

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2004-2006

T A B L E D E S M A T I È R E S

SOMMAIRE	5
LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	7
1. INTRODUCTION	9
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	9
2.1 Hypothèses économiques	9
2.2 Hypothèses énergétiques.....	10
Gaz naturel.....	10
Prix du pétrole et produits pétroliers	13
Tarifs de l'électricité.....	14
3. SITUATION CONCURRENTIELLE	15
3.1 Ventes Grandes Entreprises.....	15
3.2 Petit et moyen débits	16
3.3 Résidentiel	16
3.4 Commercial	17
4. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL	17
4.1 Ventes Grandes Entreprises.....	17
4.2 Petit et moyen débits	19
4.3 Livraisons globales	21
4.4 Scénario favorable	22
4.5 Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client.....	24
4.6 Aléa climatique	24

5. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	25
La fourniture de gaz naturel.....	26
Le Transport.....	27
L'équilibrage.....	28
Conclusion	29
6. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	30
6.1 Fourniture de gaz naturel	30
6.2 Transport.....	30
6.3 Équilibrage	31
7. OPTIMALITÉ DE LA STRUCTURE CHOISIE	31
7.1 Méthodologie.....	31
7.2 Structure du tableau	32
7.3 Contraintes d'approvisionnements.....	33
7.4 Contrats de transport.....	33
7.5 Autres éléments	34
7.6 Sensibilité.....	36
8. APPROVISIONNEMENTS REQUIS.....	37
8.1 Fourniture de gaz naturel	37
8.2 Transport.....	37
8.3 Équilibrage	38
8.4 Impact de la température.....	38
8.5 Scénario favorable	38
8.6 Optimalité des structures sous-jacentes au scénario favorable	39

8.7	Stratégie pour desservir la clientèle interruptible	40
8.8	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	42
9.	FONCTIONNALISATION DES COÛTS RELIÉS AUX CAPACITÉS DE TRANSPORT EXCÉDENTAIRE.....	43
	Conclusion	48

SOMMAIRE

Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par SCGM, les approvisionnements gaziers requis, avant interruption, pour les années 2004 à 2006 en 10⁶m³ sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	2004	2005	2006
Ventes Grandes Entreprises	2543,7	2530,1	2520,8
Petit et moyen débits	2843,7	2917,5	2998,7
TOTAL :	5387,4	5447,7	5519,5

L'augmentation moyenne annuelle des livraisons sera de 66,0 10⁶m³ entre 2004 et 2006 et résulte principalement d'une croissance économique soutenue et du développement de nouvelles ventes autant dans le marché commercial, industriel et institutionnel que dans le marché de la grande entreprise.

Cette croissance moyenne de 1,2 % par année est fortement limitée par la position concurrentielle défavorable du gaz naturel face au mazout no 6 dans le marché industriel, source énergétique privilégiée par certains grands clients au terme de leur contrat.

Ce plan a été développé en faisant l'hypothèse que SCGM est responsable de contracter le transport nécessaire pour rencontrer la totalité de la demande dans son marché. Les modalités du tarif qui s'appliquent aux clients désirant contracter leur propre transport (cession ou délai de sortie) font en sorte que SCGM sera tenue indemne des choix du client.

SCGM devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires afin de rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande annuelle des clients en service continu et dans la mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Les approvisionnements doivent être suffisamment flexibles

1 pour faire face aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions
2 économiques. SCGM mise sur une stratégie d'établissement d'un portefeuille échelonné
3 dans le temps et diversifié géographiquement.

4
5 En relation avec la structure d'outils mise en place, SCGM achète directement à Dawn un
6 volume de gaz naturel de $501 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour le plan 2004. Pour les deux années subséquentes
7 du plan, SCGM entend acheter directement à Dawn un volume de gaz se situant entre 501
8 et $686 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour l'année 2005 et entre 158 et $713 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour l'année 2006. Les volumes
9 seront ajustés selon les prix offerts sur le marché de façon à minimiser le coût total du gaz
10 naturel livré en franchise.

11
12 En ce qui a trait aux outils d'équilibrage, SCGM réévaluera, lors du renouvellement des
13 contrats, les coûts exigés par Union Gas par rapport aux alternatives pour satisfaire les
14 besoins saisonniers.

1	LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	
2	AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des
3		puits de production.
4		
5	CoEnergy	Courtier avec lequel SCGM possède un contrat d'échange de gaz
6		été-hiver
7		
8	Dawn	Site d'entreposage situé dans le sud de l'Ontario et exploité par
9		Union Gas
10		
11	Débits	Quantité journalière de gaz qui est transportée ou retirée d'un site
12		d'entreposage
13		
14	Degrés-jours	Les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage
15		par rapport à la température extérieure. On définit un degré-jour
16		comme étant la différence entre le seuil de 18° C et la
17		température moyenne quotidienne.
18		
19	Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui
20		constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de
21		TCPL (« Nova ») et le réseau principal du transporteur
22		
23	Engage	Courtier avec lequel SCGM possède un contrat d'échange de gaz
24		été-hiver
25		
26	FTLH	Firm Transportation Long Haul; Service de transport ferme de
27		TCPL entre Empress et GMI EDA, est également utilisé au sens
28		large pour caractériser tout service de transport ferme contracté
29		entre Empress et GMI EDA
30		
31	FTSH	Firm Transportation Short Haul; Service de transport ferme de
32		TCPL entre Dawn et GMI EDA, est également utilisé au sens
33		large pour caractériser tout service de transport ferme contracté
34		entre Dawn et GMI EDA
35		
36	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
37		
38	GMI EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de
39		SCGM et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de
40		livraison EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL
41		
42	GMI NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de
43		SCGM et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison
44		NDA (« Northern Delivery Area ») de TCPL
45		

1	GNL	Gaz Naturel Liquéfié; Abréviation utilisée au sens large pour désigner l'usine de liquéfaction de SCGM
2		
3		
4	Joule	Unité de mesure de l'énergie
5		
6	Modulation	Variation d'intensité d'utilisation journalière d'un outil d'approvisionnement
7		
8		
9	NIT	Nova Inventory Transfer; Point virtuel situé sur le réseau de collecte intra-Alberta de TCPL et auprès duquel le gaz est transigé
10		
11		
12		
13	NOVA	Réseau intra-alberta de TCPL.
14		
15	PDL	Site d'entreposage de Pointe du Lac
16		
17	Petajoule (PJ)	100 000 milliards de joules = 10^{15} joules
18		
19	PIB	Produit intérieur brut. Somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
20		
21		
22	STS	Storage Transportation Service, service de transport ferme entre Parkway et GMI EDA. Ce service est disponible du 1er novembre au 15 avril inclusivement de chaque saison hivernale.
23		
24		

1
2 **1. INTRODUCTION**

3
4 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2004 à 2006, est préparé par SCGM en
5 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, définissant le
6 contenu et la périodicité du Plan à être soumis à l'approbation de la Régie.

7
8 Dans ce plan, SCGM expliquera tout d'abord le contexte économique et énergétique dans
9 lequel elle évoluera au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle
10 qui en découlera. SCGM exposera ensuite la prévision de la demande, par type de clientèle.
11 Les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants seront présentés par la suite.
12 Enfin, SCGM expliquera sa stratégie afin de satisfaire les besoins d'approvisionnements
13 additionnels qui permettront de combler les besoins de sa clientèle pour la durée du plan.

