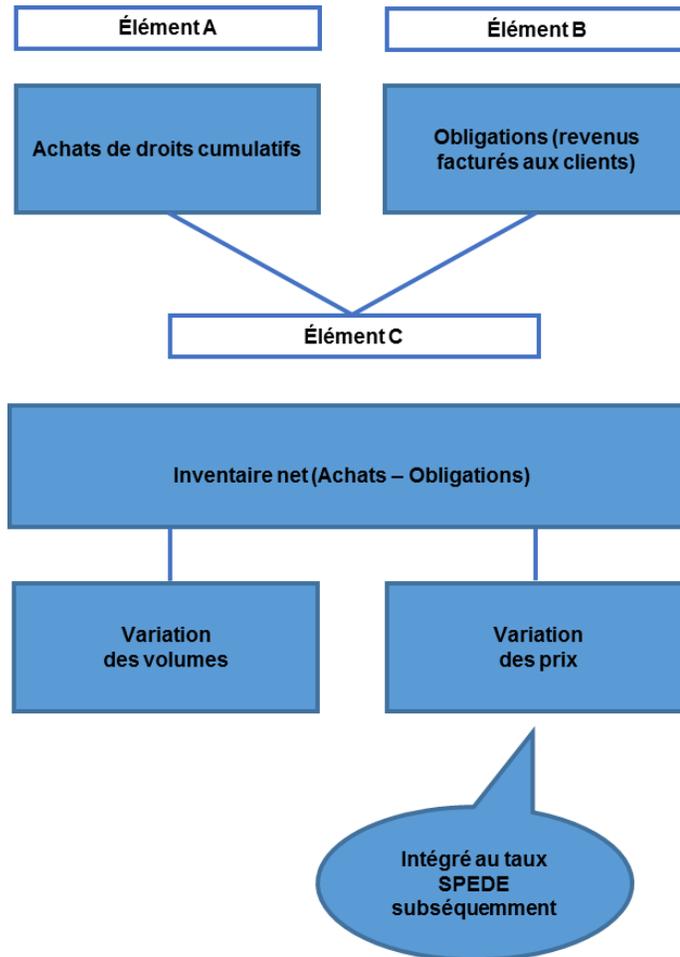
10 TRAITEMENT COMPTABLE

1 Tel qu'expliqué précédemment, pour chacune des périodes de conformité, Gaz Métro devra
2 acquérir des droits d'émission de GES lui permettant de couvrir à la fois les émissions de GES
3 des clients et de Gaz Métro. Le mode de comptabilisation retenu doit donc permettre d'assurer le
4 suivi des droits d'émission de GES acquis par rapport aux émissions de GES réalisées pour
5 chacune des périodes de conformité. C'est dans cette optique que Gaz Métro propose la création
6 d'un compte de frais reportés qui sera maintenu hors base et dans lequel seront imputés ces
7 différents éléments et dont le traitement s'apparente à celui du compte de frais reportés de l'écart
8 de prix du gaz de réseau.

9 Ce compte de frais reportés sera composé des éléments suivants :

10 A) Les quantités d'achats de droits d'émission de GES convertis en mètres cubes ainsi que
11 leurs coûts d'acquisition réels. Ainsi, tous les achats de droits d'émission seront cumulés
12 et comptabilisés au compte de frais reportés.

13 B) Les volumes d'émissions de GES réalisées correspondant aux émissions de GES
14 provenant de la consommation de gaz naturel des clients de Gaz Métro ainsi que des
15 émissions de Gaz Métro. Les émissions de GES réalisées, exprimées en mètres cubes
16 et valorisées au prix du service SPEDE en vigueur, seront comptabilisées au compte de
17 frais reportés à titre de passif, reflétant l'obligation de Gaz Métro de couvrir ces émissions
18 de GES selon le Règlement concernant le SPEDE. Il importe de préciser que le passif
19 créé (et comptabilisé dans le même compte de frais reportés présenté à l'élément A)
20 correspondra donc à la valeur de l'obligation découlant de la somme (i) des émissions de
21 GES par les clients de Gaz Métro et (ii) des émissions de GES de Gaz Métro. Par ailleurs,
22 la valeur de cette obligation est du même montant que le prix du service SPEDE facturé
23 aux clients de Gaz Métro.



- 1 C) Le solde net du coût d'acquisition cumulatif des droits d'émission de GES (élément A) et
2 de l'obligation en droits d'émission de GES équivalant aux revenus du service SPEDE
3 facturé aux clients (élément B), représente l'inventaire net des droits d'émission de GES.
4 La valeur de cet inventaire se compose :
- 5 1. de l'écart entre les volumes d'achats de droits d'émission de GES et les volumes
6 d'émission réalisés par Gaz Métro et ses clients; ainsi que
 - 7 2. des écarts entre les coûts d'acquisition réels des droits d'émission de GES et les
8 revenus facturés aux clients au prix du service SPEDE en vigueur.
- 9 Ce solde net représente aussi l'effet net sur la trésorerie de Gaz Métro. Un solde positif
10 signifiera que Gaz Métro a déboursé des sommes supérieures aux revenus qu'elle a

1 encaissés et à l'inverse, un solde négatif signifiera que Gaz Métro a déboursé des
2 sommes inférieures aux revenus qu'elle a encaissés.

3 1. L'écart entre les volumes d'achats de droits d'émission (élément A) et les volumes
4 d'émissions de GES réalisées par Gaz Métro et ses clients (élément B) correspond
5 aux volumes en inventaire des droits d'émission exprimés en mètres cubes
6 (élément C)). Ainsi, un inventaire négatif signifiera que le niveau des achats de droits
7 d'émission de GES est inférieur au niveau des émissions de GES réalisées et à
8 l'inverse, un inventaire positif signifiera que le niveau des achats de droits d'émission
9 de GES excède le niveau des émissions de GES réalisées. Au cours d'une période de
10 conformité, il est possible que l'inventaire fluctue et présente des soldes positifs ou
11 négatifs. Par contre, à la fin d'une période de conformité, Gaz Métro devra s'assurer
12 d'avoir au minimum une quantité de droits d'émission en inventaire qui sera
13 équivalente aux volumes d'émission de GES réalisées pendant cette même période.

14 2. Le solde net des éléments A et B se compose aussi des écarts de prix d'acquisition
15 des droits d'émission de GES par rapport au revenu facturé aux clients. En effet, les
16 revenus facturés aux clients sont comptabilisés selon le prix du service SPEDE en
17 vigueur qui sera différent du coût réel d'acquisitions des droits d'émission de GES
18 (selon les enchères ou autres options). Ce différentiel sera éventuellement récupéré
19 ou remis aux clients par son intégration dans le prix du service SPEDE du mois
20 subséquent, tel qu'expliqué ci-après.

21 D) Finalement, puisque ce compte de frais reportés sera maintenu hors base, des intérêts
22 capitalisés selon le coût moyen pondéré du capital en vigueur seront calculés
23 mensuellement. Toutefois, aux fins d'établissement du prix mensuel du service SPEDE,
24 seulement l'effet des intérêts pour les 12 prochains mois sera considéré. L'objectif de
25 cette approche est de tendre vers une récupération la plus près possible de la génération
26 qui a consommé les mètres cubes de gaz naturel. À titre d'exemple, dans un cas où les
27 acquisitions de droits d'émission de GES s'avéraient plus élevées que pour les besoins
28 de couverture des 12 prochains mois, la méthode fait en sorte que les intérêts relatifs aux
29 quantités de droits acquis pour les émissions de GES au-delà des 12 prochains mois ne
30 seront pas intégrés dans le calcul du prix mensuel du service SPEDE. En effet, ce dernier
31 vise à évaluer le coût d'acquisition pour les 12 prochains mois.

1 Tel que prévu au Règlement concernant le SPEDE, au terme de chaque période de conformité,
2 les droits d'émission de GES excédentaires acquis par rapport aux émissions de GES réalisées
3 pourront être transférés à la période de conformité suivante. Dans un tel cas, le solde du compte
4 de frais reportés sera donc transféré au solde du compte de frais reportés de la période de
5 conformité suivante et intégré au calcul du prix du service SPEDE du mois subséquent.

6 Calcul mensuel du prix du service SPEDE

7 Mensuellement, aux fins d'établissement du prix du service SPEDE, les écarts de prix
8 d'acquisition des droits d'émission de GES par rapport au prix projeté seront déterminés afin
9 d'être intégrés au calcul du prix mensuel du service SPEDE. Pour ce faire, Gaz Métro déterminera
10 la valeur des volumes du service SPEDE en inventaire, sur la base du coût moyen réel
11 d'acquisition des droits d'émission, déterminé en $\text{¢}/\text{m}^3$. Puisque le compte de frais reportés
12 permettra de capter les écarts mensuels entre le coût réel d'acquisition des droits par rapport aux
13 revenus réalisés selon le prix du service SPEDE en vigueur, l'écart entre la valeur des inventaires
14 ainsi obtenue et le solde net du compte de frais reportés (présenté à l'étape C ci-haut) sera intégré
15 au calcul du prochain prix mensuel du service SPEDE. Ainsi, si la valeur des inventaires évaluée
16 au coût moyen est plus élevée que le solde net du compte de frais reportés, il en résultera un
17 écart à récupérer des clients, et vice-versa.

18 Impact comptable par service

19 Les coûts de gestion et d'administration (coûts 1) seront comptabilisés au service de distribution
20 à même l'enveloppe des dépenses d'exploitation, tel que présenté au schéma 2.

21 Par ailleurs, le coût associé aux volumes de GES de Gaz Métro (coûts 2) sera partagé entre le
22 service de distribution et le service d'équilibrage, tel que présenté au schéma 2. Le coût imputé
23 pour chacun de ces services correspondra aux volumes qui y seront consommés multipliés par
24 le prix mensuel du service SPEDE en vigueur.

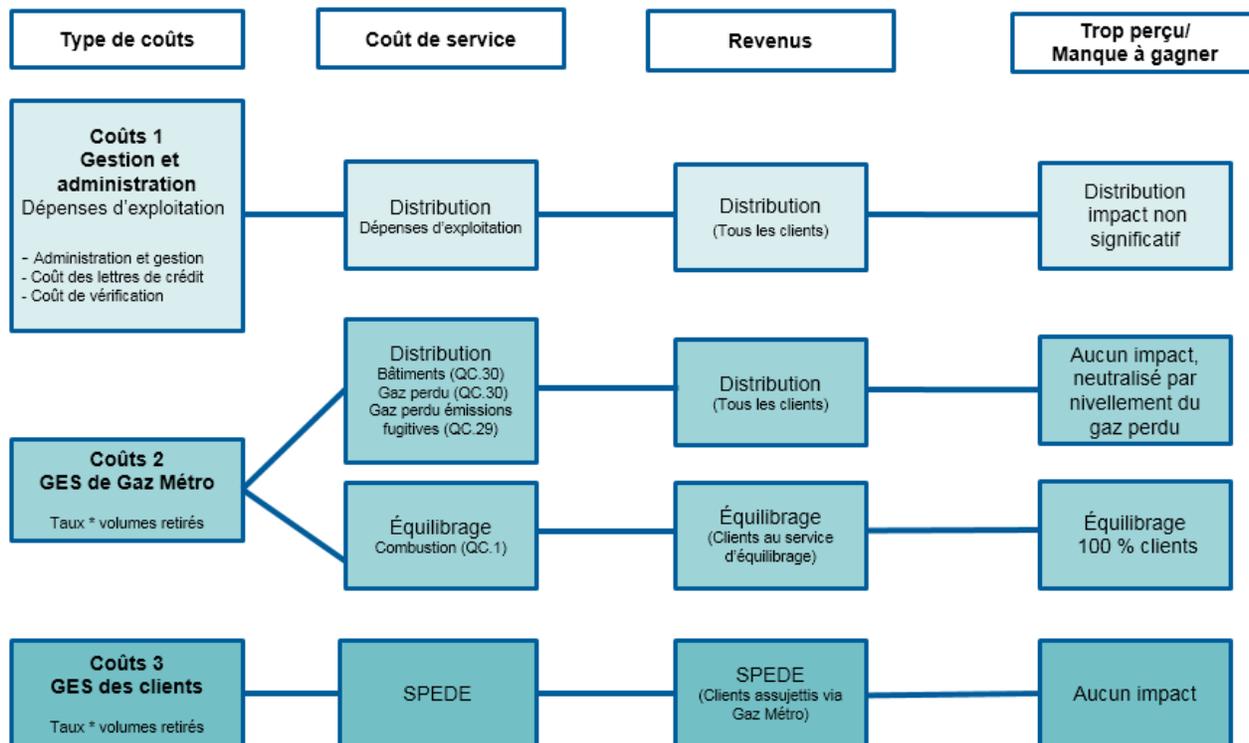
25 Tel que c'est le cas pour les services de fourniture et de compression, les revenus de SPEDE
26 générés par la consommation de gaz naturel des clients (coûts 3) seront parfaitement harmonisés
27 avec les coûts qui en découlent. Ainsi pour chaque unité consommée, le revenu et le coût seront
28 comptabilisés selon le prix mensuel du service SPEDE en vigueur.

10.1 IMPACT SUR LE MODE DE PARTAGE DE TROP-PERÇU/MANQUE À GAGNER

- 1 La méthode de comptabilisation du service SPEDE vise à neutraliser les impacts de l'application
2 du Règlement concernant le SPEDE puisque Gaz Métro n'agit qu'à titre d'intermédiaire entre les
3 clients et le gouvernement. Ainsi, la méthodologie proposée par Gaz Métro permet de s'assurer
4 que les revenus et les coûts du nouveau service SPEDE associés à la consommation de gaz
5 naturel de ses clients soient équivalents. Tel que c'est le cas pour les services de la fourniture et
6 de la compression, il n'y aura aucun impact en terme de trop-perçu/manque à gagner.
- 7 Par ailleurs, les écarts de coûts reliés aux volumes de GES de Gaz Métro (coûts 2) seront
8 partagés entre les services de distribution et d'équilibrage, résultant de la variation des volumes
9 de GES et de la variation des prix du service SPEDE entre le réel et le budget. Étant donné que
10 la plus grande proportion des coûts attribués au service de distribution découle des volumes de
11 gaz perdu et que le coût associé à ces volumes est nivelé, Gaz Métro estime qu'il n'y aura aucun
12 effet en termes de trop-perçu et manque à gagner au service de distribution. Par ailleurs, les
13 variations de coûts liés au SPEDE imputés au service d'équilibrage seront captées à même le
14 trop-perçu et manque à gagner de ce service qui seront entièrement alloués aux clients en vertu
15 du mode de partage actuel.
- 16 Finalement, les écarts entre les coûts de gestion et d'administration réels et anticipés au dossier
17 tarifaire seront cumulés avec les autres écarts de l'enveloppe des dépenses d'exploitation et
18 intégrés au trop-perçu/manque à gagner du service de distribution au terme d'un exercice
19 financier.
- 20 Le schéma suivant résume le traitement comptable.

Schéma 4

Traitement comptable



10.2 PROPOSITION DE FERMETURE DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS FONDS VERT

- 1 Le tableau suivant présente un sommaire des soldes des comptes de frais reportés liés au Fonds
- 2 vert.

Tableau 16

Attribution des soldes de comptes de frais reportés entre les catégories de clients		
Description des comptes de frais reportés	Clients RSPEDE hors base solde projeté au 01/10/2013	Clients Fonds vert inclus à la BT solde projeté au 01/10/2014
Fonds vert annuel		
Équilibre Fonds vert 2008	75 166	-
Équilibre Fonds vert 2009	645 129	448 104
Équilibre Fonds vert 2010	(1 555 619)	(1 440 701)
Équilibre Fonds vert 2011	(1 712 386)	(1 784 124)
Équilibre Fonds vert 2012	(388 425)	(431 677)
Équilibre Fonds vert 2013 ⁽¹⁾	115 823	739 027
TOTAL	(2 820 312)	(2 469 371)
Récupération revenus Fonds vert 2013		
Écart de revenus Fonds vert 2013 du 1 ^{er} octobre au 31 décembre 2012	(359 324)	
TOTAL	(359 324)	-
Total à rembourser par catégorie de clients	(3 179 636) ⁽¹⁾	(2 469 371)

⁽¹⁾ excluant l'effet des intérêts capitalisés au cours de l'exercice financier 2014

1 Les soldes attribués à la première catégorie de clients concernent ceux qui ne sont plus assujettis
2 au Fonds vert et qui se qualifient à titre d'Émetteurs depuis le 1^{er} janvier 2013. Dans le cadre de
3 son dossier tarifaire 2014 (R-3837-2013, pièce B-0125, Gaz Métro-11, Document 22, pages 9 et
4 10), Gaz Métro a proposé à la Régie de régler le solde de ces comptes de frais reportés en
5 appliquant une note de crédit aux clients concernés. Afin d'établir le montant de ce crédit par
6 client, Gaz Métro propose de le calculer selon le prorata des revenus de Fonds vert remboursés
7 à ces mêmes clients en janvier 2014. Ainsi, le règlement de ces soldes se fera via une note de
8 crédit appliqué au compte de clients, plutôt que par l'intégration aux tarifs futurs. Il importe de
9 préciser que les soldes présentés dans le tableau pour cette catégorie de clients sont les soldes
10 réels au 30 septembre 2013. L'intérêt capitalisé sur ces comptes de frais reportés, maintenus
11 hors base au cours de l'exercice 2014, n'est pas reflété. L'intérêt sera calculé pour la période

1 entre le 1^{er} octobre 2013 et la date à laquelle Gaz Métro créditera ces clients à la suite de la
2 décision de la Régie et il sera intégré au solde à créditer aux clients.

3 Les soldes attribués à la deuxième catégorie visent les clients de Gaz Métro qui seront assujettis
4 au Fonds vert jusqu'au 31 décembre 2014 et qui deviendront assujettis au service SPEDE à
5 compter du 1^{er} janvier 2015. Afin d'assurer la remise de ces soldes aux clients, Gaz Métro
6 propose d'intégrer la totalité du solde résiduel de ces comptes de frais reportés à titre
7 d'amortissement au dossier tarifaire 2015 au service de distribution, plus précisément dans le
8 taux unitaire du Fonds vert. Le tableau présente les soldes projetés au 1^{er} octobre 2014. Ainsi,
9 les clients de cette catégorie se verront attribuer une réduction de 2 469 k\$ du coût de service du
10 Fonds vert, qui sera en vigueur pour la période du 1^{er} octobre au 31 décembre 2014. Par ailleurs,
11 puisque le Fonds vert demeurera en application jusqu'au 31 décembre 2014, l'utilisation des
12 comptes de nivellement du Fonds vert sera requise pour les exercices 2014 et 2015 (pour la
13 période du 1^{er} octobre au 31 décembre 2014). Gaz Métro propose que l'amortissement de ces
14 comptes de frais reportés soit intégré dans le calcul mensuel du prix du service SPEDE dans le
15 mois suivant la décision de la Régie respective à chacun des rapports annuels 2014 et 2015.

11 INDICES DE SUIVI ET RAPPORT ANNUEL

11.1 INDICES DE SUIVI

1 Gaz Métro propose la création des indices de suivi suivants :

2 **1. Indice de couverture annuel pour la période 2015-2017** : Indice exprimé en
3 pourcentage qui permet de mesurer le niveau de couverture annuel des achats de droits
4 d'émission par rapport aux émissions réelles de l'année civile précédente.

5 Indice 1 = $\frac{\text{Droits acquis dans l'année au 31 décembre}}{\text{Émissions réelles de l'année au 31 décembre}} \times 100$
6

7 **2. Indice de couverture cumulatif pour la période 2015-2017** : Indice exprimé en
8 pourcentage qui permet de mesurer le niveau de couverture cumulatif des achats de droits
9 d'émission par rapport aux émissions réelles des années civiles de la période 2015 à
10 2017.

11 Indice 2 = $\frac{\text{Droits cumulatifs acquis au 31 décembre}}{\text{Émissions réelles cumulatives au 31 décembre}} \times 100$
12

13 **3. Indice de couverture cumulatif pour la période 2015-2017 par rapport à la stratégie**
14 **d'achat autorisée par la Régie** : Indice qui mesure le niveau de réalisation de la stratégie
15 d'achat autorisée.

16 Indice 3 = $\frac{\text{Droits cumulatifs acquis au 31 décembre}}{\text{Droits cumulatifs prévus être acquis au 31 décembre}} \times 100$
17

18 **4. Prix moyen des transactions effectuées durant l'année financière**

19 Indice 4 = $\frac{\text{Coût total des droits d'émission acquis durant l'année financière}}{\text{Nombre de droits acquis durant l'année financière}}$
20

1 **5. Prix moyen cumulatif des transactions effectuées pour la période de conformité**
2 **2015 à 2017**

3 Indice 5 = Coût total des droits d'émission acquis durant la période de conformité
4 Nombre de droits acquis durant la période de conformité

11.2 RAPPORT ANNUEL

5 Dans le cadre de ses rapports annuels à la Régie, Gaz Métro produira un rapport de suivi illustrant
6 les résultats réels de ses activités et des indices de suivi.

12 CALENDRIER PROPOSÉ

- 1 Considérant qu'il s'agit d'un nouveau sujet et que la complexité du dossier mérite des informations
- 2 supplémentaires au besoin, Gaz Métro demande l'autorisation à la Régie de tenir une rencontre
- 3 d'information avec le personnel technique de la Régie et les intervenants inscrits au dossier pour
- 4 répondre aux questions, et ce, préalablement à la transmission de demandes de renseignements.

- 5 Gaz Métro demande à la Régie de rendre sa décision sur le présent dossier avant le 1^{er} octobre
- 6 2014 afin d'être en mesure de mettre en œuvre sa stratégie de couverture et de remplir ses
- 7 obligations légales.