14
15
16 **2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE**

17
18 **2.1 Hypothèses économiques**

19 Le tableau 1 présente les hypothèses économiques utilisées dans le cadre de ce plan
20 d'approvisionnement.

21

Tableau 1

HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES			
	<u>2003-2004</u>	<u>2004-2005</u>	<u>2005-2006</u>
Croissance de la population en %	0,3%	0,3%	0,3%
Croissance du PIB canadien en %	3,30%	3,10%	3,10%
Croissance du PIB québécois en %	3,30%	3,10%	3,10%
Croissance de l'inflation canadienne en %	2,10%	2,00%	2,00%
Croissance de l'inflation québécoise en %	2,10%	2,00%	2,00%
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,67	0,69	0,70

Sources des prévisions*Population Québec :**Conference Board du Canada (hiver 2003)**PIB Canada 2003-2004 :**Consensus Forecast (février 2003)**PIB Canada 2004-2005 et 2005-2006 :**Consensus Forecast (Global Outlook 2002-2012)**Inflation Canada 2003-2004 :**Consensus Forecast (février 2003)**Inflation Canada 2004-2005 et 2005-2006 :**Consensus Forecast (Global Outlook 2002-2012)**PIB et Inflation Québec :**Nous faisons l'hypothèse que les taux de croissance du PIB et d'inflation au Québec sont équivalents aux taux canadiens.**Taux de change 2003-2004 :**Consensus Forecast (février 2003)**Taux de change 2004-2005 et 2005-2006 :**Consensus Forecast (Global Outlook 2002-2012)*

1
2
3 Pour l'année 2003-2004, SCGM a utilisé le Consensus Forecast de février 2003 comme
4 source de prévisions. Pour les deux dernières années du plan, SCGM a choisi d'utiliser les
5 prévisions long terme du Consensus Forecast (Global Outlook 2002-2012) publiées en
6 octobre 2002.

2.2 Hypothèses énergétiques**Gaz naturel**

9
10 Les tableaux 2 et 3 présentent les prévisions fondamentales ainsi que les prix des contrats
11 d'échange offerts sur le marché financier pour les périodes couvertes par le plan
12 d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par SCGM sont présentées au tableau 4.
13 SCGM a utilisé les prix des contrats d'échange sur le marché financier pour arrêter ses
14 hypothèses quant au prix du gaz naturel.

1

Tableau 2

Prévisions fondamentales Prix du gaz naturel à Aeco (\$/GJ)			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
Gilbert Laustsen Jung (janvier 2003)	4,73	4,45	4,59
Sproule (mars 2003)	5,80	4,27	4,37
Purvin & Gertz (février 2003)	4,69	4,64	4,42
Enerdata (février 2003)	6,62	6,49	6,36
Moyenne	5,46	4,96	4,94

2

3

Tableau 3

Marché financier - moyenne du 1er au 28 février 2003 (\$/GJ)			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
Source : CIBC	6,27	5,47	5,16

4

Tableau 4

Hypothèses retenues par SCGM (\$/GJ)	
Aeco 2003-2004	6,27
Prix à Empress	6,44
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	6,38
Aeco 2004-2005	5,47
Prix à Empress	5,64
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,64
Aeco 2005-2006	5,16
Prix à Empress	5,33
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,33

5

6

7 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de

8 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant

9 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que pour l'année 2003-2004, le prix du service de

10 fourniture diffère du prix à Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de

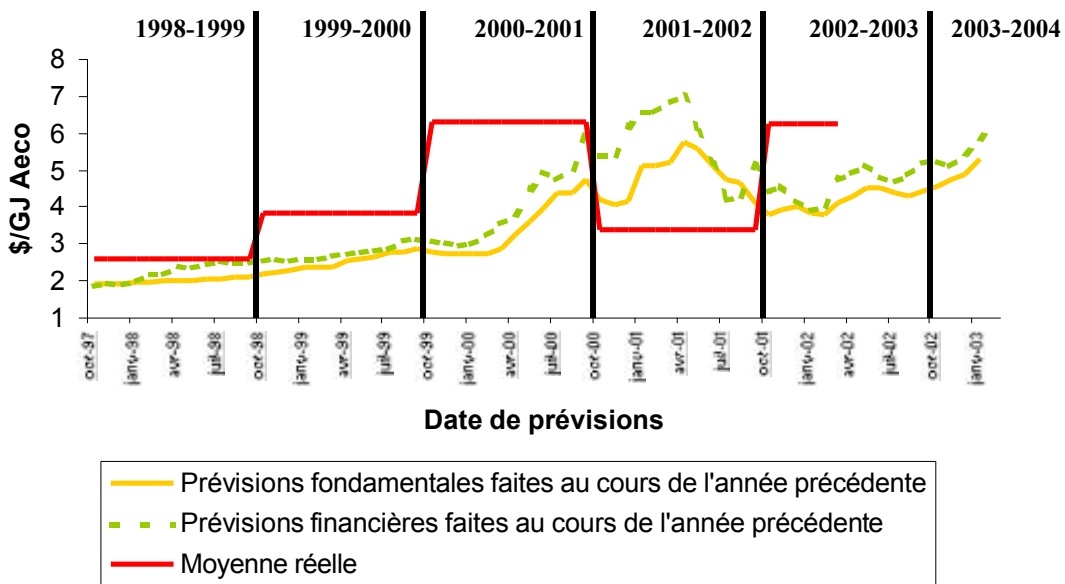
11 gaz et des dérivés financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul. L'effet des

12 dérivatifs déjà en place pour les années 2004-2005 et 2005-2006 n'est pas assez significatif

13 pour qu'il y ait une différence entre le prix du service de fourniture et celui à Empress.

1 Tel que le démontre le graphique suivant, le marché financier réussit mieux à prévoir les prix
 2 du gaz naturel que les prévisions fondamentales depuis quelques années.
 3

Prévisions fondamentales et financières vs prix réels observés



4
 5
 6 Ce graphique représente les prévisions fondamentales et financières (le prix des contrats
 7 d'échange offerts sur le marché financier) pour chaque période tarifaire depuis 1998-1999
 8 jusqu'à aujourd'hui – ces prévisions sont celles qui avaient été établies durant l'année
 9 précédant l'année tarifaire indiquée dans le haut du graphique – comparées aux prix
 10 annuels réels moyens (indice CGPR) observés durant l'année tarifaire.

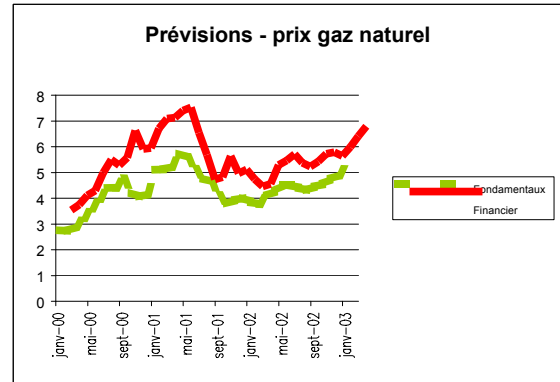
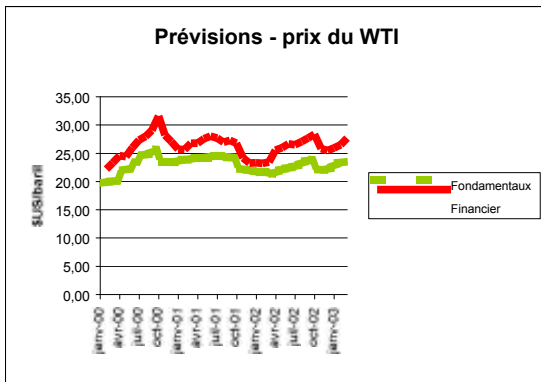
11
 12 Par exemple, les prévisions fondamentales et financières des prix du gaz à AECO pour
 13 l'année tarifaire 1998-1999, établies d'octobre 1997 à septembre 1998, sont mises en
 14 relation avec les prix annuels réels moyens effectivement observés durant l'année 1998-
 15 1999.

On remarque, dans l'ensemble, que pour les années 1998-1999 à 2002-2003, le marché financier est plus près des prix réels que les prévisions fondamentales. Seule l'année 2001-2002 fait exception à ce constat. Il est à noter qu'au moment d'écrire ces lignes, nous ne disposons que de 7 mois réels en 2002-2003.

Prix du pétrole et produits pétroliers

Les tableaux 5 et 6 présentent les prévisions fondamentales et les prix offerts sur le marché financier pour les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Les hypothèses retenues par SCGM sont présentées au tableau 7. La même méthodologie que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des contrats d'échange offerts sur le marché financier. Comme le démontrent les graphiques suivants, les prévisions fondamentales du prix du pétrole brut et le prix des contrats d'échange sont généralement assez proches. Il n'existe donc pas la même dichotomie que dans le cas du gaz naturel.



16

1

Tableau 5

Prévisions fondamentales WTI (\$US/baril)			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
Gilbert Laustsen Jung (janvier 2003)	21,75	20,50	20,00
Sroule (mars 2003)	25,28	21,65	21,96
Purvin & Gertz (février 2003)	24,61	22,77	22,87
Moyenne	23,88	21,64	21,61

Tableau 6

Marché financier - moyenne du 1er au 28 février 2003 (\$US/baril)			
	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
Source: CIBC	25,27	23,79	23,62

Tableau 7

Hypothèses retenues par SCGM	
2003-2004 - prix du WTI (\$US/baril)	25,27
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	31,29
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	30,16
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,29
2004-2005 - prix du WTI (\$US/baril)	23,79
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	28,69
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	27,65
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,27
2005-2006 - prix du WTI (\$US/baril)	23,62
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	28,09
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	27,07
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,26

2

3

4

5 Tarifs de l'électricité

6 Le gel des tarifs électriques est maintenu en 2003-2004. Par la suite, nous avons supposé
7 qu'il seront majorés en fonction de l'inflation. Quant au tarif biénergie, nous faisons
8 l'hypothèse qu'ils seront équivalents au tarif régulier à partir de 2006. Voici les tarifs
9 biénergie retenus par SCGM:

10

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>
11 Tarif bi-énergie - ¢/KWh	3,27	5,28	7,28

3. SITUATION CONCURRENTIELLE

Les tableaux de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2004-2006 sont établis à partir des prévisions de prix présentées à la section 2 du présent document.

La situation concurrentielle indique quelle est la position relative de la facture de consommation du gaz naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de notre clientèle. Toutefois, les coûts d'acquisition et d'installation d'équipement ne sont pas inclus dans ce calcul.

La situation concurrentielle est évaluée en fonction des règles de calculs qui sont détaillées dans SCGM-2, document 2, pages 5 à 8.

3.1 Ventes Grandes Entreprises

Le tableau suivant présente la position concurrentielle prévue du gaz naturel par rapport au mazout pour la durée du plan d'approvisionnement dans le marché de la grande entreprise.

Tableau 8

VENTES GRANDES ENTREPRISES						
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2004-2006 (GAZ = 100)						
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES						
Marché	2003-2004		2004-2005		2005-2006	
	Mazout # 6 1,5 % soufre	Mazout # 6 2,0 % soufre	Mazout # 6 1,5 % soufre	Mazout # 6 2,0 % soufre	Mazout # 6 1,5 % soufre	Mazout # 6 2,0 % soufre
Industriel continu	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
3 300 000 m ³	52	50	53	51	54	52
13 000 000 m ³	54	52	55	53	56	54
Industriel interruptible						
1 700 000 m ³	53	52	55	53	56	54
20 000 000 m ³	56	54	57	55	59	57

La position concurrentielle du gaz naturel n'est pas favorable face au mazout no 6, son principal concurrent, durant toute la période couverte par le plan d'approvisionnement, et ce, autant pour les clients au service continu que pour ceux au service interruptible. Selon les hypothèses de prix retenues, la position concurrentielle du gaz naturel s'améliorera tout de même de 2 % entre 2004 et 2006, suite à la baisse anticipée du prix du gaz naturel pour 2005 et 2006.

3.2 Petit et moyen débits

Le tableau suivant présente la position concurrentielle prévue pour la durée du plan d'approvisionnement.

Tableau 9

VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS										
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJÉTÉE 2004-2006 (GAZ = 100)										
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES										
Type de client	Volume annuel (m ³)	2003-2004			2004-2005			2005-2006		
		Mazout # 2 (%)	Électricité régulière (%)	Bi-gaz 0 heure d'interruption (%)	Mazout # 2 (%)	Électricité régulière (%)	Bi-gaz 0 heure d'interruption (%)	Mazout # 2 (%)	Électricité régulière (%)	Bi-gaz 0 heure d'interruption (%)
Tarif 1:										
Résidentiel										
Unifam.- équip. neufs efficaces	1 923	78	87	S/O	78	90	S/O	78	93	S/O
Unifam.- équip. existants	3 179	70	81	S/O	70	84	S/O	70	87	S/O
Commercial										
	14 600	62	104	55	62	111	90	62	116	128
	100 000	66	105	57	65	112	98	65	117	139
	400 000	74	122	67	74	132	116	75	140	165

3.3 Résidentiel

La position concurrentielle du gaz naturel demeure difficile d'ici 2006 face au mazout, où le désavantage concurrentiel du gaz naturel varie entre 22 et 30 %. La position concurrentielle est cependant stable sur la durée du plan puisque la baisse du prix du gaz naturel est accompagnée d'une baisse équivalente du prix du mazout no 2.

Face à l'électricité régulière, la situation concurrentielle du gaz naturel demeurera défavorable jusqu'en 2006, même en considérant le dégel éventuel des tarifs d'électricité en mai 2004. Le désavantage concurrentiel du gaz naturel passera de 13 à 7 % de 2004 à 2006 pour une nouvelle résidence avec des équipements neufs efficaces, alors qu'il

1 passera de 19 à 13 % sur la même période pour une résidence existante avec des
2 équipements conventionnels.

3.4 Commercial

5 Dans le marché commercial, le gaz naturel présente une position concurrentielle
6 défavorable face au mazout no 2 qui varie de 25 à 38 %, selon la quantité de gaz naturel
7 consommé annuellement.

9 Face à l'électricité régulière, le gaz naturel présente un avantage concurrentiel de 2004 à
10 2006. Cependant, pour l'année 2004, l'avantage concurrentiel du gaz naturel est minime
11 pour les plus petits clients commerciaux.

13 Considérant l'hypothèse retenue quant à l'augmentation du tarif bi-énergie et son impact sur
14 la position concurrentielle face au gaz naturel, elle devrait favoriser la croissance des
15 consommations à compter de 2005 et 2006, alors que le gaz naturel deviendra une source
16 énergétique plus concurrentielle face à ce tarif d'électricité.

4. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

4.1 Ventes Grandes Entreprises

22 Les tableaux ci-dessous présentent la prévision de la demande de gaz naturel pour la durée
23 du plan d'approvisionnement ainsi que les motifs expliquant les écarts entre les années.