13 CONCLUSIONS RECHERCHÉES

Gaz Métro demande à la Régie :

1. De fixer la tenue d'une rencontre d'information avec le personnel technique de la Régie et les intervenants inscrits au dossier pour répondre aux questions, et ce, préalablement à la transmission de demandes de renseignements;
2. D'approuver la stratégie de couverture proposée par Gaz Métro;
3. D'autoriser la récupération des coûts d'acquisition des droits d'émission nécessaires pour couvrir les émissions de Gaz Métro au moyen des tarifs (coûts 2);
4. D'autoriser la création du nouveau service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission « SPEDE » visant à récupérer les coûts émanant des activités de couverture des émissions de la clientèle assujettie (coûts 3);
5. D'approuver la méthodologie de calcul du prix mensuel du service « SPEDE »;
6. D'approuver les modifications aux *Conditions de service et Tarif* dès la réception d'une décision. Le nouveau service SPEDE serait applicable à compter du 1^{er} janvier 2015;
7. D'autoriser la création d'un compte de frais reportés permettant de cumuler les écarts de coûts d'acquisition des droits d'émission; qui sera maintenu hors base et portant intérêt selon le coût moyen pondéré du capital; et
8. D'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées sous pli confidentiel.

Gaz Métro demande à la Régie qu'une décision soit rendue au plus tard le 30 septembre 2014.



Enviro-accès
Experts GES

RAPPORT DE PRÉAUDIT

MÉTHODOLOGIES DE CALCUL DES ÉMISSIONS DE GES À DÉCLARER DANS LE CADRE DU RDOCÉCA

Par :

ENVIRO-ACCÈS INC.

85, rue Belvédère Nord, bureau 150
Sherbrooke (Québec) J1H 4A7
Tél. : (819) 823-2230
Télec. : (819) 823-6632
www.enviroaccess.ca

Pour :

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

M. Vincent Pouliot
Chef de service — Marché du carbone et Efficacité énergétique
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X3
Tél. (514) 598-3157
vpouliot@gazmetro.com

Version 1- 13 février 2014

AVIS DE VÉRIFICATION

24 février 2014

Au (x) gestionnaire (s) de :

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

1717, rue du Havre

Montréal (Québec) H2K 2X3

Enviro-accès inc. (Enviro-accès) a été retenue par la Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) afin de mener un préaudit sur ses méthodologies de calcul des émissions de GES à déclarer afin d'en évaluer la conformité aux exigences du RDOCÉCA.

Les objectifs du préaudit étaient de confirmer que toutes les sources d'émission et les types de GES à considérer dans les calculs ont été pris en compte pour l'ensemble des activités et que les méthodologies de quantification utilisées relativement à la combustion au moyen d'équipements fixes (QC.1.) et à la distribution de carburants et de combustibles (QC.30) sont adéquates et conformes aux exigences du RDOCÉCA.

Le préaudit a été conduit conformément à la norme ISO 14064-3 afin d'atteindre un niveau d'assurance limité. La portée du préaudit comprenait les sources d'émission reliées au réseau et à la distribution de gaz naturel. Les sources d'émission et les types de GES considérés relativement au réseau de transport et de distribution de gaz naturel de Gaz Métro sont ceux précisés à l'article QC.29. du RDOCÉCA; les sources d'émission et les types de GES considérés relativement à la distribution de carburants et de combustibles sont ceux de l'article QC.30. du RDOCÉCA. Les sources d'émission et les types de GES considérés pour la combustion au moyen d'équipements fixes sont ceux précisés à l'article QC.1. du RDOCÉCA. L'exactitude des données fournies par Gaz Métro et utilisées dans les calculs n'a pas été vérifiée.

Au cours des analyses faites dans le cadre du préaudit, Enviro-accès a pu constater que :

- Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs de toutes les sources d'émission et de tous les types de GES générés par les procédés et équipements utilisés pour le transport et la distribution de gaz naturel devant être déclarés selon l'article QC.29. du RDOCÉCA;
- Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs de toutes les sources d'émission et de tous les types de GES générés par la combustion au moyen d'équipements fixes devant être déclarés selon l'article QC1. du RDOCÉCA;
- Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs de toutes les sources d'émissions et de tous les types de GES générés par la distribution de carburants et de combustibles selon l'article QC.30. du RDOCÉCA;

--

- Gaz Métro a utilisé des méthodologies de quantification adéquates et applicables pour le calcul des émissions attribuables à la distribution de carburants et de combustibles (article QC.30.) et à la combustion au moyen d'équipements fixes (article QC.1.).

Selon les activités menées dans le cadre du préaudit, Enviro-accès n'a rien relevé qui porterait à croire que les méthodologies de calcul des émissions de GES à déclarer par Gaz Métro ne sont pas, à tous les égards importants, conformes aux exigences du RDOCÉCA.



ENVIRO-ACCÈS INC.

Manon Laporte, B.Sc., M.B.A.

Présidente-directrice générale

TABLE DES MATIÈRES

AVIS DE VÉRIFICATION

MISE EN CONTEXTE.....	1
1 DÉTAILS DU PRÉAUDIT	2
2 RÔLES ET RESPONSABILITÉS	3
2.1 Organisme de vérification	3
2.2 Organisme d'accréditation	3
3 CONCLUSIONS DU PRÉAUDIT	4
3.1 Identification des sources et des types de GES à déclarer.....	4
3.2 Calcul des émissions de GES	4
4 SOMMAIRE DES DEMANDES D'ACTION À ENTREPRENDRE	5
5 SOMMAIRE DES OPPORTUNITÉS D'AMÉLIORATION	5
6 DOSSIERS DE VÉRIFICATION.....	5

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1-1 : DÉTAILS DU PRÉAUDIT	2
TABLEAU 2-1 : ÉQUIPE DE VÉRIFICATION	3

ANNEXE

DEMANDES DE CLARIFICATION SOUMISES À GAZ MÉTRO



MISE EN CONTEXTE

La Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) sera assujettie au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPÉDE)* à compter du 1^{er} janvier 2015 et ainsi tenue de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre (GES). Les émissions à couvrir devront être calculées selon les exigences du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCÉCA)*.

Enviro-accès inc. (Enviro-accès) a été retenue par Gaz Métro afin de mener un préaudit sur les méthodologies utilisées pour calculer ses émissions et produire ses déclarations de GES afin d'évaluer la conformité aux exigences du RDOCÉCA. Les conclusions de ce préaudit permettront d'identifier, s'il y a lieu, les écarts entre les méthodes de calcul actuellement en place et celles exigées par le RDOCÉCA, permettant ainsi à Gaz Métro de préparer une déclaration des émissions de l'année 2013 conforme. Cette dernière devra ensuite faire l'objet d'une vérification détaillée pour un dépôt au gouvernement avant le 1^{er} juin 2014.

Dans l'intervalle, Gaz Métro doit déposer à la Régie de l'énergie en début de 2014, un dossier impliquant les prévisions des droits d'émission à acheter pour se conformer au RSPÉDE, elles-mêmes fonction de prévisions d'émissions pour l'année 2015 et les suivantes. Les conclusions de ce préaudit serviront également à évaluer la conformité des méthodes de calcul utilisées pour ces prévisions d'émissions.

1 DÉTAILS DU PRÉAUDIT

Les détails du préaudit sont résumés dans le Tableau 1-1 ci-dessous.

Tableau 1-1 : Détails du préaudit

ORGANISATION	Société en commandite Gaz Métro
NATURE DES ACTIVITÉS	Distribution de gaz naturel
OBJECTIFS	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Confirmer que toutes les sources d'émission et les types de GES à considérer dans les calculs ont été pris en compte ⇒ Confirmer que les méthodologies de quantification utilisées par Gaz Métro relativement à la combustion au moyen d'équipements fixes (QC.1) et à la distribution de carburants et de combustibles (QC.30.) sont adéquates et conformes au RDOCÉCA
NIVEAU D'ASSURANCE	Limité
CRITÈRE	<i>Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère du Ministère du Développement durable, de l'Environnement de la Faune et des Parcs du Québec (tel que publié et entré en vigueur le 27 décembre 2013)</i>
PORTÉE	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ <u>Installation visée</u> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Réseau de distribution de gaz naturel ⇒ <u>Infrastructures physiques, activités, technologies et procédés :</u> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Procédés et équipements de distribution de gaz naturel ⇒ <u>Sources :</u> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Émissions à considérer relativement au réseau de transport et de distribution de gaz naturel de Gaz Métro (article QC.29. du RDOCÉCA) ✓ Émissions à considérer relativement à la distribution de carburants et de combustibles (article QC.30. du RDOCÉCA) et la combustion au moyen d'équipements fixes (article QC.1. du RDOCÉCA) ⇒ <u>Types de GES inclus :</u> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Selon les protocoles QC.1., QC.29. et QC.30. du RDOCÉCA

2 RÔLES ET RESPONSABILITÉS

2.1 ORGANISME DE VÉRIFICATION

Les membres de l'équipe de vérification ont été choisis en fonction de leurs compétences et de leurs capacités à mener des activités de préaudit. Les membres de l'équipe de vérification et leurs rôles sont présentés dans le Tableau 2-1 ci-dessous.

Tableau 2-1 : Équipe de vérification

Nom et coordonnées	Rôle
Dominic Beaulieu, ing., GHG-V, GHG-IQ 85, rue Belvédère Nord Bureau 150 Sherbrooke (Québec) J1H 4A7 Tél. : (819) 823-2230 poste 22 Télé. : (819) 823-6632 dbeaulieu@enviroaccess.ca	Vérificateur en chef
Denis Dionne, ing., M Sc.A., GHG-V, SE (GES) 85, rue Belvédère Nord Bureau 150 Sherbrooke (Québec) J1H 4A7 Tél. : (819) 823-2230 poste 21 Télé. : (819) 823-6632 ddionne@enviroaccess.ca	Expert technique

La révision interne a été assurée par :

Nicolas Vincent, ing., M. Env., GHG-V, PA LEED
225, avenue du Président-Kennedy
Montréal (Québec) H2X 3Y8
Tél. : (514) 284-5794 poste 21
Télé. : (514) 284-6034
nvincent@enviroaccess.ca

2.2 ORGANISME D'ACCREDITATION

Enviro-access a été accréditée selon la norme ISO 14065 par le Conseil canadien des normes (CCN) dans le cadre du « Programme d'accréditation pour les gaz à effet de serre (PAGES) » le 29 juillet 2011. La portée de l'accréditation d'Enviro-access inclut le secteur « Industrie — Industries chimiques ».

3 CONCLUSIONS DU PRÉAUDIT

Les sections suivantes décrivent les résultats du préaudit.

3.1 IDENTIFICATION DES SOURCES ET DES TYPES DE GES À DÉCLARER

Une revue complète des sources et des types de GES à déclarer selon les articles QC.1., QC.29. et QC.30. du RDOCÉCA a été effectuée.

Enviro-accès confirme que toutes les sources et tous les types de GES à déclarer ont été pris en compte dans les calculs des émissions de GES effectués par Gaz Métro.

3.2 CALCUL DES ÉMISSIONS DE GES

Les méthodologies de calcul des émissions de GES utilisées relativement à la distribution de carburants et de combustibles (article QC.30. du RDOCÉCA) et la combustion au moyen d'équipements fixes (article QC.1. du RDOCÉCA) ont été évaluées. Puisque les émissions relatives au protocole de quantification QC.29. ne représentent que 0,5 % des émissions totales à déclarer selon les données fournies par Gaz Métro pour la période 2012, il a été entendu que la vérification des équations utilisées se ferait au cours de la vérification complète et non dans le cadre du préaudit.

Une demande de clarification (DCL 1) a été soumise à Gaz Métro concernant la portion renouvelable provenant de biocombustibles dans le gaz naturel distribué. Une autre demande de clarification (DCL 2) a été soumise relativement aux sources d'émission qui doivent être incluses dans le calcul des émissions à déclarer.

Un recalcul des émissions de GES a été effectué en se basant sur les données de la période 2012 utilisées par Gaz Métro dans son chiffrier de calcul principal. Aucune erreur n'a été relevée. L'exactitude des données fournies par Gaz Métro et utilisées dans les calculs n'a toutefois pas été vérifiée.

Enviro-accès confirme que Gaz Métro a tenu compte dans ses calculs pour QC.1. et QC.30. de toutes les sources d'émission et de tous les types de GES, et que les exclusions applicables ainsi que les méthodologies de quantification utilisées sont adéquates.

4 SOMMAIRE DES DEMANDES D'ACTION À ENTREPRENDRE

Une demande d'action à entreprendre (DAE) est une demande faite par Enviro-accès qui devrait être traitée avant la prochaine période de vérification.

Les demandes d'action à entreprendre suivantes devraient être prises en compte.

DAE 1 *Gaz Métro devra utiliser les données et informations sur les GES couvrant les périodes de déclaration prescrites par le RDOCÉCA, soit du 1^{er} janvier au 31 décembre de chaque année.*

DAE 2 *Pour le calcul des émissions attribuables à la distribution de carburants et de combustibles (article QC.30. du RDOCÉCA), Gaz Métro devra utiliser le facteur d'émission applicable selon qu'il s'agisse de gaz naturel, de gaz naturel comprimé ou de gaz naturel liquéfié.*

5 SOMMAIRE DES OPPORTUNITÉS D'AMÉLIORATION

Une opportunité d'amélioration (OA) est un élément qui pourrait être révisé ou perfectionné par Gaz Métro dans le but d'améliorer la qualité de son système d'informations sur les GES et de sa déclaration dans son ensemble.

Les opportunités d'amélioration suivantes ont été identifiées.

OA 1 *Gaz Métro pourrait considérer arrimer la terminologie de son chiffrier de calcul et des documents qui le soutiennent avec celle du RDOCÉCA.*

OA 2 *Gaz Métro pourrait considérer, si possible, intégrer l'ensemble de ses calculs dans un seul et même chiffrier de calcul ou logiciel de suivi de ses émissions de GES.*

6 DOSSIERS DE VÉRIFICATION

Tous les documents fournis initialement par Gaz Métro ou recueillis lors des activités de préaudit (photocopies, photos, notes des vérificateurs, fichiers électroniques, correspondances électroniques ou autres) sont conservés sous format électronique sur un serveur sécurisé et dans un classeur à accès restreint si seulement une copie papier est disponible. L'ensemble de ces documents sera conservé pour une durée minimale de sept (7) années.

Les dossiers de ce préaudit peuvent être fournis sur demande écrite pour des motifs raisonnables et avec le consentement écrit de Gaz Métro.

ANNEXE

DEMANDES DE CLARIFICATION SOUMISES À GAZ MÉTRO

IDENTIFICATION	DCL 1
DEMANDE (RÉSERVÉ À ENVIRO-ACCÈS)	<p>À la ligne 24 du chiffrier « Extrait Simulateur coûts du SPEDE 2015-2020 (r4).xlsx », on soustrait la quantité de biogaz issue de sites d'enfouissement et alimentant des installations industrielles.</p> <p>Est-ce que le volume de biogaz alimenté est comptabilisé par le biais du compteur sur l'alimentation principale en gaz naturel des installations consommant le biogaz (appartenant à Gaz Métro) ou de façon indépendante par un autre compteur sur une alimentation secondaire?</p>
RÉPONSE	<p>Il s'agit d'un réseau dédié pour le biogaz du site d'enfouissement sanitaire d'Intersan à Ste-Sophie jusqu'à l'usine Cascades Papiers fins de St-Jérôme. À l'usine, Gaz Métro a installé un compteur spécifique pour le biogaz et le numéro de compte est 99952089045. La consommation en 2013 a été de 24 049 982 m³.</p> <p>Le gaz naturel est facturé sur un autre compteur soit le numéro de compte 92150020003.</p>
RÉFÉRENCE	<p>Voir courriel de M. Guy Desrosiers (Gaz Métro).</p> <div style="text-align: center;">  TR Biogaz Cascades.msg </div>

À l'usage d'Enviro-accès :

Résolue Non résolue

Date :

2014-01-22

Commentaires :

OK. Biogaz soustrait dans le chiffrier « Extrait simulateur [...] ». La consommation indiquée dans le chiffrier pour 2012 est du même ordre de grandeur que la consommation donnée pour 2013 par M. Desrosiers.

Titre	C-DCL-01_Gaz Métro (préaudit) (biogaz)_rép.docx	Système de référence	R	Page n°:	2 de 2
-------	--	----------------------	---	----------	--------

IDENTIFICATION	DCL 2
DEMANDE (RÉSERVÉ À ENVIRO-ACCÈS)	<p>Concernant les émissions pour QC.29., la documentation fournie par Gaz Métro (chiffrier « Extrait simulateur [...] ») présente des émissions pour les « Purges », les « Fuites fugitives », les « Torches » et les « Bris par les tiers ».</p> <p>Le RDOCÉCA exige aussi que les émissions pour les divers <u>événets</u> (équipements pneumatiques, décharges, compresseurs) et les <u>réservoirs de transmission</u> soient déclarées.</p> <p>Est-ce que ces émissions sont considérées dans les calculs de Gaz Métro?</p>
RÉPONSE	<p>Les émissions pour les divers événements sont incluses dans la section purge ou émissions fugitives du chiffrier calculateur.</p> <p>Pour ce qui est des réservoirs de transmission, Gaz Métro n'en possède pas.</p> <p>En résumé, les émissions pour les divers événements du RDOCÉCA sont considérées dans les calculs de Gaz Métro.</p>
RÉFÉRENCE	<p>Indiquer la ou les références pertinentes dans la documentation.</p> <p><i>Ex. Chiffrier Excel « ABC.xlsx » (onglet CDE, cases A1 à B2,, Section 3 du rapport GES (version 2, pp.1-4), etc.</i></p>

À l'usage d'Enviro-accès :

Résolue Non résolue

Date :

2014-02-07

Commentaires :

OK, satisfaisant.

Titre	C-DCL-02_Gaz Métro (préaudit) (types émissions)_rép.docx	Système de référence	R	Page n°:	2 de 2
-------	---	----------------------	---	----------	--------

LES PRODUITS DÉRIVÉS

1 Les produits financiers dérivés disponibles se divisent en deux grandes catégories, soit les
2 produits standardisés, transigés sur une bourse, et les produits en vente de gré à gré, accessibles
3 auprès d'institutions financières ou de firmes de courtage.

PRODUITS STANDARDISÉS

4 Les produits dérivés standardisés sont transigés de façon anonyme sur une bourse (le participant
5 ne connaît pas qui prend la position opposée de son dérivé). Pour rendre le marché efficace, les
6 dérivés transigés sur une bourse sont hautement standardisés (dates de règlement prédéfinies
7 et quantités fixes).

8 Un montant d'argent (l'appel initial de marge¹) doit être déposé auprès de la bourse avant de
9 pouvoir faire la première transaction. Chaque jour et pour chaque participant, une évaluation de
10 la valeur marchande agrégée des dérivés est faite par la bourse en fonction des prix de clôture
11 des différents dérivés sur la bourse². Si la valeur marchande est négative, la bourse exigera un
12 appel de marge³ additionnel pour réduire le risque que le participant ne possède pas les
13 ressources financières nécessaires pour respecter ses engagements. L'ensemble des dépôts
14 des participants (les marges initiales et les marges additionnelles) permet à la bourse de garantir
15 les paiements des dérivés à l'échéance.

PRODUITS EN VENTE DE GRÉ À GRÉ

16 Les produits dérivés en vente de gré à gré peuvent être transigés entre deux participants sans
17 aucune contrainte sous réserve du respect de la *Loi sur les instruments dérivés* (Québec) et de
18 toute autre législation similaire applicable aux participants (dont notamment *Dodd-Frank Wall-*
19 *Street Reform and Consumer Protection Act* (USA) et *Regulation 648/2012 on OTC derivatives,*
20 *central counterparties and trade repositories* (Union Européenne) connu sous l'acronyme
21 d'EMIR). Les participants peuvent s'entendre sur toutes les conditions de la transaction, par
22 exemple la date de règlement, la quantité de sous-jacent, la devise du paiement, etc.

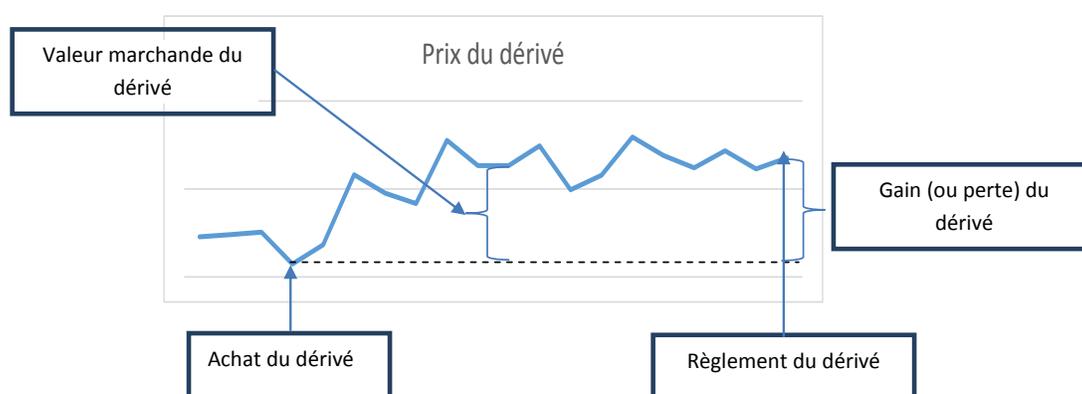
¹ Montant en liquidité ou en valeurs mobilières servant à couvrir la mise en place d'une position sur une bourse.

² Soit la différence entre le prix de clôture du dérivé et le prix contractuel, multiplié par la taille d'un contrat, multiplié par le nombre de contrat.

³ Montant en liquidité ou en valeurs mobilières servant à couvrir la variation négative des positions sur une bourse.