Tableau 10

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2004-2006 VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2004	2005	2006
Service continu	1646,5	1748,4	1786,7
Service interruptible	897,2	781,8	734,1
Total	2543,8	2530,1	2520,8

1

Tableau 11

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2004-2006 VENTES GRANDES ENTREPRISES			
DESCRIPTION	10⁶m³		
	2004	2005	2006
Livraisons anticipées au 30 septembre 2003 (avant interruptions)	2804,3	2 543,8	2 530,1
Réduction (économies, efficacité et subst. partielle)			
Continu T4	<u>(2,5)</u>		
Interruptible T5	<u>0,0</u>		
Total	(2,5)		
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ			
Continu T4	(3,9)	(8,8)	(9,4)
Interruptible T5	<u>(2,3)</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(6,1)	(8,8)	(9,4)
Pertes face à la concurrence mazout			
Continu T4	(42,9)	(3,7)	0,0
Interruptible T5	<u>(133,8)</u>	<u>(110,1)</u>	<u>(60,7)</u>
Total	(176,7)	(113,8)	(60,7)
Pertes structurelles			
Continu T4	(159,2)	74,5	0,0
Interruptible T5	<u>(11,9)</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(171,0)	74,5	0,0
Fluctuations de production			
Continu T4	12,3	8,4	10,5
Interruptible T5	<u>(79,9)</u>	<u>(10,0)</u>	<u>(0,1)</u>
Total	(67,5)	(1,6)	10,4
Migration des clients du tarif 4 ou 5			
Continu T4	(2,8)	(2,8)	(2,8)
Interruptible T5	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(2,8)	(2,8)	(2,8)
Maturation des nouvelles ventes			
Continu T4	120,3	17,9	25,6
Interruptible T5	13,0	4,8	13,2
Biogaz	<u>33,0</u>	<u>16,1</u>	<u>14,4</u>
Total	166,3	38,8	53,2
Livraisons prévues au 30 septembre (avant interruptions)	2543,8	2530,1	2520,8

2

3

4

5

6

7

8

Les livraisons dans le marché des grandes entreprises diminueront en moyenne de 11,5 10⁶m³ par année de 2004 à 2006, ce qui représente des variations inférieures à 1 % par année. Cette quasi stabilité des livraisons globales s'explique par un déplacement de la demande de ce marché provenant du service interruptible vers le service continu.

1 En premier lieu, au niveau du service interruptible, la position concurrentielle
2 désavantageuse au gaz naturel par rapport au mazout no 6 dans ce marché incite les
3 clients au non-renouvellement des contrats à échéance.

4
5 En second lieu, au service continu, le développement des nouvelles ventes incluant de
6 nouvelles implantations industrielles sont prévues sur la durée du plan d'approvisionnement.

7
8 **4.2 Petit et moyen débits**

9 Le tableau suivant présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché
10 résidentiel et commercial (petit et moyen débits).

Tableau 12

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2004-2006	
VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS	
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³
<i>Livraisons prévues 2003</i>	2 819,5
<i>(R-3484-2002 / SCGM-6, doc. 1)</i>	
Réduction (Variations, pertes structurelles et efficacité)	(61,8)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	11,0
<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2003</i>	2 768,7
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(4,5)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(4,0)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	2,8
Pertes structurelles	(20,6)
(contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	
Maturation des nouvelles ventes	
Nouveaux clients, charge additionnelle, conversion	97,1
Biogaz	4,2
Total	101,3
<i>Livraisons prévues pour 2004</i>	2 843,7
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(5,0)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(2,8)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	2,8
Pertes structurelles	(34,7)
(contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	
Maturation des nouvelles ventes	
Nouveaux clients, charge additionnelle, conversion	107,5
Biogaz	6,0
Total	113,5
<i>Livraisons prévues pour 2005</i>	2 917,5
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(5,6)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(2,8)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	2,8
Pertes structurelles	(35,7)
(contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	
Maturation des nouvelles ventes	
Nouveaux clients, charge additionnelle, conversion	119,7
Biogaz	2,8
Total	122,5
<i>Livraisons prévues pour 2006</i>	2 998,7

1

2

1 La demande du marché résidentiel et commercial (ventes petit et moyen débits)
2 augmentera en moyenne de $77 \cdot 10^6 \text{m}^3$ par année de 2004 à 2006. Cette croissance
3 soutenue est justifiée principalement par une croissance économique supérieure à 3 % qui
4 aura des effets bénéfiques autant pour les nouvelles ventes que pour le maintien de la
5 demande de la clientèle actuelle.

6
7 L'amélioration de la position concurrentielle face à l'électricité régulière et à la bi-énergie
8 générée par le dégel anticipé des tarifs d'électricité à partir de 2004-2005, favorisera
9 également la croissance des nouvelles ventes.

10
11 Le prix du gaz naturel est cependant à surveiller pour 2004. Même si le prix anticipé du
12 service de fourniture de gaz naturel de SCGM est inférieur à celui observé en 2000-2001 et
13 que la position concurrentielle demeure favorable face à l'électricité régulière dans le
14 marché CII (Commercial, Industriel, Institutionnel) qui représente plus de 90 % de la
15 demande du marché du petit et moyen débits, il est toujours possible que les clients mettent
16 en place des mesures d'économies visant à réduire leurs factures suite à une grande
17 volatilité avec des prix élevés durant la période de chauffe 2004.

18
19 Cependant, l'accès pour les clients à un programme de gaz naturel à prix fixe par
20 l'entremise des fournisseurs (SCGM-11, document 5) ainsi que la contribution des dérivatifs
21 financiers au calcul du prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM pourraient
22 contribuer à limiter les impacts de cette volatilité pour les clients et, par conséquent, sur la
23 demande de gaz naturel.

24
25 Par conséquent, nous avons fait l'hypothèse que le prix du service de fourniture de gaz
26 naturel de SCGM anticipé pour 2004 n'aurait pas d'impact négatif sur la demande.

27 **4.3 Livraisons globales**

28 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées dans le tableau ci-
29 dessous.
30

31

Tableau 13

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2004-2006 PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2004	2005	2006
Service continu	4490,2	4665,9	4785,4
Service interruptible	897,2	781,8	734,1
Total	5387,4	5447,7	5519,5

Les volumes au service continu sont composés des volumes au petit et moyen débits ainsi que des volumes au service continu dans le marché ventes aux grandes entreprises.

4.4 Scénario favorable

Un scénario alternatif a été analysé pour 2005 et 2006 afin d'illustrer la demande de gaz naturel sur la durée du plan d'approvisionnement sur la base d'un contexte favorable en terme de position concurrentielle du gaz naturel face aux sources énergétiques alternatives.

Les hypothèses retenues pour l'élaboration de ce scénario visent exclusivement le marché de la grande entreprise et sont les suivantes :

- Coût total (F, C, T, E, D) au gaz naturel inférieur au coût au mazout no 6 (incluant le transport), celui-ci étant la source énergétique alternative pour les grandes entreprises. SCGM émet l'hypothèse que la position concurrentielle du gaz naturel est favorable par rapport au mazout pour les années 2004-2005 et 2005-2006.
- Analyse des impacts volumétriques client par client :
 - Au service continu :
 - Renouvellement d'un contrat d'un client majeur dont la production pourrait être déplacée à l'extérieur du Québec à son échéance.
 - Au service interruptible :
 - Renouvellement des contrats à échéance d'ici 2005-2006;

- 1 • Consommation des clients égale ou supérieure à leur obligation minimale
- 2 annuelle (OMA) selon le client;
- 3 • Retour à la consommation du gaz naturel pour les clients sans contrats
- 4 actuellement au mazout depuis l'année 1999-2000.

5

6 La demande du marché de la grande entreprise, ayant subi une compression importante au

7 cours des dernières années par une position concurrentielle difficile, pourrait s'accroître de

8 façon significative dans un contexte concurrentiel favorable face au mazout. Plusieurs

9 grands clients ayant délaissé complètement le gaz naturel pourraient utiliser à nouveau le

10 gaz naturel comme source énergétique.

11

12 Au service interruptible, les clients dont les contrats n'ont pas été renouvelés ou ceux ne

13 consommant qu'une partie de leur pleine capacité pourraient générer une demande

14 additionnelle de gaz naturel de $773,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2006 alors qu'au service continu, la

15 demande additionnelle pourrait atteindre $177,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$, pour une demande additionnelle

16 totale de $951,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2006.

17

18 La demande provenant du marché des clients de petit et moyen débits serait relativement

19 stable dans un contexte de position concurrentielle favorable puisque le marché CII est déjà

20 dans une position concurrentielle favorable face à l'électricité.

21

22 Il est évident que le retour à une position concurrentielle favorable du gaz naturel dans le

23 marché résidentiel pourrait avoir un effet à la hausse sur les nouvelles ventes,

24 principalement dans le marché de la conversion. Cependant, l'effet sur la demande

25 demeurerait marginal.

26

27 Ainsi, dans un scénario favorable, la demande de gaz naturel pourrait atteindre

28 $6\,335,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2005 et $6\,471,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2006.

29

Tableau 14

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2004-2006 SCÉNARIO FAVORABLE PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2004	2005	2006
Service continu	4490,2	4843,8	4963,3
Service interruptible	897,2	1492,1	1507,8
Total	5387,4	6335,9	6471,1

Tableau 15

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2004-2006 ÉCART DES SCÉNARIOS PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2004	2005	2006
Service continu	0	177,9	177,9
Service interruptible	0	710,3	773,7
Total	0	888,2	951,6

4.5 Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client

À ce jour, seulement quatre clients ont manifesté le désir d'utiliser leur propre transport pour l'année 2004. Malgré qu'il soit possible que d'autres clients s'ajoutent d'ici 2006, nous avons fait l'hypothèse que le nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan d'approvisionnement.

4.6 Aléa climatique

Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, nous avons utilisé l'écart annuel total maximum bas et haut, observé entre les degrés-jours réel franchise des onze dernières années et la normale franchise du budget 2004. Ces écarts sont respectivement de -14,2 % et 7,4 %. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température

1 sont illustrées au tableau de la pièce SCGM-4, document 2. Les impacts de ces variations
2 sur le plan d'approvisionnement sont exposés dans la section 7.3.

3
4
5
6 **5. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

7
8 Depuis de nombreuses années, SCGM soumet, lors du dépôt de ses causes tarifaires
9 annuelles, son plan d'approvisionnement annuel. Ce plan fait état des outils
10 d'approvisionnement constituant son portefeuille et ceux qui seront contractés ponctuellement.
11 Il identifie également les prix auxquels ces outils ont été ou seront contractés, le besoin annuel,
12 le besoin de capacité de pointe et les interruptions anticipées en fonction d'une température
13 normale.

14
15 Pour la première fois l'an dernier, SCGM déposait en conformité avec le Règlement sur la
16 teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement, un plan gazier ayant un horizon de 3 ans.
17 Les plages contractuelles probables pour toutes les composantes du plan qui sont sujettes à
18 renouvellement ont été mises à jour pour les années budgétaires 2004, 2005 et 2006. SCGM,
19 tentera tout au long de son témoignage de répondre aux préoccupations exprimées par la
20 Régie dans sa décision D-2002-196.

21
22 L'objectif premier de l'approvisionnement gazier est de faire en sorte que le coût d'utilisation du
23 gaz naturel pour nos clients soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies
24 alternatives tout en ayant un approvisionnement sécuritaire. Spécifiquement, le distributeur
25 contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée
26 de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la mesure du possible, celle
27 des clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire
28 face aux fluctuations dues au climat et à l'économie.

29
30 Le distributeur minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison
31 d'outils : du transport depuis l'Alberta, du stockage en franchise et hors franchise, des échanges
32 de molécules d'une période à l'autre, des molécules achetés directement à Dawn, du service de

1 pointe et des livraisons en franchise. C'est dans cette optique que SCGM réitérait l'an dernier
2 que sa stratégie visait la mise en place d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié
3 géographiquement. Une partie importante de ses contrats de transport depuis Empress en
4 Alberta qui venait à échéance en novembre 2003 lui donnait l'opportunité de se désengager de
5 son transport LH (tronçon Empress- GMi EDA), ce qui fut fait.

6
7 Comme mentionné l'an dernier, le développement d'alternatives au pipeline de TransCanada
8 demeure un objectif de SCGM. À cet égard, nous continuons de surveiller l'évolution des
9 réserves et des activités de forage du bassin de la côte Atlantique.

10
11 Puisque novembre 2003 était une étape importante pour notre repositionnement, nous vous
12 proposons d'examiner par composante (fourniture de gaz naturel, transport et équilibrage) le
13 contexte ainsi que les stratégies retenues.

La fourniture de gaz naturel

14
15
16 Comme il est souligné dans la section « contexte économique et énergétique », la combinaison
17 du prix élevé ainsi que la volatilité du prix font en sorte que les autres sources d'énergie sont
18 perçues comme étant plus attrayantes. La dernière année a été marquée par des scandales
19 financiers dont le secteur énergétique ne fut épargné. La conséquence la plus évidente est la
20 décote financière de grandes entreprises, particulièrement celles qui étaient impliquées dans le
21 « trading » spéculatif de l'énergie. Depuis la faillite d'Enron, cette décote a entraîné une
22 diminution des activités et une consolidation chez plusieurs. La liquidité, tant au niveau
23 physique que financière, s'en est ressentie. Depuis lors, tout est question de solidité financière
24 et d'actifs.

25
26 C'est dans ce contexte, qu'en plus de se positionner à Dawn pour une partie de ses
27 approvisionnements, SCGM doit d'autre part renouveler un contrat de long terme qui avait une
28 durée initiale de 15 ans et venant à échéance le 1er novembre 2003.

29
30 Notre stratégie d'acquisition de fourniture varie en fonction du point d'acquisition. Étant donné la
31 liquidité du marché à AECO – qui est un bassin de production avec un grand nombre de
32 joueurs–, une activité spot fiable et des indices de prix reconnus, SCGM limite à 12 et 24 mois

1 ses contrats d'achats à indice mensuels. Cette flexibilité nous permettra de réévaluer plus
2 souvent le crédit des fournisseurs ainsi que d'en accueillir de nouveaux. SCGM procède par
3 appel d'offres et sélectionne les fournisseurs en fonction des critères suivants : la prime
4 demandée, la cote de crédit, l'expérience passée et la diversification de ses fournisseurs.

5
6 Pour ce qui est de Dawn, SCGM procède par invitation. Dawn étant une plaque tournante (hub)
7 et non pas un bassin de production, le nombre de joueurs y est plus faible, l'activité spot y est
8 variable et il n'y a pas d'indice reconnu par les banques pour fins de dérivatifs financiers. Les
9 critères pour inviter un fournisseur sont : la cote de crédit, la crédibilité en tant que fournisseur à
10 Dawn (détection de capacité de transport et /ou stockage), et la prime demandée. Pour ce qui
11 est de la durée des contrats, nous préférons avoir des contrats au moins deux ans à l'avance
12 afin de pouvoir se repositionner à AECO advenant le tarissement du marché secondaire à
13 Dawn, ce qui pourrait annuler tout l'avantage des achats à Dawn.