1 Par contre, aucun organisme externe ne vient garantir les paiements à l'échéance du dérivé; la
2 valeur du dérivé repose en partie sur la confiance que les participants ont de la solidité financière
3 de leur contrepartie pour faire les paiements exigés à l'échéance du dérivé, à moins de l'existence
4 de garanties fournies par une contrepartie comme prévu dans les lois décrites précédemment ou
5 préalablement négocié entre les parties. Généralement, un contrat-cadre doit être préalablement
6 mis en place entre les deux parties dans lequel se trouvent des clauses qui protègent les
7 participants en cas de difficultés financières de l'un ou l'autre des partenaires dans la transaction.

Graphique A-4.1



TYPE DE PRODUITS DÉRIVÉS

8 Voici une description des types de dérivés les plus pertinents pour le marché du carbone :

9 ❖ Contrat à terme (« futures » sur une bourse et « forwards » de gré à gré)

10 Les contrats à terme permettent de fixer le prix d'achat au moment de la mise en place du
11 dérivé pour une quantité déterminée de droits ou de crédits à être livrée à l'acheteur au
12 règlement du dérivé. Le paiement et le transfert des droits ou des crédits se font à
13 l'échéance du contrat à terme.

14 ❖ Option d'achat

15 Les options d'achat donnent le droit, mais pas l'obligation, d'acheter une quantité de droits
16 d'émission ou de crédits à un prix déterminé (le prix d'exercice). L'acquéreur de l'option
17 d'achat doit verser une prime au vendeur de l'option lors de la signature du dérivé. Si
18 l'option est exercée par le détenteur, le paiement et le transfert des droits d'émission ou
19 des crédits se font à l'échéance du contrat. L'acheteur d'une option d'achat vise à se
20 protéger contre une hausse des prix tout en profitant des baisses.

1 ❖ Option de vente

2 Les options de vente donnent le droit, mais pas l'obligation, de vendre une quantité de
3 droits d'émission ou de crédits à un prix déterminé (le prix d'exercice). L'acquéreur de
4 l'option de vente doit verser une prime au vendeur de l'option lors de la signature du
5 dérivé. Si l'option est exercée par le détenteur, le paiement et le transfert de droits
6 d'émission ou de crédits se font à l'échéance du contrat. L'acheteur d'une option de vente
7 visé à se protéger contre une baisse des prix tout en profitant des hausses.

8 ❖ Les combinaisons de dérivés

9 Il est possible de créer des produits dérivés en combinant les contrats à terme, les options
10 d'achat et/ou les options de vente. Ces combinaisons sont généralement structurées pour
11 répondre à des besoins plus particuliers de certains participants. Ces combinaisons étant
12 généralement moins fréquemment transigées, elles se retrouvent presque exclusivement
13 dans des marchés de gré à gré.

14 Il n'existe aucune contrainte à la création de nouveaux types de dérivés dans le marché de gré à
15 gré, alors certains participants ont développé des types de dérivés complexes et peu utilisés.

RÈGLEMENTS AU COMPTANT

16 Le règlement d'un produit dérivé peut être fait par échange du sous-jacent (« *physical*
17 *settlement* » ou « *physical delivery* ») ou par un échange de la valeur monétaire équivalente (« *au*
18 *comptant* » ou « *cash settlement* »). Cette option est applicable à tous les types de dérivés
19 financiers. La majorité des dérivés transigés ont des règlements au comptant.

20 L'option de règlement au comptant (« *cash-settled* ») est de mise lorsque le dérivé est utilisé à
21 des fins de gestion de risque par des parties qui n'ont pas nécessairement le besoin, ou les
22 moyens, de transférer le sous-jacent. Cette option permet alors une utilisation du produit dérivé
23 de façon indépendante de la stratégie d'acquisition⁴. L'option de règlement au comptant est aussi
24 nécessaire dans les cas où le sous-jacent ne peut être livré physiquement (par exemple une
25 moyenne de prix, un taux d'intérêt ou une mesure météorologique).

⁴ Par exemple, une compagnie d'aviation basée au Mexique qui couvre son risque lié à l'achat de kérosène à l'aide d'un dérivé sur le mazout sur la bourse de New York, n'est sûrement pas intéressée, ni équipée, pour recevoir livraison de millions de litres de mazout à New York à l'échéance du contrat.

1 Appliqué au marché du carbone, un contrat à terme pourrait définir le règlement comme la
2 différence entre le prix contractuel et un indice de prix des droits d'émission (enchère officielle,
3 moyenne de transactions sur une bourse, etc.). Dû à la nouveauté du marché du carbone, il n'y
4 a pas encore d'indice reconnu qui permettrait de transiger des dérivés au comptant.

MARCHÉS EXISTANTS

5 Des produits dérivés sur les droits d'émission sont transigés en Californie depuis la mise en place
6 du système de plafonnement et d'échange en 2012. Dans un contexte où les marchés du Québec
7 et de la Californie seront liés à partir de janvier 2014, l'accès aux produits financiers dérivés
8 pourrait se faire indifféremment en Californie ou au Québec afin de compléter la stratégie de
9 Gaz Métro le cas échéant.

BOURSES EN OPÉRATION

10 Présentement, il n'existe pas de bourse sur les droits d'émission ou les crédits de carbone en
11 Amérique du Nord, car ils ne sont pas considérés comme des commodités selon les lois en
12 vigueur. Par contre, rien n'empêche la création de bourse sur des dérivés visant des droits
13 d'émission ou des crédits de carbone. Une bourse est d'ailleurs déjà en opération pour transiger
14 des contrats à terme sur les droits d'émission de carbone en Californie depuis septembre 2011.

Intercontinental Exchange (ICE)⁵	
Type de dérivé	Contrats à terme (« futures ») Options sur contrat à terme
Sous-jacent	1 000 crédits « <i>California Carbon Allowances</i> ⁶ », millésimes 2013, 2014, 2015 et 2016
Règlement	Le règlement des contrats se fait par transfert des droits via le registre des droits de la Californie (<i>California MTS</i>). Des crédits du millésime de l'année spécifiée dans le contrat ou d'une année antérieure peuvent être utilisés pour régler le contrat. Les contrats cessent d'être transigés 3 jours ouvrables avant la fin du mois de l'échéance.
Liquidité	Environ 500 contrats à terme par mois pour le millésime 2013 ⁷

⁵ <https://www.theice.com/productguide>

⁶ Droits d'émission émis par la *California Air Resources Board* (CARB), l'autorité californienne responsable du marché réglementé du carbone

⁷ Selon une présentation d'*Evolution Markets*, couvrant la période de septembre 2011 à mai 2012.

CME Group Inc (CME) ⁸	
Type de dérivé	Contrats à terme (« futures ») Options sur contrat à terme
Sous-jacent	1 000 crédits « <i>California Carbon Allowances</i> », millésimes 2013, 2014, 2015 et 2016
Règlement	Le règlement des contrats se fait par transfert des droits via le registre des droits de la Californie (<i>California MTS</i>). Les contrats cessent d'être transigés le 15 ^e jour du mois de l'échéance.
Liquidité	En date du 22 octobre 2013, aucune transaction n'a été réalisée sur cette bourse.

1 D'autres bourses pourraient voir le jour, mais généralement, les participants dans un marché
2 cherchent à transiger sur une bourse offrant la plus grande liquidité, limitant ainsi les possibilités
3 d'avoir plusieurs bourses transigeant les mêmes contrats⁹.

MARCHÉS DE GRÉ À GRÉ

4 ❖ Produits de type « Foward »

5 Depuis 2011, des communiqués de presse provenant de courtiers confirment l'existence
6 de transactions de contrats à terme. Cependant, étant donné la nature du marché de gré
7 à gré et la nouveauté du marché du carbone, il n'est pas possible de fournir une estimation
8 de la taille de ce marché.

9 ❖ Produits de type « Option »

10 Il n'y a pas d'information suggérant qu'un marché de gré à gré des options (option d'achat
11 ou option de vente) se soit développé.

⁸http://www.cmegroup.com/trading/energy/emissions/california-carbon-allowance-cca-futures_contract_specifications.html

⁹ Les participants recherchant la plus grande liquidité vont finir par tous transiger sur la même bourse, forçant les autres bourses à disparaître ou à offrir un service différent (transaction dans une autre devise par exemple).



PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE POUR LA PÉRIODE 2013-2035

Présenté à Gaz Metro

1 novembre 2013

AVERTISSEMENT

Ce rapport a été rédigé par ÉcoRessources, Thomson Reuters Point Carbon et Four Twenty Seven.

La propriété intellectuelle des logiciels, méthodologies et modèles utilisés pour ce rapport appartiennent à ÉcoRessources, Thomson Reuters Point Carbon et Four Twenty Seven.

ÉcoRessources, Thomson Reuters Point Carbon et Four Twenty Seven ne peuvent être tenus responsables des actions prises par quiconque sur base de ce rapport.

Le contenu de ce rapport ne peut être invoqué par quiconque excepté Gaz Metro.

A l'exception des circonstances prévues dans le contrat avec Gaz Metro, aucune copie, republication ou redistribution du contenu du rapport ne peut être faite sans l'approbation écrite d'ÉcoRessources.

TABLE DES MATIÈRES

AVERTISSEMENT	I
ABRÉVIATIONS	1
1. INTRODUCTION	2
2. PROJECTIONS DE PRIX DU MARCHÉ DU CARBONE	3
2.1. PÉRIODE 2013-2020	3
2.1.1. MÉTHODE	3
2.1.2. HYPOTHÈSES DE BASE	4
2.1.3. SCÉNARIOS	8
2.1.4. CONCLUSIONS GÉNÉRALES SUR LA PÉRIODE 2013-2020	12
2.2. PÉRIODE 2020-2035	13
2.2.1. MÉTHODE	13
2.2.2. HYPOTHÈSES DE BASE	14
2.2.3. SCÉNARIOS	16
2.2.4. CONCLUSION GÉNÉRALES SUR LA PÉRIODE 2021-2035	21
3. CONCLUSION	23
ANNEXE	24
ANNEXE 1.	25

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : PRÉVISION DE VOLUME DE CRÉDITS COMPENSATOIRES WCI (MT)	5
TABLEAU 2 : HYPOTHÈSES SOUS-TENDANT LES TROIS SCÉNARIOS	8
TABLEAU 3 : ÉCART OFFRE – DEMANDE (CNA)	10
TABLEAU 4 : PRIX 2013-2020 POUR DE MULTIPLES SCÉNARIOS	11
TABLEAU 5 : PRÉVISION DE VOLUMES DE CRÉDITS COMPENSATOIRES WCI (MT)	22

Liste des figures

FIGURE 1. COURBE MAC POUR LE QUÉBEC ET LA CALIFORNIE EN 2015	7
FIGURE 2. COURBE DE PROBABILITÉ DE MONTE-CARLO POUR 2020	12
FIGURE 3. SCÉNARIO 1 – SOUS-SCÉNARIO PRINCIPAL	17
FIGURE 4. SCÉNARIO 2 – SOUS-SCÉNARIO PRINCIPAL	18
FIGURE 5. SCÉNARIO 3 – SOUS-SCÉNARIO PRINCIPAL	20

ABRÉVIATIONS

CA	Californie
CARB	California Air Resources Board
CEC	California Energy Commission
CNA	Cours normal des affaires
CPI	Consumer Price Index
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
LCFS	Low Carbon Fuel Standard
MAC	Marginal Abatement Cost (coût marginal d'abattement)
MT	Millions de tonnes de CO ₂ e
RFS	Renewable Fuel Standard
PCR	Price Containment Reserve
TRPC	Thomson Reuters Point Carbon
WCI	Western Climate Initiative

1. INTRODUCTION

Gaz Métro a sollicité l'appui de ÉcoRessources pour développer des projections des prix du carbone au Québec pour la période 2013-2035. Gaz Métro souhaite utiliser ces projections dans deux contextes :

- 1) La présentation de la cause tarifaire de 2015;
- 2) La négociation d'une entente d'achat de biométhane et le dépôt de la preuve à la Régie de l'énergie pour faire approuver la transaction.

En ce sens, il ne fait pas de doute que les projections réalisées dans le cadre de ce mandat doivent être robustes, rigoureusement appuyées de sources de données fiables et d'hypothèses bien documentées.

Pour répondre aux exigences de ce mandat, ÉcoRessources a fait appel à deux partenaires de longue date. Le premier est *Thomson Reuters Point Carbon (TRPC)*, spécialiste des analystes de prix des marchés du carbone dans le monde et le second est *Four Twenty Seven (427)*, une firme de consultation basée à San Francisco spécialisée sur le marché du carbone californien.

Les projections de prix du carbone ont été réalisées sur des bases différentes pour les périodes 2013-2020 et 2021-2035, puisque les modalités des systèmes de permis échangeables sont définies seulement jusqu'à 2020. En conséquence, ce document est organisé en trois sections distinctes :

- Chapitre 2.1 : présentation de scénarios de prix pour la période 2013-2020, ainsi que des hypothèses sous-jacentes. ÉcoRessources s'appuie sur les travaux de modélisation de TRPC. Ceux-ci se basent sur différents paramètres pour établir les courbes de prix.
- Chapitre 2.2 : présentation de scénarios de prix pour la période 2020-2035, ainsi que des hypothèses sous-jacentes. Étant donné le plus haut niveau d'incertitude de cette période, des hypothèses plus macro ont été utilisées pour réaliser ces projections. Sur ce point, ÉcoRessources a travaillé en étroite collaboration avec 427.
- Chapitre 3 : conclusion générale sur les deux types de projections de prix et leur articulation.

2. PROJECTIONS DE PRIX DU MARCHÉ DU CARBONE

2.1. PÉRIODE 2013-2020

2.1.1. MÉTHODE

Les projections de prix 2013-2020 proviennent de l'utilisation du modèle WCI de TRPC. Ce modèle a été créé en 2011 et a évolué et gagné en complexité au fur et à mesure que la disponibilité des données et les besoins des clients ont évolué. Le modèle TRPC utilisé aujourd'hui partage de nombreux aspects et hypothèses avec le modèle carbone développé par l'équipe de recherche TRPC, bien que ce modèle ait été créé de façon indépendante afin de permettre une plus grande flexibilité et profondeur.

Le modèle TRPC WCI est une application avec deux composantes :

- Un modèle qui prédit les émissions de cours normal des affaires (CNA) de 2013 à 2020.
- Un modèle de tarification du carbone qui compare les émissions CNA à l'offre probable de droits d'émissions puis, en utilisant une courbe du coût marginal des réductions (courbe MAC, coût marginal d'abattement) et en intégrant les règles du marché (prix planchers, etc.), calcule le prix du carbone nominal par année.

La sortie du modèle est donc à la fois la courbe des émissions CNA et le prix du carbone.

Ce modèle a été utilisé pour générer les trois scénarios qui sont présentés à la section 2.1.3 (réaliste, haussier, baissier), ainsi que pour réaliser une simulation de Monte-Carlo sur le scénario réaliste. La plupart des règles de marché seront maintenues constantes jusqu'à la fin de l'analyse; les entrées spécifiques qui seront modifiées pour générer les différents scénarios sont détaillées au paragraphe 2.1.3.

2.1.2. HYPOTHÈSES DE BASE

Cette section décrit les hypothèses posées pour construire le scénario réaliste.

2.1.2.1. OFFRE

Pour la Californie et le Québec, le total des droits d'émission est défini par les gouvernements respectifs (162,8 MT et 23,2 MT respectivement en 2013¹). De ce total, on soustrait les droits placés dans la *Price Containment Reserve* (PCR) en Californie et dans la réserve stratégique² au Québec. Pour rappel, le but de ces réserves est de limiter l'augmentation des prix sur le marché. Au Québec, les droits placés dans la réserve sont rendus disponibles au gré à gré avec le gouvernement à des prix compris entre 40 \$ et 50 \$ en 2013.

Pour les crédits compensatoires, on fournit une prévision de l'offre annuelle de 2013 à 2020 par type de projet. Cette prévision est fondée sur une méthodologie propre à l'équipe de recherche TRPC. Le modèle permet à l'utilisateur de définir quels projets de compensation et quelles géographies sont inclus dans la prévision. Le modèle suppose l'inclusion de toutes les méthodologies actuellement approuvées seulement, pour un total de 71 millions de crédits créés cumulativement entre 2013 et 2020 (voir tableau 2). Les crédits compensatoires sont limités par la limite de 8 % sur la conformité³, bien que le modèle suppose que la limite pratique sera de 7,5 %, compte tenu des nombreuses entités trop petites pour acheter des crédits dans la pratique.

¹ Le règlement est disponible à l'adresse suivante : <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm>

² La réserve stratégique est une réserve de droits d'émissions que le gouvernement se constitue au fur et à mesure, en retenant une proportion fixée des droits d'émission qu'il émet année après année : 1% en 2013-2014, 4% en 2015-2017, 7% en 2018-2020. Cette réserve est rendue accessible aux émetteurs assujettis à des dates déterminées, lors de ventes de gré à gré avec le gouvernement, à des prix fixés à l'avance. Le PCR est l'équivalent californien de la réserve stratégique et fonctionne selon des principes semblables.

³ Le règlement sur le SPEDE limite à 8% la proportion de crédits compensatoires qui peuvent être utilisés par un émetteur assujetti pour sa conformité.

TABLEAU 1 : PRÉVISION DE VOLUME DE CRÉDITS COMPENSATOIRES WCI (MT)

Type de projet	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
SACO ⁴ (É.-U.)	5,28	2,00	2,40	3,20	4,00	4,80	5,60	6,40	33,68
Méthane agricole (É.-U.)	1,06	0,80	0,96	1,12	1,28	1,44	1,60	1,76	10,02
Foresterie (É.-U.)	4,02	1,50	1,80	2,10	2,40	2,70	3,00	3,90	21,42
TOTAL (É.-U.)	10,36	4,30	5,16	6,42	7,68	8,94	10,20	12,06	65,12
SACO (Canada)	0,08	0,24	0,40	0,56	0,72	0,88	1,04	1,20	5,12
Enfouissement (Canada)	0,04	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,6
Méthane agricole (Canada)	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,25
TOTAL (Canada)	0,14	0,34	0,51	0,67	0,83	1,00	1,16	1,32	5,97
TOTAL	10,50	4,64	5,67	7,09	8,51	9,94	11,36	13,38	71,09

2.1.2.2. DEMANDE

Pour la demande, les émissions CNA sont ventilées par secteur et sous-secteur.

Pour l'électricité en Californie, les capacités de génération de base et à faible coût (dans et hors de l'État) sont calculées en fonction des prévisions d'ajout de capacité et des facteurs de capacité. La génération hydraulique est ajoutée sur la base des prévisions de précipitations en Californie et sur la côte Pacifique Nord-Ouest. Le gaz naturel et l'électricité de source indéterminée importée sont utilisés à la marge pour correspondre à la consommation totale prévue en Californie.

Pour les émissions industrielles en Californie, on regarde séparément les raffineries, le forage pétrolier et le ciment, étant donné leur rôle majeur :

- À court terme, les émissions des raffineries sont basées sur les déclarations mensuelles de consommation de pétrole brut par les raffineries, établies par la *California Energy Commission* (CEC). De là, le modèle extrapole les émissions sur une

⁴ SACO: Substances Appauvrissant la Couche d'Ozone

PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE POUR LA PÉRIODE 2013-2035

année complète. Le modèle suppose que les émissions 2014-2020 des raffineries resteront stables.

- La croissance des émissions liées au forage pétrolier est calculée en prenant les prévisions de production de l'*Energy Information Administration* (EIA) puis, sur base de corrélations historiques, en appliquant un facteur d'actualisation de 50 % à cette croissance. Par exemple, une croissance annuelle prévue de 2% est ramenée à une 1%, ce qui est une corrélation consistante avec les données historiques.
- Pour le ciment, le modèle se fonde sur les prévisions de croissance fournies par la *Portland Cement Association*, auxquelles on applique à nouveau un taux d'actualisation de 50 %, puis en supposant des émissions stables entre 2017 et 2020.
- Le reste des émissions industrielles sont supposées croître de 1 % par an.

Pour les émissions de transport en Californie, la prévision CNA repose sur trois hypothèses combinées :

- La prévision de teneur en carbone des carburants de transport suppose que le marché californien répond soit au *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), soit au standard sur les carburants renouvelables (RFS).
- L'efficacité des véhicules sur route est basée sur les objectifs fixés par l'*Environmental Protection Agency* (EPA).
- Les véhicules-miles parcourus sont basés sur les projections démographiques.

Pour l'utilisation du gaz naturel non -industriel en Californie (principalement dans les secteurs résidentiel et commercial), le modèle utilise l'indice de croissance prévu par l'EIA pour les É.-U.

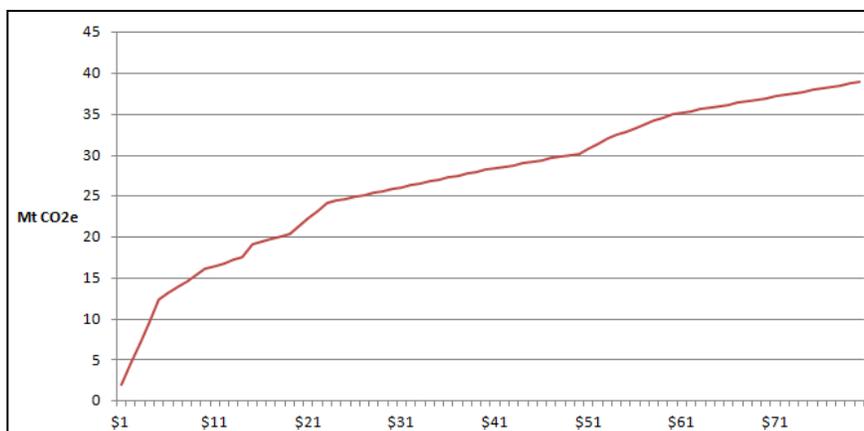
Pour le Québec, on prend les émissions historiques rapportées dans le rapport d'août 2012 du MDDEFP (ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs), auxquelles on applique des taux de croissance annuels spécifiques pour les émissions industrielles, de transports et de gaz naturel résidentiel (-1 % , -2 % et -1 % par an, respectivement). Le Québec représente environ 15 % des émissions du marché commun Californie/Québec.

2.1.2.3. COURBE MAC ET AUTRES RÈGLES DE MARCHÉ

TRPC utilise les courbes MAC fournies par le *California Air Resources Board* (CARB) pour générer un prix du carbone. La courbe MAC utilisée pour 2015 est représentée à la figure 2. Une fois que le modèle a calculé la différence entre les émissions CNA et le plafond alloué, il va alors rechercher le long de ces courbes MAC pour trouver le coût incrémental par tonne de CO₂e qui correspond au niveau de réduction requis (voir Figure 2).

Le coût marginal d'abattement (MAC) se décompose en vapeur industrielle, procédés industriels, ciment, production d'énergie, consommation d'électricité et de gaz naturel et carburants de transport. Les MAC de la Californie reflètent les données d'analyse du CARB. Pour le Québec, on utilise les mêmes hypothèses de coûts de réduction des émissions, mais ajustées afin de refléter les émissions proportionnellement plus petites; par exemple, une action en Californie dont les coûts sont de 20 \$ par tonne de CO₂e et qui réduit les émissions de 1,1 Mt CO₂e est calculée afin de réduire de 0,17 Mt les émissions au Québec, étant donné que les émissions de transport au Québec sont à peu près 15 % de celles de la Californie. On élimine également les coûts de réduction des émissions associées à l'électricité au Québec, compte tenu de la présence centrale de l'énergie hydraulique.

FIGURE 1. COURBE MAC POUR LE QUÉBEC ET LA CALIFORNIE EN 2015



Les courbes MAC sont également ajustées en fonction de l'année, en utilisant un « facteur d'amélioration ». Le modèle permet de tenir compte des attentes en matière d'innovation sur les réductions d'émissions. Le modèle suppose une amélioration de 1 % par an dans le scénario réaliste.

Enfin, le prix plancher des enchères dépend en partie de l'inflation de l'année précédente. On prend pour cela l'indice des prix à la consommation américain (l'indice CPI) et on l'utilise

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

comme paramètre pour les analyses de prix. Les projections du CPI sont en ligne avec celles du *US Congressional Budget Office Outlook* de février 2013, soit de 2013 à 2019 : 1,5%, 2%, 2,2%, 2,2%, 2,2%, 2,2% et 2,3%. Pour l’analyse de Monte-Carlo, on utilise un écart-type de 1,81%, sur la base des CPI historiques de 1990 à 2012. Le CPI, et sa variabilité estimée, jouent un rôle central dans les résultats présentés au chapitre 2.1.3.

2.1.3. SCÉNARIOS

2.1.3.1. HYPOTHÈSES

Comme expliqué plus haut, le modèle TRPC a été utilisé pour générer trois scénarios : réaliste, baissier et haussier. Le scénario réaliste reflète notre meilleure vision des fondamentaux prévus sur le marché, alors que les scénarios haussier et baissier caractérisent les limites supérieures et inférieures des prix et des fondamentaux, et mettent donc en évidence les risques extrêmes avec les règles existantes. Le tableau 2 présente les paramètres principaux qui ont été utilisés pour générer ces 3 scénarios et les valeurs qui ont été choisies pour chacun.

TABLEAU 2 : HYPOTHÈSES SOUS-TENDANT LES TROIS SCÉNARIOS

	Réaliste	Baissier	Haussier
Arrêt des importations en CA d’électricité issue de centrales au charbon	Cohérent avec les prévisions <i>bottom up</i> de TRPC	Soustraction de 400 GWh d’électricité issue de charbon hors État, à partir de 2014	Ajout de 400 GWh d’électricité issue de charbon hors État, à partir de 2014
Hydroélectricité en CA	Précipitations moyennes	1500 GWh d’hydro-électricité en plus chaque année	1500 GWh d’hydro-électricité en moins chaque année
Électricité en CA issue de sources renouvelables	Atteinte de l’objectif de 33 % (RPS)	Dépassement de l’objectif, avec 40 %	Objectif non atteint, avec 30 %
Croissance annuelle pour ciment, raffinage, pétrole et gaz, et autres sources industrielles	Cohérent avec les prévisions de TRPC, comme expliqué à la section 2.1.2	Soustraction de 1 % aux hypothèses de croissance annuelle dans tous les sous-secteurs	Ajout de 1 % aux hypothèses de croissance annuelle dans tous les sous-secteurs
Croissance annuelle du kilométrage en CA	Cohérent avec les prévisions de TRPC, comme expliqué à la section 2.1.2	Soustraction de 0,5 % aux hypothèses de croissance annuelle	Ajout de 0,5 % aux hypothèses de croissance annuelle

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

	Réaliste	Baissier	Haussier
Application de la norme de carburants à faible teneur en carbone (LCFS) en CA	Oui	Oui	Non
Croissance annuelle du gaz naturel en CA	Cohérent avec les prévisions de TRPC, comme expliqué à la section 2.1.2	Soustraction de 0,5 % aux hypothèses de croissance annuelle	Ajout de 0,5 % aux hypothèses de croissance annuelle
Croissance annuelle de l'industrie au QC	Réduction des émissions de 1 % annuellement, à partir de 2013	Réduction des émissions de 2 % annuellement, à partir de 2013	Émissions stagnantes, à partir de 2013
Croissance annuelle du transport au QC	Réduction des émissions de 2 % annuellement, à partir de 2013	Réduction des émissions de 3 % annuellement, à partir de 2013	Réduction des émissions de 1 % annuellement, à partir de 2013
Croissance annuelle du gaz naturel au QC	Réduction des émissions de 1 % annuellement, à partir de 2013	Réduction des émissions de 2 % annuellement, à partir de 2013	Émissions stagnantes, à partir de 2013
Prévisions de crédits compensatoires, pour CA et QC	71 Mt de crédits émis en 2013-2020	89 Mt de crédits émis en 2013-2020	54 Mt de crédits émis en 2013-2020
Amélioration des coûts d'abattement ⁵ par an	Amélioration de 1 % chaque année	Amélioration de 1,5 % chaque année	Amélioration de 0,5 % chaque année
Hypothèses sur l'indice des prix à la consommation aux É.-U.	Cohérent avec les prévisions de TRPC	Soustraction de 1.5 % à l'indice	Ajout de 1.5 % à l'indice

Pour le scénario réaliste, une analyse additionnelle a été menée sous la forme d'une simulation de Monte-Carlo. Pour cela, des écarts-types ont été appliqués aux différents paramètres et un programme informatique appelé « *Crystal Ball* » a été combiné au modèle pour générer 10 000 exécutions du modèle, créant ainsi un spectre de probabilités de prix du carbone sur ce scénario réaliste. Pour calculer les écarts-types, TRPC a utilisé des données historiques lorsque c'était possible, mais a également utilisé son meilleur jugement qualitatif lorsque c'était nécessaire.

⁵ Coûts d'abattement: coût de réduction des émissions de GES.

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

2.1.3.2. RÉSULTATS

Les tableaux 3 et 4 ci-dessous résument les deux principaux résultats de la modélisation : les chiffres d’émission CNA (et l’écart entre ces émissions et l’offre) et les prix des différents scénarios, de 2013 à 2020. Dans le scénario réaliste, TRPC prévoit un marché globalement sur alloué jusqu’à la troisième période de conformité du Système de Plafonnement et d’Échange des Droits d’Émission (SPEDE), avec des prix proches du prix plancher jusqu’en 2020.

Le scénario baissier, dans ces conditions, reste proche du scénario réaliste et est même par moment très légèrement au-dessus des prix du scénario réaliste (probabilité 12,5 %). Ceci est dû au fait que la simulation de Monte-Carlo inclut des fluctuations sur l’inflation, et donc sur la détermination du prix plancher, pouvant amener un prix plancher plus bas que celui fixé dans le scénario baissier.

Le scénario haussier se détache de son côté significativement des deux autres à partir de 2018, pour atteindre un prix de 27 \$ en 2020. Toutefois, il faut rappeler que ce scénario est peu probable et résulte de la combinaison défavorable d’un grand nombre de paramètres.

TABLEAU 3 : ÉCART OFFRE – DEMANDE (CNA)

Année	Offre (Mt CO2e au QC et CA)			Demande (Mt CO2e)			Écart offre - demande
	Unités ⁶	Crédits	Total	Californie	Québec	Total	
2013	183	11	194	163	26	189	5
2014	180	5	185	159	26	185	0
2015	440	6	446	367	59	426	20
2016	427	7	434	366	58	424	10
2017	413	9	422	361	58	419	3
2018	400	10	410	356	57	413	-3
2019	386	11	397	351	56	407	-10
2020	373	13	386	346	55	401	-15

⁶ Les chiffres d’unités indiqués excluent les unités placées dans le PCR en Californie et dans la réserve stratégique au Québec.

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

Les raisons pour lesquelles le marché est sur-alloué sont :

- La crise financière et la récession économique, qui ont fait baisser les émissions dans tous les secteurs de l'économie (industrie, production d'électricité, transport, etc.), à l'encontre des attentes qui étaient plus élevées lorsque le SPEDE a été mis en place;
- La fermeture de centrales au charbon en Californie, couplée avec la réduction d'importation d'électricité issue de centrales au charbon;
- La mise en œuvre des mesures complémentaires telles que le *Renewable Portfolio Standard* californien (RPS), les normes d'efficacité pour les transports, et les normes sur les carburants à faible teneur en carbone.

TABLEAU 4 : PRIX 2013-2020 POUR DE MULTIPLES SCÉNARIOS

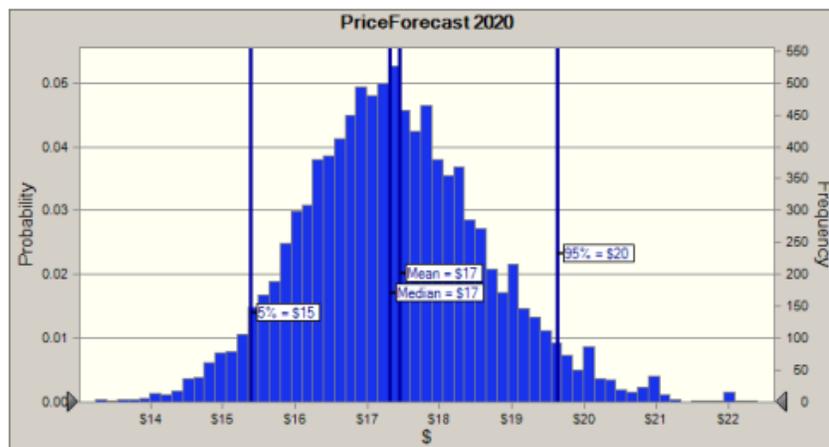
Année	Scénario réaliste						Scénario haussier	Scénario baissier
	12,5 %	45 %	Moyenne	55 %	87,5 %	Écart-type		
2013	10,71 \$	10,71 \$	10,71 \$	10,71 \$	10,71 \$	0,31 \$	10,71 \$	10,71 \$
2014	11,19 \$	11,38 \$	11,41 \$	11,43 \$	11,64 \$	0,36 \$	11,57 \$	11,25 \$
2015	11,80 \$	12,16 \$	12,20 \$	12,25 \$	12,64 \$	0,37 \$	12,55 \$	11,86 \$
2016	12,50 \$	13,02 \$	13,08 \$	13,15 \$	13,71 \$	0,55 \$	13,64 \$	12,54 \$
2017	13,25 \$	13,93 \$	14,03 \$	14,11 \$	14,84 \$	0,71 \$	14,83 \$	13,26 \$
2018	14,08 \$	14,94 \$	15,04 \$	15,16 \$	16,14 \$	1,57 \$	23,00 \$	14,01 \$
2019	14,98 \$	16,01 \$	16,12 \$	16,26 \$	17,46 \$	1,66 \$	24,00 \$	14,81 \$
2020	15,96 \$	17,16 \$	17,29 \$	17,45 \$	18,90 \$	1,77 \$	27,00 \$	15,67 \$

Note 1 : les prix sont en USD

Note 2 : les probabilités dénotent la localisation sur la courbe en cloche. Ainsi, « 45 % » signifie le prix projeté tel que 45 % des résultats de simulation de Monte-Carlo sont sous ce prix.

À titre indicatif, la figure 2 ci-dessous montre la répartition des résultats de la simulation de Monte-Carlo pour l'année 2020 dans le scénario réaliste.

FIGURE 2. COURBE DE PROBABILITÉ DE MONTE-CARLO POUR 2020



2.1.4. CONCLUSIONS GÉNÉRALES SUR LA PÉRIODE 2013-2020

Sur base du modèle développé depuis plusieurs années par TRPC, le marché sera sur alloué pendant plusieurs années et les projections de prix sur les trois premières périodes de conformité du SPEDE restent proches du prix plancher. L'écart-type des simulations de Monte-Carlo sur le scénario réaliste reste lui-même assez faible.

Toutefois, deux types d'événements dont il n'est pas possible de tenir compte dans ces modélisations pourraient modifier de manière significative les projections :

Des changements importants des règles, soit par les défis juridiques entourant le SPEDE en Californie, soit par l'ajout de nouvelles juridictions à la WCI, soit par des modifications sur des points spécifiques très sensibles de la réglementation (inclusion de nouveaux types de crédits, prix plancher, facteurs d'émission pour l'électricité importée, etc.). La probabilité de tels changements est estimée comme étant faible pour la période 2013-2020.

Un changement important des attentes des acteurs du marché par rapport à la période *post-2020*, par exemple via des décisions particulières des juridictions concernées avant 2020. Ces changements (par exemple la confirmation du marché du carbone, avec un objectif plus ambitieux pour 2030) pourraient amener les acteurs à se positionner en avance et donc pousser les prix à la hausse à l'approche de 2020. Ces éléments sont discutés dans l'analyse 2021-2035 présentée ci-dessous.

2.2. PÉRIODE 2020-2035

2.2.1. MÉTHODE

Pour la période 2013-2020, notre analyse s'appuie comme on l'a vu sur un modèle détaillé qui prévoit, pour chaque secteur, l'évolution la plus probable des émissions en fonction des développements connus et anticipés : nouvelles centrales à gaz, fermetures d'usine, évolution du contexte économique, de la population, efficacité énergétique des véhicules, obligations réglementaires liées au RPS ou au LCFS en Californie, etc.

À partir de 2021, notre approche doit changer pour tenir du plus grand nombre d'incertitudes associées. Notre approche s'appuie dès lors sur la construction de scénarios représentatifs de l'évolution possible des émissions, ainsi que des évolutions politiques et technologiques susceptibles d'influencer le marché du carbone et les prix au sein de la WCI.

Pour ce faire, nous avons identifié les principales sources d'incertitudes suivantes :

- L'évolution de la réglementation et du soutien politique à la lutte contre les changements climatiques en Californie et au Québec.

Cette évolution peut prendre plusieurs formes. D'une part, la cible de réduction des émissions pour 2030 n'a pas encore été établie; c'est donc une des variables essentielles que nous modélisons dans nos scénarios. D'autre part, les politiques complémentaires au marché du carbone jouent un rôle extrêmement important en ce qui concerne l'évolution des émissions sous le plafond, et donc du volume de réduction attendu du marché du carbone lui-même. Enfin, certains éléments constitutifs de programme pourraient être altérés; nous étudions en particulier l'impact des changements sur le prix plancher et sur le prix plafond (PCR).

- L'évolution de la technologie.

Sur la base de rapports d'experts (*Lawrence Livermore Lab* et E3), il apparaît que la Californie ne pourra atteindre sa cible de réduction des GES en 2050 de 80 % en dessous des niveaux d'émissions de 1990 que si un certain nombre d'éléments sont réunis :

- Des progrès considérables en matière d'efficacité énergétique dans tous les secteurs;
- L'électrification du secteur des transports (ou la décarbonisation grâce à des véhicules zéro-émission autre qu'électrique);

- L'électrification des secteurs commercial et résidentiel;
- La décarbonisation du secteur de l'électricité.

Prédire quelles technologies vont permettre d'atteindre ces objectifs, et à quel coût, est au-delà du cadre de ce rapport. Néanmoins, il est important de réfléchir aux impacts, en matière de prix, du progrès technologique. Pour ce faire, nous modélisons l'impact qu'aurait sur la courbe de réduction des émissions un développement à échelle commerciale de technologies de séquestration du carbone (*Carbon Capture and Storage – CCS*), à un prix variant de 40 \$ à 90 \$ pour les centrales à charbon et à gaz respectivement. Cette courbe de réduction optimiste est à contraster avec la courbe de réduction conservatrice produite par TRPC pour 2013-2020, et qui constitue notre courbe de référence pour les autres scénarios.

- L'évolution de l'économie et de la population.

La tendance historique des dernières années, depuis le sommet de 2004, est globalement à la baisse, en raison d'une combinaison de facteurs économiques (la récession de 2008-2012) et de progrès en matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Cette tendance pourrait néanmoins être inversée, par exemple si l'économie de la Californie renouait avec une forte croissance comparable à celle des années 2000.

2.2.2. HYPOTHÈSES DE BASE

Une série d'hypothèses ont été prises de façon commune pour tous les scénarios étant donné leur haut niveau de probabilité.

- Partenaires au sein de la WCI et liens avec d'autres juridictions

Nos trois scénarios font l'hypothèse que le marché commun entre la Californie et le Québec continue d'exister et que les deux juridictions continuent d'adopter des cibles et politiques d'ambitions comparables. Il serait envisageable d'imaginer que d'autres juridictions se joignent à la WCI, comme l'Ontario, la Colombie-Britannique ou l'État de Washington, mais à nouveau sur le principe que les nouveaux venus adopteraient un cadre réglementaire similaire, ou du moins compatible, avec celui de la WCI. L'impact d'un élargissement limité se ferait essentiellement sentir sur notre deuxième scénario, en ajoutant des possibilités de réductions des GES pour un coût compris entre le prix plancher et la fourchette haute des réductions modélisées. Un élargissement à de nombreux États américains, qui est loin d'aboutir, ou à d'autres juridictions, comme l'Australie ou l'Europe, aurait probablement pour effet de limiter encore davantage les prix à proximité du prix plancher.

- Cible et plafond *post-2020*.

En Californie, le CARB a d'ores et déjà annoncé que le programme de plafonnement et d'échange continuerait après 2020, mais n'a pas arrêté les détails du programme, en particulier la cible et les réductions. Dans son rapport exploratoire (*Discussion Draft for the Scoping Plan Update*), publié le 1^{er} octobre 2013, le CARB prévoit que la Californie devrait adopter une cible pour 2030 alignée avec celle d'autres grands pays industrialisés, et fait référence en particulier aux cibles adoptées par l'Union Européenne (- 40 %), l'Allemagne (- 55 %) et le Royaume-Uni (- 50 %), ainsi que par les États-Unis (42 % sous les émissions de 2005, soit 33 % sous les émissions de 1990). Nous adoptons comme hypothèse de départ une cible pour 2030 de 40 % sous les niveaux de 1990 (pour rappel, les niveaux attendus en 2020 sont les mêmes qu'en 1990), et discutons dans les variantes l'impact d'une cible plus ou moins ambitieuse que celle-ci. À noter que le Québec n'a pas encore avancé d'objectifs *post-2020* et que nous supposons donc qu'il adopte les mêmes cibles que la Californie.

- Cadre réglementaire pour le programme de plafond-échange

Pour tous nos scénarios, nous faisons l'hypothèse que le cadre et les règles du programme restent essentiellement inchangés : mêmes secteurs couverts, mêmes règles de contrôle des coûts notamment pour les crédits compensatoires, et l'imposition d'un prix plancher et d'un prix plafond. Dans certains scénarios, nous étudions l'impact de variations éventuelles du niveau de ces prix plancher et plafond.

En ce qui concerne le prix plafond, le mécanisme actuel de contrôle des prix s'appuie sur une réserve, la « *Allowance Price Containment Reserve* », qui est constituée d'un pourcentage de permis soustraits au budget annuel de permis. Ces permis sont disponibles à la vente tous les trois mois à prix fixe. Ces prix fixes sont de 40\$, 45\$ et 50\$ en 2013, et augmentent chaque année au rythme de l'inflation, majorée de 5%. Ce système ne garantit pas de façon certaine que les prix resteront contenus sous le prix plafond parce que la réserve de permis n'est pas infinie mais, dans le cadre de nos scénarios 2021-2035, nous le traitons comme un prix plafond garanti, en partant du principe que l'intention des décideurs politiques est indubitablement de s'assurer que les prix ne dépasseront pas ce niveau préétabli, et que si nécessaire le régulateur interviendra pour réalimenter la provision de permis de réserve.

- Exclusions

Il est à noter que nous avons exclu de notre analyse deux scénarios extrêmes, car ils nous paraissent largement improbables au vu des conditions politiques actuelles : soit un scénario où la Californie et le Québec renonceraient purement et simplement à leur politique de réduction des émissions, et notamment à leur programme de plafonnement et d'échange (ce qui équivaldrait à un prix nul), et un scénario où la WCI serait intégrée à un grand marché

mondial du carbone, abandonnant de fait son prix plancher, et où les prix seraient déterminés par l'offre et la demande de crédits internationaux (les prix dans ce scénario seraient probablement inférieurs à 5 \$ par tonne).