Le Transport

14
15
16 Le pipeline de TransCanada est pleinement utilisé en aval de Dawn et sous utilisé en amont de
17 ce point. L'arrivée de capacité pipelinière a augmenté l'offre qui existait déjà à Dawn, un
18 carrefour où plusieurs pipelines convergent. Afin de retenir les expéditeurs qui ont désormais
19 une alternative de transport, TransCanada essaie, depuis 1998 de modifier son environnement
20 réglementaire. À ce jour, la majorité des expéditeurs se sont opposés à toute proposition qui
21 permettrait à TransCanada d'offrir des réductions discrétionnaires afin de retenir des
22 expéditeurs ayant des alternatives. Compte tenu de cette dynamique, au moment d'écrire ces
23 lignes, 52 % des volumes contractuels venant à échéance en novembre 2003 n'ont pas été
24 renouvelés, soit 21 705 10³m³/j. L'impact de ces non-renouvellements sur les tarifs de la Zone
25 de l'Est a, sur une base annualisée, un impact de 0,008 \$/m³ correspondant à une hausse de
26 17 % du tarif de TCPL incluant la prime variable.

27
28 SCGM doit demeurer des plus active dans la défense de ses droits auprès de TransCanada
29 car, contrairement à ses voisins ontariens, elle n'a pas d'alternatives pour du transport jusqu'à
30 sa franchise. SCGM participe activement aux Toll and Task Force ainsi qu'aux groupes de
31 travail spécifiques formés, de temps à autres, par TransCanada pour discuter d'enjeux. SCGM
32 s'appuie sur les principes tarifaires historiquement approuvés qui font en sorte que, même si

1 elle est l'expéditrice domestique la plus éloignée du bassin de production, elle jouit des mêmes
2 tarifs de transport que le client situé à Toronto. Depuis les deux dernières années, SCGM a été
3 en mesure de favoriser une alliance avec les deux distributeurs ontariens tant au niveau des
4 groupes de travail qu'au niveau de la défense de dossiers spécifique devant l'Office National de
5 l'Énergie.

6
7 En plus des pressions pour minimiser les tarifs de TransCanada, SCGM compte minimiser le
8 coût livré à ses clients en franchise de la façon suivante. La demande de SCGM est fortement
9 influencée par la température et elle doit nécessairement détenir la capacité de transport
10 nécessaire pour répondre aux besoins de sa clientèle continue durant la période hivernale. Le
11 coût de la capacité de transport ferme entre l'Alberta et le Québec est important et la structure
12 tarifaire comporte une grande part de coûts fixes. La capacité doit donc être payée même
13 lorsque non utilisée. La façon de réduire les coûts est donc de diminuer la capacité longue
14 distance en y jumelant des achats à Dawn, lesquels sont à leur tour transportés sur un contrat
15 de courte distance dont les coûts sont moindres. La capacité de transport en franchise demeure
16 donc la même mais le transport provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest Canadien est, à
17 toutes fins pratiques, totalement utilisé, alors que le transport provenant de Dawn est celui qui
18 s'ajuste à la variation de la demande. Tout comme pour la fourniture, nous surveillons la valeur
19 du transport sur le marché secondaire afin de nous repositionner à AECO advenant le cas où la
20 valeur du marché secondaire annulerait les économies reliées à cette option.

L'équilibrage

21
22 Suite à une décision de la Commission de l'Énergie de l'Ontario en 1999, SCGM doit renégocier
23 ses contrats de stockage venant à échéance en vertu des prix de marché. SCGM a ainsi vu le
24 coût de son stockage hors franchise augmenter. Historiquement, SCGM a contracté des
25 échanges été/hiver afin de compléter son stockage à Dawn.

26
27
28 Afin de diminuer l'équilibrage qui était fourni via son transport LH non utilisé (449 10⁶m³ ou 17
29 PJ sur une base annuelle au cours des deux dernières années), SCGM a déjà contracté pour
30 les années 2003 et 2004 près de 501 10⁶m³ ou 19 PJ d'achat de gaz directement à Dawn. Tout
31 comme le stockage, ces achats servent principalement à suppléer les volumes livrés en
32 franchise l'hiver via le transport LH afin de rencontrer les besoins de pointe.

1
2 Pour ce qui est du renouvellement de ses contrats de stockage avec Union Gas, SCGM
3 évaluera, le moment venu, le coût de ce service et des alternatives. Comme mentionné
4 précédemment, SCGM pourrait en effet compenser le contrat par des achats effectués
5 directement à Dawn, par des échanges été/hiver ou par l'utilisation de transport LH dont les
6 capacités non utilisées seraient remises en marché durant l'été. Dans son évaluation, en sus du
7 coût du service, SCGM tiendra compte de la flexibilité inhérente au service spécifique, de la
8 fiabilité de l'option et des risques financiers y associés. Finalement, SCGM se garde à l'affût de
9 toutes les possibilités qui lui permettrait de diminuer le coût livré en franchise.

10

11 **Conclusion**

12 SCGM a profité de l'échéance de ses contrats LH pour se positionner à Dawn et y effectuer une
13 partie de ses achats. Toutes choses étant égales par ailleurs, cette stratégie de portefeuille, par
14 rapport à la structure en place au 1er novembre 2002, génère des économies de l'ordre de 9
15 millions de dollars, tout en conservant une sécurité des approvisionnements semblable. Compte
16 tenu de la sous utilisation anticipée du transport sur le pipeline de TransCanada entre Empress
17 et Dawn pour les années à venir et de nos droits de renouvellement annuels pour une partie
18 importante de nos volumes, SCGM sera en mesure de se repositionner à AECO advenant le
19 cas où les bénéfices du marché secondaire venaient à disparaître.

20

21

22

1 **6. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

2
3 Cette section porte particulièrement sur la première année du plan d'approvisionnement.
4 Cependant, il est à noter que la demande totale stipulée dans cette section ainsi que dans la
5 section portant sur les deux années suivantes exclut la demande en biogaz. Cette demande
6 spécifique est exclue puisqu'elle est fournie par un réseau dédié et ne requiert donc pas d'outils
7 d'approvisionnement additionnels. Par contre, il est à noter que tous les tableaux de la section 4
8 incluent les volumes de biogaz.

9
10 **6.1 Fourniture de gaz naturel**

11 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de
12 compression de SCGM est présentement constitué de quatorze contrats répartis comme
13 suit : quatre contrats à NIT, deux à Empress et huit à Dawn. Le tableau de la pièce
14 SCGM-4, document 8 spécifie la date d'échéance, le point de livraison ainsi que le volume
15 annuel relié à chacun de ces contrats. Le tableau contient également les totaux annuels à
16 chacun des points de livraison.

17
18 La différence entre le total annuel spécifié pour le point Dawn dans le tableau et le total
19 annuel spécifié dans le plan d'approvisionnement de la pièce SCGM-4 document 5, ligne 9,
20 colonne 1 signifie qu'il reste $4\,091\,10^3\text{m}^3$ à acheter à Dawn au moment d'écrire ces lignes.
21 Le volume annuel d'achat en service de fourniture de gaz naturel prévu est de $2\,637\,10^6\text{m}^3$,
22 ce qui implique que SCGM a présentement sécurisé 60% des achats totaux en service de
23 fourniture de gaz naturel. Les volumes achetés à Dawn sont, quant à eux, sécurisés à 99%.