2.2.3. SCÉNARIOS

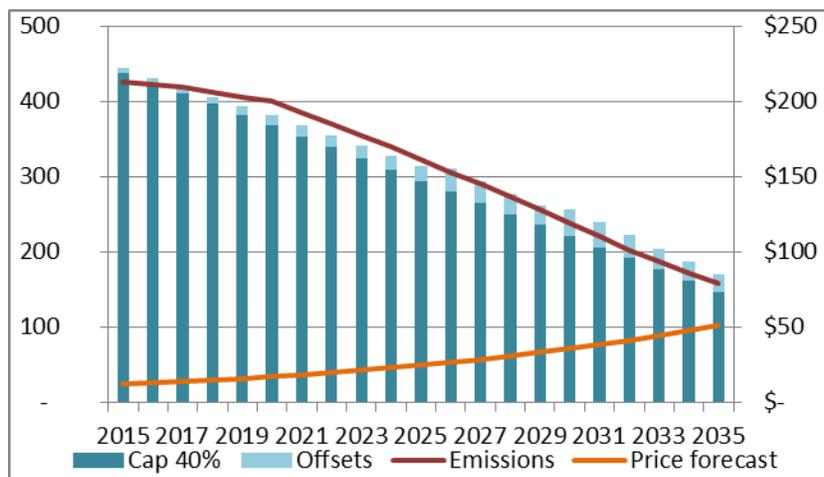
Pour prendre en compte la diversité des combinaisons des variables, nous avons développé trois scénarios principaux, auxquels nous avons ajouté deux variantes à chaque fois, qui nous permettent de capturer une grande partie de l'éventail des possibles. Chaque scénario est pondéré en fonction de sa probabilité.

Nous attribuons à chaque scénario une probabilité qui reflète notre jugement d'experts sur l'évolution la plus probable des émissions et de la politique de lutte contre les changements climatiques dans la WCI. Pour attribuer des pourcentages, nous nous sommes appuyés sur un arbre de décision. De notre point de vue, le premier scénario, qui voit une décroissance rapide des émissions en réponse à un contexte politique et réglementaire ambitieux, est le plus probable (50%), suivi du second scénario, avec une décroissance modérée des émissions (35%). Nous pensons qu'une reprise de la croissance des émissions, même modérée, est peu probable, de l'ordre de 15%.

2.2.3.1. SCÉNARIO 1 : DÉCROISSANCE RAPIDE DES ÉMISSIONS CNA

Le scénario 1 fait l'hypothèse d'une décroissance rapide des émissions liée à une politique ambitieuse de lutte contre les changements climatiques. Ces réductions viendraient en partie des efforts réglementaires, principalement en Californie (mandats, RPS, LCFS, Pavley III), couplés à des progrès technologiques qui permettraient de réduire les coûts et d'accélérer la commercialisation de ces technologies. Le marché est dans ce cas sur alloué sur toute la durée du programme, et c'est donc le prix plancher qui détermine les prix jusqu'en 2035. Le sous-scénario principal fait l'hypothèse d'une formule de prix plancher inchangée, ce dernier croissant au rythme de 5 % par an plus inflation, pour un prix de 51,5 \$ en 2035.

FIGURE 3. SCÉNARIO 1 – SOUS-SCÉNARIO PRINCIPAL



VARIANTES

Dans une première variante, nous étudions l’impact d’une cible moins ambitieuse (- 30 % en 2030 par rapport à 1990), et d’un prix plancher plus bas. En effet, rien n’empêche la Californie et le Québec de modifier la réglementation, notamment si une pression forte des émetteurs ou des décideurs politiques les y forçait. Nous modélisons donc un prix plancher « bas », croissant à un taux de 2,5 % par année plus inflation, qui se traduit par un prix plancher de 35 \$ en 2035. Nous modélisons aussi une variante avec une cible plus ambitieuse (-55 %) et un prix plancher plus élevé, croissant à un rythme de 8 % par an. Dans cette variante, malgré le plafond plus contraignant, le marché reste globalement sur alloué et les prix déterminés par le prix plancher, soit 77 \$ en 2035.

	Cap à 40%, prix plancher actuel (5% croissance)	Cap à 30%, prix plancher abaissé (2.5% croissance)	Cap à 55%, prix plancher relevé (8% croissance)
2020	\$ 17	\$ 17	\$ 17
2025	\$ 25	\$ 22	\$ 29
2030	\$ 36	\$ 28	\$ 47
2035	\$ 51	\$ 35	\$ 78

CONCLUSION PARTIELLE

Dans l’ensemble, cette modélisation d’une décroissance rapide des émissions est représentative des scénarios où les émissions chuteraient plus vite que le plafond, ce qui a

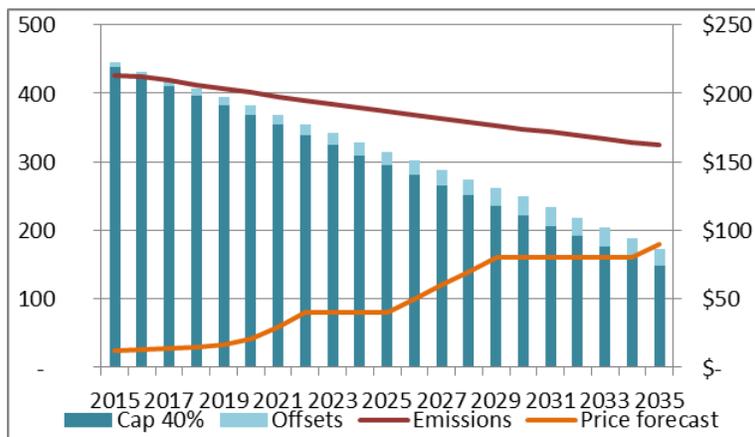
**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

pour conséquence un marché sur alloué et des prix plancher. Loin d’être un scénario extrême, nous estimons que ce scénario est le plus probable pour le Québec et la Californie, avec une probabilité de 50 %. En effet, l’objectif de ces juridictions est de réduire leurs émissions par tous les moyens possibles, et le marché n’est qu’un outil parmi beaucoup d’autres. Dans le cas de la Californie, qui domine le marché commun, on pourrait même dire que les mesures complémentaires au marché du carbone vont avoir un effet beaucoup plus important sur ces réductions d’émission que le marché, et donc le signal prix, lui-même. Un prix plancher serait la marque du succès de la stratégie d’ensemble de la Californie, et non d’un échec.

2.2.3.2. SCÉNARIO 2 : DÉCROISSANCE MODÉRÉE DES ÉMISSIONS CNA

Le scénario 2 fait l’hypothèse d’une décroissance modérée des émissions, semblable à celle que la Californie et le Québec devraient connaître sur la période 2013-2020. Ces réductions indiquent une continuation des efforts de réductions actuels, mais sans accélération du rythme des réformes et incitations économiques ou réglementaires. En revanche, nous modélisons l’impact d’un développement technologique sensible aux prix, telles la capture et la séquestration de carbone, qui pourraient réduire à zéro les émissions du secteur de l’électricité et en partie celles des transports et de l’industrie, à un prix compris entre 40 \$ et 90 \$. De telles réductions parviendraient à mettre la Californie et le Québec en conformité avec une cible de réduction de 40 % pour un prix de 90 \$ en 2035.

FIGURE 4. SCÉNARIO 2 – SOUS-SCÉNARIO PRINCIPAL



PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE POUR LA PÉRIODE 2013-2035

VARIANTES

Comme pour le scénario 1, nous étudions l'impact d'une cible plus ambitieuse (55 %) et moins ambitieuse (30 %). Les prix varient en fonction du volume de réductions nécessaires pour équilibrer le marché, entre 60 \$ dans le scénario baissier et 120 \$ dans le scénario haussier.

Variantes décroissance modérée

	Cap à 40%	Cap à 30%	Cap à 55%
2020	\$ 21	\$ 21	\$ 28
2025	\$ 40	\$ 40	\$ 70
2030	\$ 80	\$ 40	\$ 90
2035	\$ 90	\$ 60	\$ 120

CONCLUSION PARTIELLE

Le scénario 2 illustre comment la Californie pourrait atteindre sa cible de réduction au moyen d'un signal prix, plutôt qu'en forçant l'adoption des technologies au moyen de réglementations et incitations économiques. Le niveau réel des prix, néanmoins, sera largement dépendant du coût de ces technologies. Les prévisions de coût du CCS sont fournies par diverses sources concordantes (McKinsey, ICO2eN), mais d'autres technologies comme les véhicules zéro-émission, pourraient se développer et fournir des réductions similaires, possiblement à un prix différent. Ce scénario est à contraster avec le scénario 3, où nous faisons l'hypothèse d'une courbe de réduction des GES sur la base des technologies actuelles, pour lesquelles le potentiel de réduction des émissions pour un coût inférieur à 250 \$ est très limité. Nous estimons que ce scénario est le deuxième plus probable, avec une probabilité de 35 %.

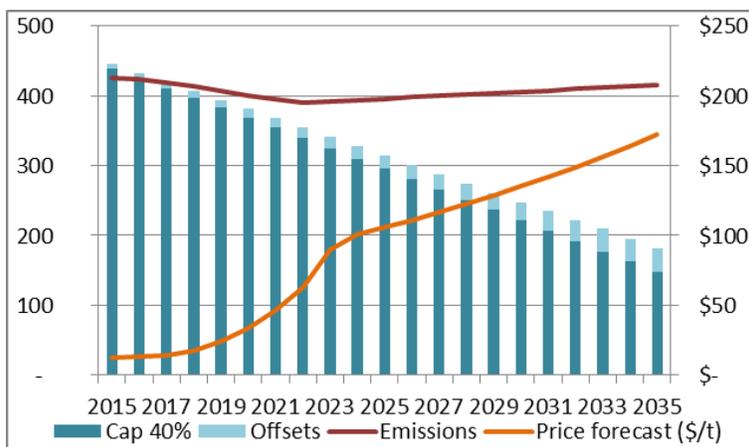
2.2.3.3. SCÉNARIO 3 – CROISSANCE MODÉRÉE DES ÉMISSIONS CNA

Le scénario 3 fait l'hypothèse d'un retournement et d'une reprise de la croissance des émissions. Un tel changement pourrait être généré soit par un boom économique en Californie, et/ou par un abandon des politiques de réduction des émissions, soit par une évolution des mentalités et préférences politiques des électeurs, soit par une préemption fédérale ou judiciaire. Cette reprise des émissions, même très lente (0,5 % par an dans ce scénario), couplée à une courbe de réduction des émissions limitée dans le contexte actuel, conduit les prix à des niveaux très élevés en quelques années : les prix atteignent le troisième tiers du prix plafond dès 2022, et croissent inexorablement au rythme prévu par la réglementation.

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

Il est à noter que nous prévoyons que l’augmentation des prix se fera de façon progressive : en effet, l’expérience sur le marché du carbone européen a prouvé que les acteurs de marché anticipent les évolutions des émissions, et donc des prix, plusieurs années à l’avance, ce qui se reflète dans les courbes de prix présentées par l’intermédiaire du comportement d’épargne et désépargne des permis. Néanmoins, comme les acteurs de marché n’ont qu’une connaissance imparfaite du futur, et qu’ils sont par ailleurs soumis à une certaine incertitude réglementaire, leur anticipation des prix est soumise à un fort taux d’actualisation, de l’ordre du 20 à 30%. C’est cette anticipation de la croissance des prix futurs qui explique que les prix sont supérieurs au prix plancher dès 2019 dans ce scénario, alors même que les fondamentaux d’offre et de demande sont similaires à ceux des scénarios différents.

FIGURE 5. SCÉNARIO 3 – SOUS-SCÉNARIO PRINCIPAL



VARIANTE

Dans nos variantes nous étudions l’impact des variations de cibles, comme pour les scénarios précédents, mais aussi et surtout l’impact de variations du prix plafond. En effet, dans toutes les variantes le marché est sous alloués et l’absence de potentiel de réduction des émissions se traduit par des prix au plafond dans chaque cas. Le prix plafond pourrait être maintenu avec le même taux de croissance, mais pourrait aussi être encore plus limité, par exemple s’il ne croissait qu’avec l’inflation. Les prix monteraient alors à 118 \$ en 2035.

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

Variantes croissance modérée

	Cap à 40%, prix plafond abaissé (2.5% croissance)	Cap à 30%, prix plafond abaissé (0% croissance)	Cap à 55%, prix plafond actuel (5% croissance)
2020	\$ 34	\$ 17	\$ 46
2025	\$ 106	\$ 92	\$ 117
2030	\$ 135	\$ 104	\$ 167
2035	\$ 172	\$ 118	\$ 240

CONCLUSION PARTIELLE

Le prix plafond est un élément important et très discuté de la réglementation. Alors que les discussions actuelles se sont concentrées sur les mécanismes de mise en œuvre du plafond, il nous semble très probable qu’une discussion sur les niveaux de prix deviendra une priorité pour de nombreux émetteurs en prévision de la période 2021-2035. De façon plus générale, une reprise de la croissance des émissions en Californie n’est pas à l’ordre du jour, et le soutien fervent de la population en faveur de la stratégie de lutte contre les changements climatiques ne laisse pas anticiper un retournement politique dans un futur immédiat. En revanche, un ralentissement de la décroissance des émissions, et des percées technologiques qui se feraient attendre pourraient facilement pousser les prix au plafond. Nous estimons que ce scénario, bien que moins probable que les deux autres, possède une probabilité à 15 %.

2.2.4. CONCLUSION GÉNÉRALES SUR LA PÉRIODE 2021-2035

Le tableau 5 résume les prix, année après année, pour chacun des trois sous-scénarios centraux.

Prévoir l’évolution des prix du carbone sur une période de plus de 20 ans est un exercice périlleux et forcément limité par l’absence de données économiques, technologiques, et par l’indétermination du contexte réglementaire. Néanmoins, les trois scénarios proposés illustrent les trois débouchés possibles en matière de prix : prix plancher, prix plafond et prix de la technologie. Cette dernière est la plus incertaine, et par ailleurs reste bornée par les limites de prix.

La nature même du programme est telle que le contexte politique et réglementaire est de loin la variable la plus déterminante pour les niveaux de prix à long terme : le degré d’ambition de la cible pour 2030, les politiques complémentaires, le niveau du prix plancher et du prix plafond sont autant de variables entre les mains des gouvernements de la Californie et du Québec. Le soutien des électeurs californiens demeure très élevé (de l’ordre de 70 %) et, ayant résisté à la profonde récession économique de ces dernières années, est peu

**PROJECTIONS DE PRIX DU CARBONE
POUR LA PÉRIODE 2013-2035**

susceptible de disparaître du jour au lendemain. De la même façon, le consensus politique reste fort au Québec sur les réductions d'émissions de GES.

C'est la raison pour laquelle, de notre point de vue, le plus probable est que le programme de plafonnement et d'échange de la WCI reste un soutien et un complément aux autres initiatives de réductions de GES, ce qui devrait contribuer à garder les prix entre 50 \$ et 90 \$ jusque dans les années 2030.

TABEAU 5 : PRÉVISION DE VOLUMES DE CRÉDITS COMPENSATOIRES WCI (MT)

	Décroissance rapide	Décroissance modérée, MAC optimiste	Croissance modérée, prix plafond abaissé	Moyenne pondérée
Probabilité	50%	35%	15%	
2021	\$ 18.70	\$ 30.00	\$ 45.99	\$ 26.75
2022	\$ 20.10	\$ 40.00	\$ 63.00	\$ 33.50
2023	\$ 21.61	\$ 40.00	\$ 90.00	\$ 38.30
2024	\$ 23.23	\$ 40.00	\$ 100.67	\$ 40.71
2025	\$ 24.97	\$ 40.00	\$ 105.70	\$ 42.34
2026	\$ 26.84	\$ 50.00	\$ 110.99	\$ 47.57
2027	\$ 28.85	\$ 60.00	\$ 116.53	\$ 52.91
2028	\$ 31.02	\$ 70.00	\$ 122.36	\$ 58.36
2029	\$ 33.34	\$ 80.00	\$ 128.48	\$ 63.94
2030	\$ 35.85	\$ 80.00	\$ 134.90	\$ 66.16
2031	\$ 38.53	\$ 80.00	\$ 141.65	\$ 68.51
2032	\$ 41.42	\$ 80.00	\$ 148.73	\$ 71.02
2033	\$ 44.53	\$ 80.00	\$ 156.17	\$ 73.69
2034	\$ 47.87	\$ 80.00	\$ 163.98	\$ 76.53
2035	\$ 51.46	\$ 90.00	\$ 172.18	\$ 83.06

3. CONCLUSION

Ce rapport est basé sur deux types de modélisation différents pour les périodes 2013-2020 et 2021-2035, en raison des fortes différences sur les incertitudes associées à chacune des périodes. Les deux modélisations s'entendent sur la forte probabilité d'avoir un marché sur alloué les premières années et un prix proche du prix plancher jusqu'en 2018-2020. Des risques majeurs liés à la réglementation elle-même pourraient toutefois remettre en cause cette conclusion.

Les modélisations 2021-2035 montrent même qu'il existe une probabilité importante (50 %) que cette situation perdure jusqu'en 2035, marquant par là le succès des mesures complémentaires au SPEDE menées par les deux juridictions pour réduire leurs émissions de GES. Dans ce cas-là, la question des prix se concentrera sur les évolutions de la réglementation concernant le prix plancher.

Toutefois, les modélisations 2021-2035 mettent également en évidence deux autres scénarios dont les prix s'éloignent significativement du prix plancher. L'un de ces scénarios (35 %) suppose notamment une décroissance modérée des émissions CNA et conduit à des prix déterminés par les prix et donc le déploiement de certaines technologies de rupture, comme la capture et la séquestration de carbone en Californie. L'autre scénario (15 %) suppose un retour à une croissance modérée des émissions CNA au-delà de 2020, amenant rapidement à des prix qui ne seront plus limités que par l'existence du prix plafond. Dans ce cas-là, les mises à jour éventuelles des formules des réserves stratégiques revêtiront une importance critique dans l'établissement des prix.

Enfin, on rappellera que les prévisions de prix sur des marchés de commodité sur une si longue échelle de temps sont périlleuses, qui plus est sur un marché aussi immature et dépendant de manière aussi forte de décisions politiques. L'objectif de ce rapport dans ces conditions est essentiellement de relever les paramètres clés à la détermination du prix et de donner une image des différents scénarios possibles, afin de faciliter la prise de décision des acteurs privés dans ce milieu incertain.

ANNEXE

ANNEXE 1.

La méthodologie utilisée pour les années 2020 à 2035 peut être appliquée rétroactivement jusqu'à l'année 2015. A titre d'information, si l'on réalise cette simulation, on obtient les résultats résumés dans le tableau 6 ci-dessous. On voit notamment que l'importance de l'augmentation attendue des prix pour les scénarios à 35% et 15% de probabilité pourrait se traduire par des augmentations préalables de prix avant 2020, en raison de l'action préemptive de certains acteurs du marché. Cette augmentation n'est pas capturée par la simulation à court terme réalisée par TRPC.

TABLEAU 6 : PRÉVISION DE VOLUMES DE CRÉDITS COMPENSATOIRES WCI (MT)

	Décroissance rapide	Décroissance modérée, MAC optimiste	Croissance modérée, prix plafond abaissé	Moyenne pondérée
Probabilité	50%	35%	15%	
2015	\$ 12.25	\$ 12.25	\$ 12.25	\$ 12.25
2016	\$ 13.12	\$ 13.12	\$ 13.12	\$ 13.12
2017	\$ 14.06	\$ 14.06	\$ 14.06	\$ 14.06
2018	\$ 15.08	\$ 15.08	\$ 17.89	\$ 15.51
2019	\$ 16.19	\$ 16.19	\$ 24.51	\$ 17.44
2020	\$ 17.39	\$ 21.00	\$ 33.57	\$ 21.08
2021	\$ 18.70	\$ 30.00	\$ 45.99	\$ 26.75
2022	\$ 20.10	\$ 40.00	\$ 63.00	\$ 33.50
2023	\$ 21.61	\$ 40.00	\$ 90.00	\$ 38.30
2024	\$ 23.23	\$ 40.00	\$ 100.67	\$ 40.71
2025	\$ 24.97	\$ 40.00	\$ 105.70	\$ 42.34
2026	\$ 26.84	\$ 50.00	\$ 110.99	\$ 47.57
2027	\$ 28.85	\$ 60.00	\$ 116.53	\$ 52.91
2028	\$ 31.02	\$ 70.00	\$ 122.36	\$ 58.36
2029	\$ 33.34	\$ 80.00	\$ 128.48	\$ 63.94
2030	\$ 35.85	\$ 80.00	\$ 134.90	\$ 66.16
2031	\$ 38.53	\$ 80.00	\$ 141.65	\$ 68.51
2032	\$ 41.42	\$ 80.00	\$ 148.73	\$ 71.02
2033	\$ 44.53	\$ 80.00	\$ 156.17	\$ 73.69
2034	\$ 47.87	\$ 80.00	\$ 163.98	\$ 76.53
2035	\$ 51.46	\$ 90.00	\$ 172.18	\$ 83.06

A N N E X E 4
F O R M U L A I R E S D E D É C L A R A T I O N D ' E X E M P T I O N S

D É C L A R A T I O N I N I T I A L E

Je soussigné, _____, déclare être le dirigeant autorisé de DÉNOMINATION LÉGALE DU CLIENT, cliente de Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro »), pour l'établissement desservi en gaz naturel situé au ADRESSE DE SERVICE, numéro(s) de compte NUMÉRO DE COMPTE DE GAZ MÉTRO. Je certifie qu'à cet établissement du gaz naturel :

- est utilisé comme matière première sans combustion de ce gaz naturel (transformation de la molécule de ce gaz naturel par des procédés chimiques et pétrochimiques) :
- utilisé est un biocombustible ;
- est utilisé pour servir à l'alimentation des moteurs de navire.

Je demande en conséquence que ces volumes de gaz naturel qui seront déclarés mensuellement et certifiés annuellement par déclaration assermentée soient éligibles au crédit prévu aux *Conditions de service et Tarif* de Gaz Métro pour les volumes de gaz naturel exempté du service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, le tout sujet aux conditions et modalités fixés par la Régie de l'énergie.