24
25 **6.2 Transport**

26 Le portefeuille de contrats de transport que possède SCGM peut être décomposé en neuf
27 parties selon les segments parcourus. Dix sept contrats de transport viennent à échéance
28 sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le tableau de la pièce SCGM-4, document 3
29 contient les débits totaux de chaque segment ainsi que les échéances et les débits des
30 différents contrats de transport.

1 **6.3 Équilibrage**

2 Le portefeuille d'outils d'entreposage de SCGM est constitué de trois sites d'entreposage
3 souterrain, une transaction d'échange de gaz naturel été-hiver et une usine de liquéfaction
4 dont SCGM est le propriétaire. Cinq contrats d'entreposage viennent à échéances sur
5 l'horizon du plan. Le tableau de la pièce SCGM-4, document 4 contient les volumes totaux
6 d'entreposages ainsi que les capacités totales de retraits et d'injections actuellement
7 détenues par SCGM avec chacune des parties et outils impliqués. De plus, les échéances
8 portant sur les volumes et les capacités de retraits et d'injection reliées à ces volumes y sont
9 également spécifiées.

10
11
12
13 **7. OPTIMALITÉ DE LA STRUCTURE CHOISIE**

14
15 Dans sa décision D-2002-196, la Régie souligne l'existence de capacités excédentaires de
16 transport dans le plan d'approvisionnement soumis par SCGM lors de la cause tarifaire 2003.
17 Ces capacités excédentaires préoccupent la Régie quant à l'optimalité du plan
18 d'approvisionnement. Cette section a donc pour but de renseigner la Régie sur l'optimalité de la
19 structure d'outils d'approvisionnement choisie par SCGM.

20
21 **7.1 Méthodologie**

22 Étant donné que la structure retenue est mise en place pour plusieurs années, la
23 démonstration des économies générées est faite sur une base annualisée et ne réfère donc
24 pas à des caractéristiques spécifiques à un plan donné. Par exemple, l'analyse est faite sur
25 une base de 365 jours par année au lieu des 366 de l'année budgétaire 2004. Il ne faut
26 donc pas tenter de faire correspondre les données de l'analyse à celle du budget de la
27 présente cause tarifaire.

28
29 Il ne faut pas non plus comparer le coût de service de l'an dernier avec celui de cette année
30 et tenter de retrouver le montant d'économies annuelles indiqué dans le tableau de la pièce
31 SCGM-4 document 9. En effet, non seulement des augmentations de coûts surviennent
32 entre ces périodes sur des outils qui n'ont pas été restructurés, mais il faudrait faire la

1 comparaison avec la structure de la cause tarifaire 2003 modifiés de façon à refléter les
2 besoins de la cause 2004. C'est exactement ce que fait l'analyse à la pièce SCGM-4
3 document 9.

4
5 Afin de pouvoir calculer des frais variables de transport, de retrait et d'injection, l'analyse est
6 effectuée sur une base de deux périodes par année soit l'été et l'hiver. La demande fournie
7 est nette d'interruptions et est la même dans chacune des structures. Puisque SCGM fait
8 des achats de gaz naturel à AECO et à Empress simultanément, les coûts de transport LH
9 ont été ramenés à partir d'Empress seulement. Cela signifie que nous excluons de l'analyse
10 les coûts de transport entre AECO et Empress. L'exclusion de ces coûts n'a aucun impact
11 sur le résultat de l'analyse puisqu'ils sont toujours encourus peu importe la structure.

12 13 **7.2 Structure du tableau**

14 La pièce SCGM-4 document 9 expose une comparaison de coûts entre trois structures
15 contractuelles réalisables par SCGM pour approvisionner la demande prévue pour les
16 prochaines années. Le tableau est divisé en deux sections. La section A spécifie les coûts
17 reliés aux contrats de transport tandis que la section B identifie des variations de coûts
18 d'approvisionnement, sans regroupement spécifique, qui sont particulières à chacune des
19 structures envisagés.

20
21 Les trois structures sont libellées comme suit: Structure 2003, constituée essentiellement
22 des outils d'approvisionnement de la cause tarifaire 2003, Structure 2004, constituée des
23 outils d'approvisionnement qui ont été choisis pour la cause tarifaire 2004 et Structure
24 alternative, constituée des outils qui aurait été choisis si la stratégie retenue avait été de
25 contracter un débit journalier total en transport LH égal à la moyenne journalière de la
26 demande totale annuelle (demande totale annuelle/365).

27
28 Pour chacune des sections, la colonne 1 identifie les outils, la colonne 3 contient les tarifs
29 applicables tandis que la colonne 2 spécifie s'il s'agit d'une prime fixe, d'une prime variable
30 ou de gaz de compression (G.C.). Les colonnes 4, 6 et 8 identifient les quantités
31 contractées ou transportées pour chacun des outils selon les différentes structures
32 réalisables. Pour la section A, les colonnes 5, 7 et 9 contiennent les coûts totaux annuels

1 encourus pour chacun des outils. Pour la section B, les colonnes 7 et 9 contiennent les
2 coûts additionnels de la Structure 2004 et de la Structure alternative par rapport à la
3 Structure 2003 (colonne 5), à l'exception de la ligne 23. Cette ligne contient les revenus de
4 vente de transport réalisés exclusivement dans la structure 2003. Dans la Structure 2004 et
5 la Structure alternative, il n'y a aucun revenu réalisé pour cet élément. Les colonnes 10, 11
6 et 12 comparent les coûts de chacun des outils ainsi que les coûts totaux entre les
7 différentes structures.

8 9 **7.3 Contraintes d'approvisionnements**

10 Afin d'analyser des structures d'outils d'approvisionnement qui sont comparables, nous
11 devons d'abord nous assurer que ces structures respectent les contraintes essentielles à
12 l'élaboration d'un plan d'approvisionnement réalisable. De façon générale, une structure
13 d'approvisionnement réalisable doit permettre de fournir le profil de la demande des clients
14 de SCGM tout en respectant les échéances contractuelles. Les contraintes imposées à la
15 structure des outils d'approvisionnement découlent du profil de la clientèle de SCGM.

16
17 Le profil de la clientèle de SCGM possède les caractéristiques usuelles soit la demande de
18 pointe et la demande saisonnière. Nous définissons la demande de pointe comme étant la
19 consommation journalière pour une température de -26° C ou 44 degrés-jours en base 18.
20 La demande saisonnière est déterminée sur une base hiver-été où l'hiver est constitué des
21 mois de novembre à mars et l'été des mois d'avril à octobre inclusivement.

22
23 Étant donné que le débit de pointe provenant des outils d'approvisionnements hors
24 franchise est fourni essentiellement par des contrats de transport et que
25 l'approvisionnement saisonnier est essentiellement fourni par d'autres outils (achats ou
26 retraits d'entreposage à Dawn), nous avons structuré le tableau de la pièce SCGM-4
27 document 9 de façon à faire ressortir les outils nécessaires à la rencontre des contraintes
28 énumérées précédemment.

29 30 **7.4 Contrats de transport**

31 La première contrainte que doit rencontrer une structure de contrats de transport est que le
32 débit total fourni par ces contrats doit permettre de rencontrer la demande de pointe. Pour

1 chacune des structures de transport identifiées à la section A, le débit de pointe fourni par
2 les contrats de transport est spécifié à la ligne 19 colonne 4, 6 et 8. Ce débit de 22 090
3 10^3m^3 de transport journalier est constitué de la somme des lignes 1, 4, 7, 8, 13, 16, 17 et
4 18. On peut constater que dans chacune des structures, le débit de pointe fourni est le
5 même mais il est rencontré par des proportions différentes de transport LH et SH. Chacune
6 de ces structures rencontre le critère de débit de pointe et elles sont donc comparables
7 entre elles au niveau de ce critère.