ET J'AI SIGNÉ à, le ____ jour du mois de _____ 2014.

NOM DU SIGNATAIRE
TITRE DU SIGNATAIRE

D É C L A R A T I O N M E N S U E L L E

Conformément à la déclaration initiale de DÉNOMINATION LÉGALE DU CLIENT, pour le(s) compte(s) de Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») numéro(s) NUMÉRO DE COMPTE DE GAZ MÉTRO concernant la desserte en gaz naturel de l'établissement situé au ADRESSE DE SERVICE, NOM DE L'ÉTABLISSEMENT déclare que, pour la période mensuelle du 1^{er} au :

- m³ (à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15° C) de gaz naturel ont été utilisés comme matière première sans combustion de ce gaz naturel (transformation de la molécule de ce gaz naturel par des procédés chimiques et pétrochimiques) ;
- m³ (à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15° C) de gaz naturel étaient des biocombustibles ;
- m³ (à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15° C) de gaz naturel ont servi à l'alimentation des moteurs de navire ;

ET J'AI SIGNÉ à _____, le _____ jour du mois de _____ 2015.

NOM DU SIGNATAIRE
TITRE DU SIGNATAIRE

D É C L A R A T I O N A S S E R M E N T É E
D E F I N D ' A N N É E

Je, soussigné, _____, faisant affaires au _____ affirme solennellement ce qui suit :

1. Je suis TITRE DU DÉCLARANT de DÉNOMINATION LÉGALE DU CLIENT, cliente de Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») pour l'établissement desservi en gaz naturel situé au ADRESSE DE SERVICE, numéro de compte NUMÉRO DE COMPTE DE GAZ MÉTRO ;

2. Pour la période annuelle du 1^{er} janvier au 31 décembre _____, DÉNOMINATION LÉGALE DU CLIENT a utilisé un volume de :

m³ de gaz naturel (à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15°C) ont été utilisés comme matière première sans combustion de ce gaz naturel (transformation de la molécule de ce gaz naturel par des procédés chimiques et pétrochimiques) :

m³ de gaz naturel (à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15° C) étaient des biocombustibles ;

m³ de gaz naturel (à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15° C) ont servi à l'alimentation des moteurs de navire.

le tout, afin que DÉNOMINATION LÉGALE DU CLIENT puisse conserver ou bénéficier, selon le cas, du crédit prévu aux Conditions de service et Tarif de Gaz Métro pour les volumes de gaz naturel exemptés du Crédit de carbone.

ET J'AI SIGNÉ, à _____, le _____

Signature

DÉCLARÉ SOLENNELLEMENT devant moi
à _____, le _____

**EXEMPLE DE RAPPORT DU CALCUL MENSUEL MODIFIÉ POUR PRÉSENTER
LES PRIX DES SERVICES DE FOURNITURE, GAZ DE COMPRESSION ET SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO			
Prix des services de fourniture de gaz naturel, gaz de compression du distributeur pour les 12 mois débutant le 1 ^{er} mars 2015			
Taux de fourniture de gaz naturel			
	Quantité (PJ)	Coûts unitaire (\$/GJ)	Taux (¢/m ³)
Prix variables - Nouveaux contrats	75,780	3,543	
Impact des prix protégés et fixés par dérivés financiers (voir annexe 2)		0,117	
Écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz naturel et du gaz de compression courant au 1 ^{er} mars 2015		0,033	
Estimation du coût de la fourniture de gaz naturel et du gaz de compression pour les prochains douze mois		3,693	
Taux de fourniture de gaz naturel pour les prochains douze mois		3,69\$ /GJ	13,981
Prix de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression			
Prix de fourniture de gaz naturel		3,69\$ /GJ	13,981
Prix de migration aux services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression		0,00\$ /GJ	0,000
Prix du gaz de compression	Sud	Nord	
Prix de fourniture de gaz naturel au 1 ^{er} mars 2015	3,69\$ /GJ	3,69\$ /GJ	
Ratio de gaz de compression au 1 ^{er} mars 2015	5,54%	4,31%	
	0,2044	0,1590	
Prix du gaz de compression (\$/GJ)	0,2044	0,1590	
Prix du gaz de compression (¢/m ³)	0,775	0,603	
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO			
Prix du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) du gouvernement du Québec pour les 12 mois débutant le 1 ^{er} mars 2015			
	Quantité 10 ³ m ³	000 \$	(¢/m ³)
Prix variables - Nouveaux crédits	3 511 314	85 520	2,4355
Écart de coût cumulatif des crédits de carbone courant au 1 ^{er} mars 2015		188,966	
Prix du service SPEDE pour les prochains douze mois		85 709\$	2,441

A N N E X E 6
M o d i f i c a t i o n s a u x
C o n d i t i o n s d e s e r v i c e e t T a r i f
d u 1 1 d é c e m b r e 2 0 1 3
(v e r s i o n s f r a n ç a i s e e t a n g l a i s e)

CONSOMMATION ANNUELLE NORMALISÉE

Volume annuel moyen des 24 derniers mois après normalisation.

CONTRAT

L'entente entre un client et le distributeur pour un ou des service(s) de gaz naturel fourni(s) par ce dernier à une adresse de service.

CONTRIBUTION – FONDS VERT

La contribution au Fonds vert est une redevance annuelle issue du Décret 1049-2007 du gouvernement du Québec. [Elle prend fin le 31 décembre 2014.](#)

ENTENTE DE PAIEMENT

L'accord, entre le client et le distributeur, qui vise à répartir le paiement des sommes dues impayées à la date d'échéance, en plus de prévoir le paiement complet des factures émises au cours de la période visée par l'accord.

FACTEUR DE PRESSION

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

FACTEUR MULTIPLICATEUR

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

INVENTAIRE

Fourniture de gaz naturel, gaz de compression et transport en inventaire détenus par le distributeur et nécessaires pour desservir le client durant l'année contractuelle.

JOUR

Période de 24 heures commençant à 10 h 00 heure normale de l'Est (HNE) à défaut d'une heure convenue.

JOUR OUVRABLE

Jours du lundi au vendredi à l'exception des jours fériés.

MÈTRE CUBE DE GAZ NATUREL (m³)

Quantité de gaz naturel contenue dans un mètre cube à la pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15 degrés Celsius.

OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

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

PÉRIODE CONTRACTUELLE

Période d'une année ou moins comprise entre deux dates convenues.

POINT DE LIVRAISON AU CLIENT

L'endroit situé immédiatement après l'appareil de mesurage du distributeur et où celui-ci met le gaz naturel à la disposition du client.

POINT DE LIVRAISON CONVENU

Lieu physique ou géographique où le gaz naturel est livré :

- au distributeur, à un point spécifié à l'entente contractuelle du service de fourniture de gaz naturel fourni par le client; ou
- en territoire sur le réseau gazier de Gaz Métro ou à l'extérieur de celui-ci (hors territoire) à un point spécifié lors de l'engagement du volume nominé par un client assujéti au tarif D_R.

POINT DE MESURAGE

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

POINT DE RACCORDEMENT

Point où le branchement du distributeur rencontre la tuyauterie du client à l'adresse de service.

POINT DE RÉCEPTION

Lieu physique où les installations des producteurs rejoignent les conduites de raccordement de Gaz Métro en vue de l'acheminement du gaz naturel au réseau gazier.

POUVOIR CALORIFIQUE SUPÉRIEUR

Le nombre total de joules produit par la combustion complète, à pression constante, d'un mètre cube de gaz naturel au contact de l'air, dans des conditions telles que le gaz naturel est exempt de vapeur d'eau, que le gaz naturel, l'air et les produits de combustion sont à la température normale et que toute l'eau produite par la combustion est condensée à l'état liquide.

PRIX DU GAZ NATUREL TRANSIGÉ À IROQUOIS

Prix du gaz naturel tel qu'établi à partir de l'indice « daily price survey » publié par Platts dans le Gas Daily sous la rubrique « Canadian Gas ; Iroquois, receipts ; Midpoint ; Flow date(s) ».

RACCORDEMENT

Le fait de relier une nouvelle adresse de service au réseau de distribution.

REGROUPEMENT DE CLIENTS

Clients qui s'unissent pour l'achat des différents services prévus au texte des *Conditions de service et Tarif*.

RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Réseau de distribution de gaz naturel tel que défini dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01).

RETRAITS EXEMPTÉS DE LA CONTRIBUTION AU FONDS VERT ET DU SERVICE SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

Volumes de biogaz distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz ;

Volumes de gaz naturel lorsqu'ils sont utilisés comme matière première sans combustion de gaz naturel tels qu'ils auront été déclarés par le client et dont les déclarations auront été reçues par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année, au plus tard le 15 octobre de chaque année par déclaration assermentée du client, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci;

Volumes retirés par un émetteur tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre par des droits d'émission visés au deuxième alinéa de l'article 46.6 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (chapitre Q-2) et inscrit conformément au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (chapitre Q-2, r. 46.1) ainsi que, le cas échéant, de ses auteurs.

[Cette exemption s'applique jusqu'au 31 décembre 2014 inclusivement pour la contribution au Fonds vert. À compter du 1^{er} janvier 2015, cette exemption s'appliquera pour le service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission.](#)

Section III

Tarif

10. OPTIONS DISPONIBLES AUX CLIENTS

10.1 CHOIX DE SERVICES

Sous réserve de l'article 18.2.2, le choix de services du client, prévus au chapitre 3, est assujéti à certains préavis. Il peut être possible pour le distributeur, dans certaines conditions, d'accepter la demande du client en deçà de ces préavis. Cependant, l'impact tarifaire de cette demande sur l'ensemble des clients pourrait alors être un motif de refus de cette demande.

Le client qui utilise le service de fourniture de gaz naturel du distributeur doit utiliser tous les services du distributeur à l'exception du service [Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission pour lequel les retraits d'un client peuvent être partiellement ou totalement exemptés](#).

Le client qui fournit au distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations doit en même temps fournir le gaz de compression nécessaire au transport de son gaz naturel. Le client qui fournit son service de transport doit en même temps fournir le gaz naturel qu'il retire à ses installations et le gaz de compression nécessaire à son transport.

Le client qui utilise le service de fourniture de gaz naturel du distributeur sera, par défaut, assujéti au prix variable de fourniture de gaz naturel ne découlant pas d'une entente de fourniture à prix fixe d'un fournisseur spécifique.

10.2 FOURNITURE COMBINÉE DES SERVICES DU CLIENT ET DES SERVICES DU DISTRIBUTEUR

Le client ne peut, en un même point de mesurage et pour chacun des services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression de transport, incluant le service de gaz d'appoint utiliser à la fois les services du distributeur et fournir ses propres services.

De plus, le client qui désire fournir au distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations ne peut combiner un service de fourniture avec transfert de propriété avec un service de fourniture sans transfert de propriété.

Exceptionnellement, toutefois, le client qui utilise en un même point de mesurage un service continu et un service interruptible aura la possibilité d'utiliser son propre service de transport pour la portion continue de sa consommation tout en utilisant le service de transport du distributeur pour la portion interruptible. De plus, le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » pourra combiner ses propres services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de transport à ceux du distributeur pour cette portion appoint de sa consommation.

10.3 COMBINAISONS DE SERVICES

Le client qui utilise le service de fourniture de gaz naturel du distributeur doit utiliser en même temps les services de gaz de compression, de transport et d'équilibrage du distributeur.

Le client qui fournit au distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations doit en même temps fournir au distributeur le gaz de compression nécessaire au transport de son gaz naturel.

Le client qui désire se prévaloir du service de « gaz d'appoint concurrence » ou de « gaz d'appoint saisonnier » doit utiliser le transport fourni ponctuellement par le distributeur.

Le client qui utilise le service de gaz de compression du distributeur doit utiliser en même temps les services de fourniture de gaz naturel, de transport et d'équilibrage du distributeur.

Le client qui fournit au distributeur son gaz de compression doit en même temps fournir au distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations.

Le client qui fournit le transport servant à acheminer jusqu'au territoire du distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations doit en même temps fournir au distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations et le gaz de compression nécessaire à son transport.

10.4 REGROUPEMENT DE CLIENTS

Des clients peuvent se regrouper pour fournir leurs services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression. Sous réserve de l'article 18.2.1, des clients peuvent se regrouper pour fournir leurs services de transport et d'équilibrage s'ils sont tous, l'un par rapport à tous les autres, des personnes liées au sens de la *Loi sur les impôts* (L.R.Q., c. I-3). Dans ce cas, le regroupement de clients sera aussi obligatoirement celui reconnu pour les services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression.

Pour tout regroupement de clients, seul le suivi des déséquilibres volumétriques sera effectué pour l'ensemble des points de mesurage regroupés comme s'il ne s'agissait que d'un seul point de mesurage. La facturation de tous les services fournis par le distributeur, y compris la facturation des déséquilibres volumétriques, demeurera établie sur une base individuelle conformément aux dispositions tarifaires de chaque service.

Aucun regroupement de clients n'est permis au service de distribution.

16. DISTRIBUTION

16.1 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

16.1.1 DROIT AU TARIF LE PLUS AVANTAGEUX

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

- 1° le tarif de distribution doit être convenu pour toute la durée du contrat écrit sous réserve de modifications subséquentes par entente entre les parties au volume souscrit, à l'obligation minimale annuelle et au prix convenu ;
- 2° le client qui a un contrat verbal peut changer de tarif de distribution après entente avec le distributeur.

16.1.2 TARIF DE DISTRIBUTION PAR DÉFAUT

Le tarif D₁ s'applique par défaut sauf dans le cas des clients qui injectent du gaz naturel dans le réseau de distribution pour lesquels le tarif D_R s'applique par défaut.

16.1.3 DURÉE DU CONTRAT

Tout contrat écrit doit être d'une durée minimale de 12 mois sauf pour un contrat en service de gaz d'appoint pour lequel la durée du contrat peut être inférieure à 12 mois.

16.1.4 REGROUPEMENT DE CLIENTS

Aucun regroupement de clients n'est permis au service de distribution.

16.1.5 AJUSTEMENTS SUBSÉQUENTS

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

16.2 SERVICE DE DISTRIBUTION D₁ : GÉNÉRAL

16.2.1 APPLICATION

Pour tout client dont le gaz naturel qu'il entend retirer à ses installations doit être acheminé à l'intérieur du territoire du distributeur.

Pour tout retrait de gaz naturel en service continu enregistré en un seul point de mesurage. Un client ne peut, en un même point de mesurage, retirer du gaz naturel à la fois sous le tarif D₁ et sous un autre tarif de distribution.

16.2.2 TARIF DE DISTRIBUTION D₁

16.2.2.1 Frais de base

Les frais de base par appareil de mesurage varient selon le volume annuel retiré comme suit :

volume retiré m ³ /an				taux ¢/appareil de mesurage/jour
de	0	à	10 950	X,XXX
de	10 950	à	36 500	X,XXX
de	36 500	à	109 500	X,XXX
de	109 500	à	365 000	X,XXX
de	365 000	à	1 095 000	X,XXX
de	1 095 000	à	3 650 000	X,XXX
	3 650 000		et plus	X,XXX

Le taux établi est ensuite multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

16.2.2.2 Taux unitaires au volume retiré

Pour chaque m³ de volume retiré aux paliers ci-dessous multipliés par le nombre de jours de la période de facturation, les taux unitaires sont les suivants :

volume retiré m ³ /jour				taux ¢/m ³
30 premiers	de	0	à 30	X,XXX
70 suivants	de	30	à 100	X,XXX
200 suivants	de	100	à 300	X,XXX
700 suivants	de	300	à 1 000	X,XXX
2 000 suivants	de	1 000	à 3 000	X,XXX
7 000 suivants	de	3 000	à 10 000	X,XXX
20 000 suivants	de	10 000	à 30 000	X,XXX
70 000 suivants	de	30 000	à 100 000	X,XXX
m ³ excédant 100 000		100 000	et plus	X,XXX

16.2.2.3 Contribution – Fonds vert applicable jusqu'au 31 décembre 2014

Taux unitaire de la contribution au Fonds vert :

- 1° Pour chaque m³ de volume retiré, le taux unitaire est de X,XXX ¢/m³ ;
- 2° Un crédit de X,XXX ¢/m³ sera appliqué aux retraits exemptés de la contribution au Fonds vert.

16.2.3 RABAIS TARIFAIRES

16.2.3.1 Rabais tarifaire concurrence du mazout

Le distributeur et le client peuvent convenir pour une durée maximale de 12 mois et dans les limites du programme de flexibilité tarifaire dont le texte est disponible sur demande, si la situation concurrentielle le requiert, d'un pourcentage de réduction applicable au tarif de distribution excluant le taux unitaire de la contribution au Fonds vert.

16.2.3.2 Rabais tarifaire concurrence de la biénergie

Le distributeur et le client peuvent convenir, dans les limites du volet biénergie du programme de flexibilité tarifaire dont le texte est disponible sur demande, si la situation concurrentielle le requiert, d'un pourcentage de réduction applicable au tarif de distribution excluant le taux unitaire de la contribution au Fonds vert.

16.2.4 SUPPLÉMENT POUR SERVICE DE POINTE

16.2.4.1 Clients à usage domestique unifamiliaux ou à logement unique

Pour les retraits de gaz naturel des clients à usage domestique unifamiliaux ou à logement unique enregistrés par un appareil de mesurage distinct (sauf si le distributeur a d'autres moyens pour mesurer cette consommation) et destinés à alimenter des installations pouvant utiliser une autre forme d'énergie que le gaz naturel en dehors des périodes de pointe :

le taux unitaire supplémentaire est 40,0 ¢/m³.

16.2.4.2 Autres clients

Pour les retraits de gaz naturel des autres clients enregistrés en un seul point de mesurage lorsque le client a des installations pouvant utiliser une autre forme d'énergie que le gaz naturel en dehors des périodes de pointe :

Le taux unitaire supplémentaire est établi à la colonne (1) du tableau suivant :

Du 1^{er} novembre au 31 mars

coefficient d'utilisation mensuel %	taux unitaire volumes <75 000 m ³ (1) ¢/m ³	taux unitaire volumes > 75 000 m ³ (2) ¢/m ³
Plus de 50,0	0,0	0,0
50,0	38,2	5,4
40,0	43,7	10,9
30,0	54,8	22,0
25,0	65,6	32,8
20,0	86,1	53,3
18,0	100,0	67,2
16,0	120,8	88,0
14,0	153,8	121,0
12,0	212,4	179,6
10,0 et moins	250,0	217,2

Le taux unitaire supplémentaire sera interpolé linéairement pour tout coefficient d'utilisation intermédiaire aux coefficients d'utilisation du tableau.

Le coefficient d'utilisation mensuel (CU) est calculé comme suit :

$$CU = \frac{VRM}{VJM \times J} \times 100 \quad \text{où : } \begin{array}{l} VRM = \text{volume retiré au cours du mois} \\ VJM = \text{volume journalier maximum retiré au cours du mois} \\ J = \text{nombre de jours du mois} \end{array}$$

16.2.5 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat. Si, à la fin d'une année contractuelle, le client a retiré un volume inférieur à son OMA, il sera facturé pour le volume déficitaire au moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.

16.3 SERVICE DE DISTRIBUTION D₃ ET D₄ : DÉBIT STABLE

16.3.1 APPLICATION

Pour tout client dont le gaz naturel qu'il entend retirer à ses installations doit être acheminé à l'intérieur du territoire du distributeur.

Service de distribution D₃ :

Pour tout retrait de gaz naturel en service continu et stable enregistré en un même point de mesurage lorsque le volume souscrit du client est d'au moins 333 m³/jour, lorsque le coefficient d'utilisation du client, calculé selon un ratio A / P selon les paramètres non transposés définis au service d'équilibrage, est d'au moins 60 % et que le volume annuel de gaz naturel est d'au moins 75 000 m³. Un client peut en un même point de mesurage, retirer du gaz naturel à la fois sous le tarif D₃ et sous le tarif D₅.

Service de distribution D₄ :

Pour tout retrait de gaz naturel en service continu et stable enregistré en un même point de mesurage lorsque le volume souscrit du client est d'au moins 10 000 m³/jour. Un client peut, en un même point de mesurage, retirer du gaz naturel à la fois sous le tarif D₄ et sous le tarif D₅.

Nonobstant ce qui précède, lorsqu'un client assujéti au tarif de distribution D₃ ou D₄ participe à un programme d'efficacité énergétique encadré par le Plan global en efficacité énergétique (PGEE) ou par le Fonds en efficacité énergétique (FEE), après le 1^{er} octobre 2004, le seuil d'accès mentionné ci-dessus peut être diminué pour considérer la baisse marginale reconnue par le programme et ce, pour la durée moyenne de la mesure d'efficacité implantée. Le cas échéant, le nouveau seuil d'accès est alors égal au volume souscrit avant l'implantation de la mesure, diminué d'un volume équivalent à la baisse marginale quotidienne reconnue par le programme.

16.3.2 TARIFS DE DISTRIBUTION D₃ ET D₄**16.3.2.1 Obligation minimale quotidienne**

Pour chaque m³ de volume souscrit aux paliers ci-dessous, les taux unitaires sont les suivants :

volume souscrit m ³ /jour				taux ¢/m ³ /jour
333 premiers	de	0 à	333	X,XXX
667 suivants	de	333 à	1 000	X,XXX
2 000 suivants	de	1 000 à	3 000	X,XXX
7 000 suivants	de	3 000 à	10 000	X,XXX
20 000 suivants	de	10 000 à	30 000	X,XXX
70 000 suivants	de	30 000 à	100 000	X,XXX
200 000 suivants	de	100 000 à	300 000	X,XXX
700 000 suivants	de	300 000 à	1 000 000	X,XXX
m ³ excédant 1 000 000		1 000 000	et plus	X,XXX

Le résultat du calcul est multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

16.3.2.2 Taux unitaire pour les volumes retirés jusqu'à concurrence du volume souscrit

Pour les retraits jusqu'à concurrence du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens jusqu'à concurrence du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne, le taux unitaire est de X,XXX ¢/m³.

16.3.2.3 Réduction selon la durée du contrat

Le prix unitaire moyen calculé selon les articles 16.3.2.1 et 16.3.2.2 peut être réduit selon le pourcentage calculé comme suit :

$$\text{Minimum (19 \% X } \frac{\text{Durée du contrat en mois} - 12}{48} \text{ ; 19 \%)}$$

plus, pour des contrats de plus de 60 mois

$$\text{Minimum (5 \% X } \frac{\text{Durée du contrat en mois} - 60}{120} \text{ ; 5 \%)}$$

plus, pour des contrats de plus de 180 mois

Minimum (2 % X $\frac{\text{Durée du contrat en mois} - 180}{60}$; 2 %)

Le pourcentage de réduction maximale est de 26 %.

16.3.2.4 Réductions additionnelles

Le distributeur et le client peuvent convenir d'un pourcentage de réduction additionnel, mais n'excédant pas 5 %, à celui calculé à l'article 16.3.2.3, pour la première année seulement, lors d'un premier contrat négocié avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution.

Tout client ayant un volume souscrit supérieur ou égal à 1 000 000 m³/jour peut bénéficier d'une réduction supplémentaire sujette à l'autorisation préalable de la Régie de l'énergie.

16.3.2.5 Retraits excédant 100 % du volume souscrit

Pour les retraits excédant 100 % du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens excédant 100 % du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

Le taux unitaire moyen applicable aux m³ excédant le volume souscrit est établi à l'aide de la grille de taux ci-dessous à partir du palier auquel correspond le volume souscrit en pondérant les taux de chacun des m³ au-delà du volume souscrit jusqu'à concurrence du volume quotidien moyen excédant le volume souscrit.

volume souscrit et volume quotidien				taux
m ³ /jour				¢/m ³ /jour
333 premiers	De	0 à	333	X,XXX
667 suivants	De	333 à	1 000	X,XXX
2 000 suivants	De	1 000 à	3 000	X,XXX
7 000 suivants	De	3 000 à	10 000	X,XXX
20 000 suivants	De	10 000 à	30 000	X,XXX
70 000 suivants	De	30 000 à	100 000	X,XXX
m ³ excédant 100 000		100 000	et plus	X,XXX

16.3.2.6 Retraits interdits

Tout retrait au-delà de 150 % du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et tout retrait quotidien au-delà de 150 % du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne, effectué du 1^{er} novembre au 31 mars, est assujéti à une pénalité de 50 ¢/m³ et au prix du gaz naturel transigé à Iroquois.

Pour un client fournissant son propre service de fourniture, les volumes de gaz naturel en retraits interdits seront ajoutés à la somme des VJC pour fins d'évaluation de déséquilibres volumétriques de la période contractuelle.

16.3.2.7 Contribution – Fonds vert **applicable jusqu'au 31 décembre 2014**

Taux unitaire de la contribution au Fonds vert :

- 1° pour chaque m³ de volume retiré, le taux unitaire est de X,XXX ¢/m³ ;
- 2° un crédit de X,XXX ¢/m³ sera appliqué aux retraits exemptés de la contribution au Fonds vert.

16.3.3 **RABAIS TARIFAIRE CONCURRENCE DU MAZOUT**

Dans le cas du tarif D₃ seulement, le distributeur et le client peuvent convenir pour une durée maximale de 12 mois et dans les limites du programme de flexibilité tarifaire dont le texte est disponible sur demande, si la situation concurrentielle le requiert, d'un pourcentage de réduction applicable au tarif de distribution excluant le taux unitaire de la contribution au Fonds vert.

16.3.4 PROLONGATION DE CONTRAT

Le client en service de distribution D₃ ou D₄ peut prolonger son contrat d'une année en conservant la même réduction pour la durée du contrat pourvu qu'il le fasse avant l'expiration de son contrat dans le délai minimal suivant :

$$\frac{\text{Durée du contrat en mois} - 12}{2}$$

Le délai ne peut excéder 24 mois.

16.3.5 RÉVISION DU VOLUME SOUSCRIT

16.3.5.1 Par le client

À moins que ce ne soit pour remplacer le gaz naturel par une autre forme d'énergie le client peut, en cours de contrat, baisser son volume souscrit d'un maximum de 10 % à compter de la deuxième année et pour chaque année additionnelle. Dans le cas d'un nouveau contrat seulement, le volume souscrit doit cependant être en tout temps maintenu à au moins 75 % de son niveau initial au cours de la durée contractuelle. Le client doit donner un préavis écrit d'au moins 3 mois.

En tout temps, le volume souscrit du client doit être d'au moins 333 m³/jour au tarif D₃ et de 10 000 m³/jour au tarif D₄.

Nonobstant ce qui précède, le client est tenu de respecter, le cas échéant, les conditions de l'obligation minimale annuelle convenue en vertu de l'article 4.3.4.

16.3.5.2 À la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique

Nonobstant ce qui précède, le client en service de distribution D₃ ou D₄, et ayant participé après le 1^{er} octobre 2004 à un programme d'efficacité énergétique encadré par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) ou par le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ), peut bénéficier d'une baisse de son volume souscrit équivalente à la baisse marginale quotidienne reconnue par le programme d'efficacité énergétique. Dans le cas d'un nouveau contrat, le volume souscrit initial pourra également être diminué de la valeur de la baisse marginale. Cette baisse du volume souscrit prendra effet à partir de la date d'implantation du programme d'efficacité énergétique pour lequel la baisse marginale est reconnue.

Le client qui désire bénéficier de la baisse de son volume souscrit doit en aviser le distributeur au plus tard un an après la date de paiement de l'aide financière.

16.4 SERVICE DE DISTRIBUTION D₅ : INTERRUPTIBLE

16.4.1 APPLICATION

Pour tout client dont le gaz naturel qu'il entend retirer à ses installations doit être acheminé à l'intérieur du territoire du distributeur.

Pour tout retrait de gaz naturel en service interruptible enregistré en un seul point de mesurage lorsque la somme du volume souscrit au tarif D₃ ou D₄ et de 1/365^{ème} du volume minimal de la période contractuelle en service interruptible est d'au moins 3 200 m³/jour.

Nonobstant ce qui précède, lorsqu'un client assujéti au tarif de distribution D₅ participe à un programme d'efficacité énergétique encadré par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) ou par le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ), après le 1^{er} octobre 2004, le seuil d'accès mentionné ci-dessus peut être diminué pour considérer la baisse marginale reconnue par le programme et ce, pour la durée moyenne de la mesure d'efficacité implantée. Le cas échéant, le nouveau seuil d'accès est établi en utilisant comme volume minimal de la période contractuelle en service interruptible le volume annuel projeté lors de l'implantation de la mesure, tel que calculé à l'article 16.4.3.3.2, multiplié par le pourcentage d'obligation minimale annuelle convenue.

Pour être admissible à ce service, le client doit utiliser le service de transport du distributeur.

Le client peut choisir le volet A ou B, selon la garantie de disponibilité du service souhaitée. Toutefois, le client ne pourrait se prévaloir du service interruptible sous le volet B que s'il était rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter. L'article 16.4.6 indique le nombre maximum de jours d'interruption prévu sous chaque volet.

Un client peut, en un même point de mesurage, retirer du gaz naturel à la fois sous le tarif D₅ et sous le tarif D₃ ou D₄. Toutefois un client ne peut, en un même point de mesurage, retirer du gaz naturel à la fois sous le volet A et le volet B du tarif D₅.

Le distributeur peut convenir avec le client d'un volume quotidien maximal en service interruptible.

16.4.2 TARIF DE DISTRIBUTION D₅

16.4.2.1 Taux unitaires au volume retiré

Pour chaque m³ de volume retiré, le taux unitaire est un taux moyen pondéré calculé à partir de la somme du volume souscrit au tarif D₃ ou D₄ et de 1/365^{ème} du volume projeté en service interruptible. Pour un contrat en service de gaz d'appoint, le volume projeté est divisé par le nombre de jours de la période contractuelle.

Ce taux unitaire résulte de la répartition de ces volumes parmi les paliers suivants :

pour chaque m ³ de volume souscrit en service continu et de volume projeté quotidien en service interruptible				taux
m ³ /jour				¢/m ³
3 000 premiers	de	0	à 3 000	X,XXX
7 000 suivants	de	3 000	à 10 000	X,XXX
20 000 suivants	de	10 000	à 30 000	X,XXX
70 000 suivants	de	30 000	à 100 000	X,XXX
200 000 suivants	de	100 000	à 300 000	X,XXX
m ³ excédant 300 000		300 000	et plus	X,XXX

16.4.2.2 Réduction selon l'obligation minimale annuelle (OMA)

Le prix unitaire moyen calculé selon l'article 16.4.2.1 peut être réduit selon le pourcentage calculé comme suit :

$$\text{Minimum } (30 \% \times \frac{\% \text{ de l'OMA} - 25 \%}{60 \%}; 30 \%)$$

16.4.2.3 Réduction selon la durée du contrat

Le prix unitaire moyen calculé selon l'article 16.4.2.1 peut être réduit selon le pourcentage calculé comme suit :

$$\text{Minimum } (40 \% \times \frac{\text{Durée du contrat en mois} - 12}{48}; 40 \%)$$

La réduction selon la durée du contrat n'est disponible que lorsque le client s'engage à un pourcentage d'obligation minimale annuelle convenu d'au moins 25 %.

16.4.2.4 Réduction additionnelle

Le distributeur et le client peuvent convenir d'un pourcentage de réduction additionnel, mais n'excédant pas 15 %, à ceux calculés aux articles 16.4.2.2 et 16.4.2.3, pour la première année seulement, lors d'un premier contrat négocié avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution.

16.4.2.5 Retraits interdits excédant le volume quotidien maximal

Tout retrait de gaz naturel excédant le volume quotidien maximal est assujéti à une pénalité de 50 ¢/m³.

16.4.2.6 Retraits interdits lors d'interruption

Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est assujéti à une pénalité de 50 ¢/m³ et au plus grand du prix de l'indice journalier d'Iroquois ou du mazout n° 6 livré à Montréal, tel que fourni par l'indice journalier N6NY2.OC Resid No. 6 NY 2 %S livré à Montréal.

Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité et ce prix du marché sur les volumes excédant le volume souscrit plus 2 % du volume souscrit, ce 2 % étant facturé au service à débit stable.

Les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à concurrence de 102 % de la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption plus 2 % du volume souscrit, si le client a un contrat en service à débit stable, ne sont pas assujéti à la pénalité de 50 ¢/m³. Les modalités relatives au service de fourniture sont établies en fonction de l'article 11.2.3.3.1.

16.4.2.7 Prime de dépannage

Tout retrait de gaz naturel effectué par un client après qu'il ait reçu un avis d'interruption et que le distributeur lui ait préalablement permis de continuer ses retraits est assujéti à une prime de dépannage de 25 ¢/m³.

Les clients en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence » ne peuvent se prévaloir du service de dépannage.

16.4.2.8 Contribution – Fonds vert applicable jusqu'au 31 décembre 2014

Taux unitaire de la contribution au Fonds vert :

- 1° pour chaque m³ de volume retiré, le taux unitaire est de X,XXX ¢/m³ ;
- 2° un crédit de X,XXX ¢/m³ sera appliqué aux retraits exemptés de la contribution au Fonds vert.

16.4.3 **OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)**

Le volume retiré au cours de chaque année contractuelle doit être au moins égal à l'OMA applicable pour la même période.

16.4.3.1 Établissement de l'OMA

L'OMA applicable pour chaque année contractuelle est égale au volume annuel projeté multiplié par le pourcentage d'OMA convenu.

À la fin de l'année contractuelle, l'OMA est ajustée pour y retrancher un volume quotidien convenu (ou à défaut 1/365^{ème} du volume projeté) pour chaque jour d'interruption incluant les journées en retrait interdit et les journées de dépannage.

16.4.3.2 Facturation du volume déficitaire

À la fin de l'année contractuelle, le volume retiré au cours de l'année contractuelle est ajusté pour y retrancher le volume de gaz naturel retiré :

- 1° en retrait interdit lors d'interruption ;
- 2° en dépannage ;
- 3° en vertu d'un contrat de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ; et
- 4° en vertu d'un contrat de « gaz d'appoint concurrence ».

Si, à la fin d'une année contractuelle, le client a retiré un volume ajusté inférieur à son OMA ajustée, il sera facturé pour le volume déficitaire au prix découlant des articles 16.4.2.1 à 16.4.2.4, considérant, le cas échéant, l'ajustement tarifaire concurrence décrit à l'article 16.4.4.

17. SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

17.1 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

17.1.1 APPLICATION

Pour tout client qui n'est pas reconnu Émetteur au sens du *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* au 1^{er} décembre 2014 ou qui n'a pas soumis les formulaires de déclaration d'exemption pour la période visée.

17.1.2 TARIF DU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION (SPEDE)

17.1.2.1 Prix du SPEDE

Pour chaque m³ de volume retiré, le prix du SPEDE, en date du 1^{er} janvier 2015, est de X,XXX ¢/m³. Ce prix peut être ajusté mensuellement pour refléter le coût réel d'acquisition.

17.2 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

17.2.1 APPLICATION

Pour tout client qui est reconnu Émetteur au sens du *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange* au 1^{er} décembre 2014.

17.2.2 TARIF

17.2.2.1 Prix du service

Le client ne se voit pas facturer le prix du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du distributeur.

CONTRACT PERIOD

Period of one year or less between two agreed upon dates.

CONTRACT YEAR

Period of 12 months beginning on the date agreed upon in the written contract.

CONTRIBUTION – GREEN FUND

The contribution to the Green Fund is an annual duty levied pursuant to Order in Council 1049-2007 of the government of Quebec. [It ends on December 31, 2014.](#)

CUBIC METRE OF NATURAL GAS (m³)

Quantity of natural gas contained in one cubic metre at an absolute pressure of 101.325 kilopascals and at a temperature of 15 degrees Celsius.

CUSTOMER

Any individual or legal person, partnership or body that has entered into a contract with the distributor.

CUSTOMER DELIVERY POINT

Point, immediately after the distributor's metering device, at which the distributor makes the natural gas available to the customer.

CUSTOMER GROUPING

Customers who form a group to purchase services provided for in the *Conditions of Service and Tariff*.

DAY

A 24-hour period beginning at 10:00 a.m. Eastern Standard Time (ET), in the absence of an agreed time.

DISTRIBUTION SYSTEM

Natural gas distribution system as provided in the *Act Respecting the Régie de l'énergie*. (R.S.Q., c. R-6.01).

DOMESTIC USE

Utilization of the natural gas service for applications related exclusively to the occupation of a personal residence or of apartments in a housing cooperative or non-profit housing organization, or to the use of common areas in a condominium.

FIRM SERVICE

Uninterrupted natural gas service.

GROSS HEATING VALUE

The total number of joules produced by the full combustion, at a constant pressure, of one cubic metre of natural gas in contact with air, under conditions such that the natural gas is free of water vapour; that the natural gas, air and combustion products are at normal temperature, and that all water produced by the combustion is condensed to a liquid state.

INVENTORY

Natural gas supply, compressor fuel and transportation held in inventory by the distributor and necessary for serving the customer during the contract year.

LOAD FACTOR

Ratio of average annual daily load to peak daily load.

METERING DEVICE

Any device or combination of devices used to measure the natural gas withdrawn or injected by the customer, including in particular a meter, with or without a remote reading device, or a chromatograph.

METERING POINT

One metering device, or more than one if the distributor deems appropriate to use more than one, measuring the natural gas withdrawn by a single customer and serving one or more buildings or facilities located at a single site occupied by that customer or measuring the natural gas injected by a customer.

MINIMUM ANNUAL OBLIGATION (MAO)

Minimum annual volume of natural gas, for each contract year, that a customer agrees to pay for, in accordance with the *Conditions of Service and Tariff*, whether or not it withdraws or injects the natural gas.

MULTIPLIER FACTOR

The coefficient applied to the measurement of the volume of natural gas withdrawn or injected by a customer, in order to take account of the characteristics of the metering device.

NATURAL GAS SERVICE

One or more of the distributor's following services: natural gas supply service, natural gas compressor fuel service, transportation service, load-balancing service and distribution service.

NOMINATED VOLUME

Volume the customer agrees to inject in the distribution network during a day at an agreed delivery point.

NORMALIZED ANNUAL CONSUMPTION

Average annual volume of the last 24 months after normalization.

NORTHERN ZONE

The Abitibi-Témiscamingue region served by the distributor.

PAYMENT AGREEMENT

Agreement between a customer and the distributor to spread the payment of unpaid amounts owing on the due date over a period of time and to provide for full payment of the bills issued during the period covered by the agreement.

PRESSURE FACTOR

The coefficient applied to the measurement of the natural gas volume withdrawn or injected by a customer in order to take account of atmospheric pressure and delivery pressure.

PRICE OF NATURAL GAS TRADED AT IROQUOIS

Price of natural gas according to the "Daily price survey" indicator published by Platts in Gas Daily under "Canadian Gas: Iroquois, receipts; Midpoint; Flow Date(s)."

RECEIPT POINT

Physical location where producers' facilities connect to Gaz Métro's connection pipelines to move natural gas to the gas system.

RECOGNIZED MARGINAL REDUCTION

For a customer who participates after October 1, 2004 in an energy efficiency program under the Global Energy Efficiency Plan (GEEP) or the Energy Efficiency Fund (EEF), the recognized marginal reduction is evaluated by calculating the difference between the typical consumption following the implementation of a higher-efficiency measure and the consumption following the implementation of a standard measure. This recognized marginal reduction and the period for which it will be recognized will be included in the contract documents governing the customer's participation in the energy efficiency program.

SERVICE ADDRESS

Address that is or will be connected to the distribution system, including the receipt point.

SOUTHERN ZONE

The territory served by the distributor with the exception of the Northern zone.

TARIFF

The schedule of rates and rate conditions applicable to the customer and the distributor, as set out in Sections III and IV.

TCPL/TQM TRANSPORTATION

Transportation of natural gas within Gaz Métro's territory between different consumption zones or outside Gaz Métro's territory, via the TCPL/TQM transmission system.

UNAUTHORIZED WITHDRAWALS DURING INTERRUPTIONS

All natural gas withdrawals at a service address not respecting the terms of the interruption notice issued by the distributor under Article 16.4.6 (3°).

VOLUME DEFICIT

Portion of the minimum volume not withdrawn by a customer.

VOLUMES DELIVERED OUTSIDE THE TERRITORY

Delivery of natural gas to a point of interconnection with the TCPL/TQM system.

VOLUMES DELIVERED WITHIN THE TERRITORY

Delivery of natural gas to Gaz Métro's entire system.

**WITHDRAWALS EXEMPT FROM GREEN FUND CONTRIBUTION
AND FROM THE CAP AND TRADE EMISSION ALLOWANCES SERVICE**

Volumes of biogas distributed by pipe used solely for biogas distribution;

Volumes of natural gas if they are used as raw materials without combustion of natural gas as declared by the customer in declarations received by the distributor no later than the third working day following the end of the month covered by the billing and as confirmed, at the end of the year, no later than October 15 of each year by sworn statement by the customer, or if the customer is a legal entity or a corporation, by an authorized officer thereof;

Volumes withdrawn by an emitter that is required to cover its greenhouse gas emissions with emission allowances within the meaning of the second paragraph of section 46.6 of the *Environment Quality Act* (chapter Q-2) and that is registered in accordance with the *Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances* (chapter Q-2, r. 46.1), as well as, if applicable, the perpetrators of those emissions.

This exemption applies until December 31, 2014 [inclusively for the Green Fund contribution. As of January 1, 2015, this exemption will apply to the cap and trade emission allowances system service.](#)

WORKING DAY

Monday to Friday with exception of public holidays.

Section III

Tariff

10. OPTIONS AVAILABLE TO CUSTOMERS

10.1 SERVICE OPTIONS

Subject to Article 18.2.2, a customer's choice of services, as provided in Chapter 3, is subject to certain advance notices. Under certain conditions, it may be possible for the distributor to accept the customer's request on shorter notice; however, the rate impact of such request on all customers could justify refusal of the request.

A customer who uses the distributor's natural gas supply service must use all of the distributor's services except for the cap and trade emission allowances system service.

A customer who supplies to the distributor the natural gas it withdraws at its facilities must at the same time supply the compressor fuel needed to transport the natural gas. A customer who provides its own transportation service must at the same time provide the natural gas it withdraws at its facilities and the compressor fuel needed to transport the natural gas.

A customer who uses the distributor's natural gas supply service shall be subject, by default, to the variable price of natural gas supply not determined by an agreement for fixed-price supply by a specific supplier.

10.2 COMBINATION OF CUSTOMER'S AND DISTRIBUTOR'S SERVICES

A customer may not, at a single metering point, for either natural gas supply, compressor fuel or transportation service, including make-up gas service, simultaneously use the distributor's services and provide its own services.

In addition, a customer who wishes to supply the distributor with the natural gas it withdraws at its facilities may not combine supply service with transfer of ownership and supply service without transfer of ownership.

Exceptionally, however, a customer who uses firm service as well as interruptible service at a single metering point shall be entitled to use its own transportation service for the firm portion of its load while using the distributor's transportation service for the interruptible portion. In addition, a customer using "Make-up Gas Service to Avoid an Interruption" may combine its own natural gas supply, compressor fuel and transportation services with those of the distributor for this make-up portion of its load.

10.3 COMBINATIONS OF SERVICES

A customer who uses the distributor's natural gas supply service must at the same time use the distributor's compressor fuel, transportation and load-balancing services.

A customer who supplies the distributor with the natural gas it withdraws at its facilities must at the same time supply the distributor with the compressor fuel needed to transport the natural gas.

A customer who wishes to use the "Competitive Make-up Gas" service or the "Seasonal Make-up Gas" service must use the transportation supplied from time to time by the distributor.

A customer who uses the distributor's compressor fuel service must at the same time use the distributor's natural gas supply service and the distributor's transport and load-balancing service.

A customer who supplies the distributor with its compressor fuel must at the same time supply the distributor with the natural gas it withdraws at its facilities.

A customer who provides the transportation service needed to move the natural gas it withdraws at its facilities to the distributor's territory must at the same time supply the distributor with the natural gas it withdraws at its facilities and the compressor fuel needed to transport the natural gas.

10.4 CUSTOMER GROUPING

Customers may form a group to provide their natural gas supply and compressor fuel services. Subject to Article 18.2.1, customers may form a group to provide their transportation and load-balancing services if they are all related persons, each to all the others, within the meaning of the *Taxation Act*, R.S.Q., c. I-3. In the latter case, the customer grouping shall also apply to natural gas supply and compressor fuel services.

For all customer groupings, only the monitoring of volume imbalances shall be carried out for all of the grouped metering points as if there were a single metering point. Billing for all of the distributor's services, including billing of volume imbalances, will continue to be made on an individual basis in accordance with each service's rate provisions.

Customer groupings are not permitted for distribution service.

16. DISTRIBUTION

16.1 GENERAL PROVISIONS

16.1.1 RIGHT TO MOST ADVANTAGEOUS RATE

A customer is entitled to the most advantageous distribution rate according to the following conditions:

1. the distribution rate must be agreed upon for the entire term of the written contract, subject to subsequent amendments, agreed to by the parties, to the subscribed volume, the minimum annual obligation (MAO) and the agreed upon price;
2. A customer who has a verbal contract may change distribution rates on agreement with the distributor.

16.1.2 DEFAULT DISTRIBUTION RATE

Rate D_1 applies by default except in the case of customers who inject natural gas in the distribution system for whom Rate D_R applies by default.

16.1.3 CONTRACT TERM

The term for all written contracts must be a minimum of 12 months, except for make-up gas service contracts for which the contract term may be less than 12 months.

16.1.4 CUSTOMER GROUPINGS

Customer groupings are not permitted for distribution service.

16.1.5 SUBSEQUENT ADJUSTMENTS

The distribution rates are subject to rate modifications ordered by the Régie de l'énergie after they come into force to reflect any change in operating costs arising from the decision of a competent authority (legislator, governments, public agencies) ("fait du prince").

16.2 DISTRIBUTION SERVICE D_1 : GENERAL

16.2.1 APPLICATION

For any customer intending to withdraw, at its facilities, natural gas that must be moved within the distributor's territory.

For all withdrawals of firm service natural gas measured at a single metering point. A customer may not, from a single metering point, withdraw natural gas simultaneously under Rate D_1 and under another Distribution Rate.

16.2.2 DISTRIBUTION RATE D₁**16.2.2.1 Basic Fee**

The basic fees per metering device depend on annual volume withdrawn as follows:

Volume Withdrawn m ³ /Year				Price ¢/Metering device/Day
from	0	to	10,950	X.XXX
from	10,950	to	36,500	X.XXX
from	36,500	to	109,500	X.XXX
from	109,500	to	365,000	X.XXX
from	365,000	to	1,095,000	X.XXX
from	1,095,000	to	3,650,000	X.XXX
	3,650,000		and over	X.XXX

The price is then multiplied by the number of days of the billing period.

16.2.2.2 Unit Prices for the Volume Withdrawn

For each m³ of volume withdrawn at the levels below multiplied by the number of days in the billing period, the unit prices are as follows:

Volume Withdrawn m ³ /Day				Price ¢/m ³
first	30	from	0 to 30	X.XXX
next	70	from	30 to 100	X.XXX
next	200	from	100 to 300	X.XXX
next	700	from	300 to 1,000	X.XXX
next	2,000	from	1,000 to 3,000	X.XXX
next	7,000	from	3,000 to 10,000	X.XXX
next	20,000	from	10,000 to 30,000	X.XXX
next	70,000	from	30,000 to 100,000	X.XXX
	m ³ exceeding 100,000		100,000 and over	X.XXX

16.2.2.3 Contribution – Green Fund applicable until December 31, 2014

Unit price of the Green Fund Contribution:

1. For each m³ of volume withdrawn, the unit price is X.XXX¢/m³;
2. A credit of X.XXX¢/m³ will be applied to withdrawals that are exempt from the Green Fund Contribution.

16.2.3 RATE REBATES**16.2.3.1 Rate Rebate to Compete with Fuel Oil**

If required by the competitive situation, the distributor and the customer may agree for up to 12 months, within the limits of the Rate Flexibility Program, a copy of which is available upon request, to a percentage reduction applicable to the Distribution Rate excluding the unit price of the Green Fund Contribution.

16.2.3.2 Rate Rebate to Compete with Dual Energy

If required by the competitive situation, the distributor and the customer may agree, within the limits of the dual energy section of the Rate Flexibility Program, a copy of which is available upon request, to a percentage reduction applicable to the Distribution Rate excluding the unit price of the Green Fund Contribution.

16.2.4 PEAK SERVICE SUPPLEMENT

16.2.4.1 Single-Family or Single-Dwelling Domestic Use Customers

For natural gas withdrawals by single-family or single-dwelling domestic use customers measured by a separate metering device (unless the distributor has other means to measure the load) and intended to supply facilities capable of using an energy source other than natural gas during off-peak periods:

the additional unit price is 40.0 ¢/m³.

16.2.4.2 Other Customers

For natural gas withdrawals by other customers measured at a single metering point when the customer has facilities capable of using an energy source other than natural gas during off-peak periods:

The additional unit price is established in column (1) of the following table:

From November 1 to March 31

Monthly Load Factor %	Unit Price Volumes <75,000 m ³ (1) ¢/m ³	Unit Price Volumes >75,000 m ³ (2) ¢/m ³
Over 50.0	0.0	0.0
50.0	38.2	5.4
40.0	43.7	10.9
30.0	54.8	22.0
25.0	65.6	32.8
20.0	86.1	53.3
18.0	100.0	67.2
16.0	120.8	88.0
14.0	153.8	121.0
12.0	212.4	179.6
10.0 and lower	250.0	217.2

The additional unit price for all load factors falling between the load factors shown in the table shall be interpolated linearly.

The monthly load factor (LF) shall be calculated as follows:

$$LF = \frac{VDM}{MDV \times D} \times 100 \quad \text{where: } \begin{array}{l} VDM = \text{volume withdrawn during the month} \\ MDV = \text{maximum daily volume withdrawn during the month} \\ D = \text{number of days in the month} \end{array}$$

16.2.5 MINIMUM ANNUAL OBLIGATION (MAO)

The distributor may agree, with a customer whose service address is newly connected to the distribution system or with a customer who receives financial assistance, on an MAO for the entire contract term. If, at the end of a contract year, the customer has withdrawn a volume that is less than its MAO, it will be billed for the volume deficit at the lower of the average price of the Distribution Rate paid during the 12 months of the contract year or of the average price of the Distribution Rate resulting from the billing of the volume deficit uniformly distributed over the contract year.

16.3 DISTRIBUTION SERVICES D₃ AND D₄: STABLE LOAD

16.3.1 APPLICATION

For any customer intending to withdraw at its facilities, natural gas that must be moved within the distributor's territory.

Distribution service D₃:

For all withdrawals of firm and stable service natural gas measured at a single metering point when the customer's subscribed volume is at least 333 m³/day, when the customer's load factor, calculated as an A / P ratio according to the non-transposed parameters defined in the load balancing service, is at least 60% and when the annual volume of natural gas is at least 75,000 m³. A customer may, at a single metering point, withdraw natural gas simultaneously under Rate D₃ and under Rate D₅.

Distribution service D₄:

For all withdrawals of firm and stable service natural gas measured at a single metering point when the customer's subscribed volume is at least 10,000 m³/day. A customer may, at a single metering point, withdraw natural gas simultaneously under Rate D₄ and under Rate D₅.

Notwithstanding the foregoing, when a Distribution Rate D₃ or D₄ customer participates in an energy efficiency program under the Global Energy Efficiency Plan (GEEP) or the Energy Efficiency Fund (EEF) after October 1, 2004, the aforementioned threshold can be reduced to take into account the marginal reduction recognized by the program for the average length of time the efficiency measure is implemented. Where applicable, the new threshold is equal to the subscribed volume before the measure was implemented, less a volume equal to the daily marginal reduction recognized by the program.

16.3.2 DISTRIBUTION RATES D₃ AND D₄**16.3.2.1 Minimum Daily Obligation**

For each m³ of subscribed volume at the levels indicated below, the unit prices are as follows:

Subscribed Volume m ³ /Day				Price ¢/m ³ /Day
first	333	from 0	to 333	X.XXX
next	667	from 333	to 1,000	X.XXX
next	2,000	from 1,000	to 3,000	X.XXX
next	7,000	from 3,000	to 10,000	X.XXX
next	20,000	from 10,000	to 30,000	X.XXX
next	70,000	from 30,000	to 100,000	X.XXX
next	200,000	from 100,000	to 300,000	X.XXX
next	700,000	from 300,000	to 1,000,000	X.XXX
m ³ exceeding	1,000,000	1,000,000	and over	X.XXX

The result of the calculation is multiplied by the number of days in the billing period.

16.3.2.2 Unit Price for the Volume Withdrawn up to the Subscribed Volume

For withdrawals up to the subscribed volume multiplied by the number of days in the billing period for a customer without daily readings and for daily withdrawals up to the subscribed volume for a customer with daily readings, the unit price is X.XXX¢/m³.

16.3.2.3 Reduction According to Contract Term

The average unit price calculated pursuant to Articles 16.3.2.1 and 16.3.2.2 may be reduced by a percentage calculated as follows:

$$\text{Minimum (19\% X } \frac{\text{Contract Term in Months} - 12}{48}; 19\%)$$

plus, for contract terms longer than 60 months

$$\text{Minimum (5\% X } \frac{\text{Contract Term in Months} - 60}{120}; 5\%)$$

plus, for contract terms longer than 180 months

Minimum ($2\% \times \text{Contract Term in Months} - 180$; 2%)

60

The maximum percentage reduction is 26%.

16.3.2.4 Additional Reductions

In an initial contract negotiated with a customer whose service address is newly connected to the distribution system, the distributor and the customer may agree on a percentage reduction not exceeding 5%, additional to that calculated under Article 16.3.2.3, for the first year only.

A customer with a subscribed volume greater than or equal to 1,000,000 m³/day is entitled to an additional reduction subject to the prior authorization of the Régie de l'énergie.

16.3.2.5 Withdrawals in excess of 100% of the Subscribed Volume

For withdrawals in excess of 100% of the subscribed volume multiplied by the number of days in the billing period for a customer without daily readings, and for daily withdrawals in excess of 100% of subscribed volume for a customer with daily readings:

The average unit rate for each m³ exceeding the subscribed volume shall be established by means of the rate schedule below, beginning with the level corresponding to the subscribed volume, by weighting of the rates of each m³ in excess of the subscribed volume up to the average daily volume exceeding the subscribed volume.

Subscribed Volume and Daily Volume					Price	
m ³ /Day					¢/m ³ /Day	
first	333	from	0	to	333	X.XXX
next	667	from	333	to	1,000	X.XXX
next	2,000	from	1,000	to	3,000	X.XXX
next	7,000	from	3,000	to	10,000	X.XXX
next	20,000	from	10,000	to	30,000	X.XXX
next	70,000	from	30,000	to	100,000	X.XXX
m ³ exceeding	100,000		100,000		and over	X.XXX

16.3.2.6 Unauthorized Withdrawals

All withdrawals in excess of 150% of the subscribed volume multiplied by the number of days in the billing period for a customer without daily readings and all daily withdrawals in excess of 150% of the subscribed volume for a customer with daily readings, made from November 1 to March 31, are subject to a penalty of 50¢/m³ and to the price of natural gas traded at Iroquois.

For a customer providing its own supply service, unauthorized withdrawal volumes will be added to the sum of the DCVs to determine the volume imbalances for the contract period.

16.3.2.7 Contribution – Green Fund **applicable until December 31, 2014**

Unit price of the Green Fund Contribution:

1. For each m³ of volume withdrawn, the unit price is X.XXX¢/m³;
2. A credit of X.XXX¢/m³ will be applied to withdrawals that are exempt from the Green Fund Contribution.

16.3.3 RATE REBATE TO COMPETE WITH FUEL OIL

If required by the competitive situation, under Rate D₃ only, the distributor and the customer may agree for up to 12 months, within the limits of the Rate Flexibility Program, a copy of which is available upon request, to a percentage reduction applicable to the Distribution Rate excluding the unit price of the Green Fund Contribution.

16.3.4 CONTRACT EXTENSION

A Distribution Rate D₃ or D₄ customer may extend its contract by one year and maintain the same reduction for the contract term provided it does so at least the following number of months prior to the expiry of its contract:

$$\frac{\text{Contract Term in Months} - 12}{2}$$

This time may not exceed 24 months.

16.3.5 REVISION OF SUBSCRIBED VOLUME

16.3.5.1 By the Customer

Except to replace natural gas by another energy source, a customer may in the course of the contract reduce its subscribed volume by up to 10% beginning with the second year and for each additional year. However, in the case of a new contract, the subscribed volume must at all times remain at least 75% of its initial level during the contract term. The customer must provide written notice of at least three months.

At all times, the customer's subscribed volume must be at least 333 m³/day under Rate D₃ and 10,000 m³/day under Rate D₄.

Notwithstanding the foregoing, the customer is required to comply, as applicable, with the minimum annual obligation terms agreed under Article 4.3.4.

16.3.5.2 Following Implementation of an Energy Efficiency Measure

Notwithstanding the foregoing, a Distribution Rate D₃ or D₄ service customer who has participated after October 1, 2004 in an energy efficiency program under the Global Energy Efficiency Plan (GEEP) or the Energy Efficiency Fund (EEF) is entitled to a reduction of its subscribed volume equal to the daily marginal reduction recognized by the energy efficiency program. In the case of a new contract, the initial subscribed volume may also be reduced by the value of the marginal reduction. This reduction of the subscribed volume will be effective from the date of implementation of the energy efficiency program for which the marginal reduction is recognized.

A customer wishing to benefit from the reduction in its projected annual volume must so notify the distributor no later than one year after the date of payment of the financial assistance.

16.4 DISTRIBUTION SERVICE D₅: INTERRUPTIBLE

16.4.1 APPLICATION

For any customer intending to withdraw, at its facilities, natural gas that must be moved within the distributor's territory.

For withdrawals of interruptible service natural gas measured at a single metering point when the sum of the subscribed volume under Rate D₃ or D₄ and 1/365th of the minimum volume for the contract period under interruptible service is at least 3,200 m³/day.

Notwithstanding the foregoing, when a Distribution Rate D₅ customer participates in an energy efficiency program under the Global Energy Efficiency Plan (GEEP) or the Energy Efficiency Fund (EEF) after October 1, 2004, the aforementioned threshold referred to below can be reduced to take into account the marginal reduction recognized by the program for the average length of time the efficiency measure is implemented. Where applicable, the new threshold is established using as the minimum volume for the interruptible service contract period the projected annual volume when the measure is implemented, as calculated in Article 16.4.3.3.2, multiplied by the agreed upon minimum annual obligation (MAO) percentage.

To be eligible for this service, the customer must use the distributor's transportation service.

A customer may choose Category A or B, depending on the desired guarantee for availability of service. However, the customer may avail itself of interruptible service under Category B only if it is economic and operationally possible for the distributor to agree to it. Article 16.4.6 indicates the maximum number of interruption days for each Category.

A customer may, at a single metering point, withdraw natural gas simultaneously under Rate D₅ and under Rate D₃ or D₄. However, a customer cannot withdraw natural gas, at a single metering point, under both Category A and Category B of Distribution Rate D₅ simultaneously.

The distributor and the customer may agree on a maximum daily volume of interruptible service.

16.4.2 DISTRIBUTION RATE D₅

16.4.2.1 Unit Prices for the Volume Withdrawn

For each m³ of volume withdrawn, the unit price is a weighted average calculated on the basis of the sum of the subscribed volume under Rate D₃ or D₄ and 1/365th of the projected interruptible service volume. For a make-up gas service contract, the projected volume is divided by the number of days of the contract period.

This unit price is the result of the distribution of the volumes among the levels below:

For Each m ³ of Subscribed Volume under Firm Service and of Projected Daily Volume under Interruptible Service				Price
m ³ /Day				¢/m ³
first	3,000	from 0	to 3,000	X.XXX
next	7,000	from 3,000	to 10,000	X.XXX
next	20,000	from 10,000	to 30,000	X.XXX
next	70,000	from 30,000	to 100,000	X.XXX
next	200,000	from 100,000	to 300,000	X.XXX
m ³ exceeding	300,000	300,000	and over	X.XXX

16.4.2.2 Reduction According to Minimum Annual Obligation (MAO)

The average unit price calculated pursuant to Article 16.4.2.1 may be reduced by a percentage calculated as follows:

$$\text{Minimum} (30\% \times \frac{\% \text{ of MAO} - 25\%}{60\%}; 30\%)$$

16.4.2.3 Reduction According to Contract Term

The average unit price calculated pursuant to Article 16.4.2.1 may be reduced by a percentage calculated as follows:

$$\text{Minimum} (40\% \times \frac{\text{Contract Term in Months} - 12}{48}; 40\%)$$

The reduction according to the contract term is only available when the customer commits to an agreed upon minimum annual obligation (MAO) percentage of at least 25%.

16.4.2.4 Additional Reduction

For the initial contract negotiated with a customer whose service address is newly connected to the distribution system, the distributor and the customer may agree on a percentage reduction, not exceeding 15%, additional to those calculated in Articles 16.4.2.2 and 16.4.2.3, for the first year only.

16.4.2.5 Unauthorized Withdrawals Exceeding Maximum Daily Volume

All natural gas withdrawals in excess of the maximum daily volume are subject to a penalty of 50¢/m³.

16.4.2.6 Unauthorized Withdrawals During Interruptions

All natural gas withdrawals made despite receipt of an interruption notice is subject to a penalty of 50¢/m³ and to the greater of the daily price index of Iroquois or n°. 6 fuel oil delivered to Montreal as provided by the daily price N6NY2.OC Resid No. 6 NY 2 %S delivered in Montreal.

If a customer has a stable load service contract, it will pay this penalty and this market price on volumes in excess of subscribed volume plus 2% of the subscribed volume, this 2% being billed at the stable load service.

The daily volumes of natural gas withdrawn under "Make-up Gas to Avoid an Interruption" service or "Competitive Make-up Gas" service, up to 102% of the actual delivery of make-up gas during the interruption day plus 2% of the subscribed volume if the customer has a stable load service contract, are not subject to the penalty of 50¢/m³. The supply service terms and conditions are those of Article 11.2.3.3.1.

16.4.2.7 Emergency Service Premium

All natural gas withdrawals made by a customer after it has received an interruption notice but has received prior permission from the distributor to continue withdrawing are subject to an emergency service premium of 25¢/m³.

Customers under "Make-up Gas to Avoid an Interruption" service or "Competitive Make-up Gas" service may not avail themselves of the emergency service.

16.4.2.8 Contribution – Green Fund applicable until December 31, 2014

Unit price of the Green Fund Contribution:

1. for each m³ of volume withdrawn, the unit price is X.XXX¢/m³;
2. a credit of X.XXX¢/m³ will be applied to withdrawals that are exempt from the Green Fund Contribution.

16.4.3 MINIMUM ANNUAL OBLIGATION (MAO)

The volume withdrawn during each contract year must be at least equal to the applicable MAO for the same period.

16.4.3.1 Establishment of MAO

The applicable MAO for each contract year is equal to the projected annual volume multiplied by the agreed upon MAO percentage.

At the end of the contract year, the MAO shall be adjusted by subtracting from it an agreed upon daily volume (or, failing that, 1/365th of the projected volume) for each interruption day, including the unauthorized withdrawal days and the emergency service days.

16.4.3.2 Billing of the Volume Deficit

At the end of the contract year, the volume withdrawn over the contract year shall be adjusted by subtracting from it the volumes withdrawn:

1. as unauthorized withdrawals during interruptions;
2. as emergency service;
3. under a "Make-up Gas to Avoid an Interruption" contract; and
4. under a "Competitive Make-up Gas" contract.

If at the end of a contract year a customer has withdrawn an adjusted volume that is less than its adjusted MAO, it will be billed for the volume deficit at the price determined in accordance with Articles 16.4.2.1 to 16.4.2.4, taking into account, where applicable, the competition rate adjustment described in Article 16.4.4.

17. CAP AND TRADE EMISSION ALLOWANCES SYSTEM SERVICE

17.1 DISTRIBUTOR'S SERVICE

17.1.1 APPLICATION

For any customer who is not registered as an emitter in accordance with the *Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances* as of December 1, 2014 or that did not provide the exemption declarations for the period.

17.1.2 CAP AND TRADE EMISSION ALLOWANCES SYSTEM SERVICE (CTEAS) RATE

17.1.2.1 CTEAS Price

For each m³ of volume withdrawn, the CTEAS price, as of January 1, 2015, is X.XXX¢/m³. The price may be adjusted monthly to reflect the actual cost of acquisition.

17.2 CUSTOMER-PROVIDED SERVICE

17.2.1 APPLICATION

For any customer who is registered as an emitter in accordance with the *Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances* as of December 1, 2014.

17.2.2 RATE

17.2.2.1 Service Price

A customer shall not be billed for the price of cap and trade emission allowances system distributor's service.