8 9 **7.5 Autres éléments**

10 La seconde contrainte que doit rencontrer une structure d'outils d'approvisionnement est
11 que le volume total de gaz naturel transporté en franchise doit permettre de fournir les
12 demandes saisonnières et annuelles. Pendant la période d'hiver, SCGM doit potentiellement
13 amener en franchise des volumes additionnels à ceux fournis par la capacité contractuelle
14 du transport LH. Sur la saison hivernale, ces volumes additionnels potentiellement requis
15 varient selon le niveau contractuel du transport LH. Plus le niveau contractuel de transport
16 LH est élevé, moins on aura besoin d'amener des volumes d'une autre source et vice-versa.

17
18 Étant donné les coûts élevés du transport LH, les niveaux contractuels envisagés dans
19 chacune des trois structures font en sorte que des volumes additionnels hivernaux doivent
20 provenir d'une autre source. Traditionnellement, cette autre source était et demeure le site
21 d'entreposage de Dawn. Cependant, selon les différentes structures examinées, les
22 volumes qui sont acheminés à partir de Dawn ne proviennent plus exclusivement de retraits
23 du site d'entreposage. En effet, dans l'une des structures présentées, SCGM procède à des
24 achats de gaz naturel à Dawn en sus des retraits du site d'entreposage afin de rencontrer la
25 demande saisonnière. Les trois structures examinées exposent ces trois façons différentes
26 de rencontrer la demande saisonnière et annuelle. Le respect de cette contrainte permet la
27 comparaison de ces trois structures au niveau de ce critère.

28 29 **7.5.1 Structure 2003**

30 Cette structure rencontre la contrainte de volume saisonnier et annuel en retirant des
31 volumes du site d'entreposage de Dawn et en utilisant pleinement sa capacité contractuelle
32 totale de transport LH en hiver. En été, des capacités de transport LH non requises sont

1 vendues sur le marché. Nous retrouvons donc pour cette structure particulière, des revenus
2 de vente de capacités de transport LH non utilisé à la ligne 23 de la section B.

3
4 **7.5.2 Structure 2004**

5 Cette structure rencontre également la contrainte de volume saisonnier et annuel non
6 seulement en retirant des volumes du site d'entreposage de Dawn en hiver mais en
7 achetant directement à Dawn des volumes de gaz en hiver et en été. Cette structure ne
8 pourrait pas rencontrer la demande annuelle totale sans l'achat de gaz naturel à Dawn car
9 la capacité contractuelle totale du transport LH n'est pas suffisante pour transporter tout le
10 gaz naturel requis sur une base annuelle.

11
12 Par rapport à la Structure 2003, nous retrouvons des coûts additionnels reliés aux achats de
13 gaz naturel à Dawn à la ligne 22. Il n'y a pas de revenu de vente de transport. L'espace
14 contractuel d'entreposage est le même que dans la structure 2003 mais des coûts
15 additionnels d'entreposage sont encourus en raison d'une utilisation légèrement plus
16 intensive des contrats d'entreposage (ligne 24). Une légère modification du profil d'achats
17 annuel de gaz naturel résulte en une diminution de coûts indiqué à la ligne 25.

18
19 **7.5.3 Structure alternative**

20 Cette structure rencontre la contrainte de volume saisonnier et annuel en retirant des
21 volumes du site d'entreposage de Dawn et en utilisant pleinement sa capacité de transport
22 LH en hiver. En été, le transport LH est également pleinement utilisé, à la fois pour fournir la
23 demande des clients et pour procéder aux injections requises.

1 Par rapport à la Structure 2003, la Structure alternative nécessite une augmentation de
2 l'espace contractuel d'entreposage à Dawn. Il en résulte une augmentation de coût
3 d'entreposage indiqué à la ligne 24. Cet entreposage additionnel permet de modifier le profil
4 annuel d'achats de gaz naturel, ce qui génère les économies indiquées à la ligne 25. Étant
5 donné l'entente de confidentialité sur les taux unitaires des contrats d'entreposage avec
6 Union Gas, nous ne fournissons ici que la variation de coût total d'entreposage entre les
7 différentes structures incluant les frais variables, le gaz de compression et les frais
8 financiers pour garder le gaz naturel en inventaire.

9 10 **7.6 Sensibilité**

11 7.6.1 Au différentiel de prix été-hiver du gaz naturel

12 Le différentiel entre le prix estival et hivernal du gaz naturel modifie les économies relatives
13 des structures examinées. La pièce SCGM-4 document 10 présente un graphique illustrant
14 la variation des économies annuelles relatives, entre les économies de la Structure 2004 et
15 de la Structure alternative par rapport à la Structure 2003, en fonction du différentiel de prix
16 hiver-été. La différence entre les économies provient essentiellement de la rentabilité accrue
17 ou réduite de l'espace d'entreposage versus les achats de gaz naturel effectués en hiver.

18
19 En effet, un différentiel de prix hiver-été élevé signifie qu'on paie plus cher pour acheter le
20 gaz naturel en hiver. Plus le différentiel de prix est élevé plus il est bénéfique d'entreposer le
21 gaz naturel. SCGM anticipe sur l'horizon du plan un différentiel de prix moyen se situant
22 autour de 0,65 \$/GJ. Il est à noter que ce différentiel de prix est le différentiel de prix moyen
23 attendu sur tous les volumes achetés en hiver et non seulement sur une courte période ou
24 pour de faibles volumes.

1 7.6.2 Au niveau absolu du prix du gaz naturel

2 Le niveau absolu du prix du gaz naturel modifie également les économies relatives des
3 structures examinés. La pièce SCGM-4 document 11 présente un graphique illustrant la
4 variation des économies annuelles relatives entre la Structure 2004 et la Structure
5 alternative par rapport à la Structure 2003, en fonction du niveau absolu du prix du gaz
6 naturel. La différence entre les économies provient encore une fois de la rentabilité accrue
7 ou réduite de l'espace d'entreposage versus les achats de gaz naturel effectués en hiver.

8
9 En effet, le niveau absolu du prix du gaz naturel augmente les coûts de financement
10 encourus pour garder le gaz naturel en inventaire. Les coûts du gaz de compression requis
11 pour les injections et les retraits du site d'entreposage de Union Gas sont également plus
12 élevés lorsque le niveau absolu du prix du gaz naturel est élevé. Le gaz naturel acheté en
13 hiver à Dawn évite ces coûts.

14
15
16
17 **8. APPROVISIONNEMENTS REQUIS**

18
19 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les
20 années 2005 et 2006 du plan.

21
22 **8.1 Fourniture de gaz naturel**

23 Pour les plans d'approvisionnement 2005 et 2006, SCGM prévoit acheter directement à
24 Dawn un volume de gaz naturel se situant entre 501 et 686 10⁶m³ pour l'année 2005 et
25 entre 158 10⁶m³ et 713 10⁶m³ pour l'année 2006. Ces plages sont illustrées à la pièce
26 SCGM-4, document 5. La politique de produits dérivés financiers approuvée par la Régie
27 s'appliquera à ces volumes de la même façon qu'aux volumes achetés à Empress.

28
29 **8.2 Transport**

30 Selon le scénario des livraisons globales de gaz naturel présenté à la section 4.3, SCGM
31 devra fournir entre 5 199 10⁶m³ et 5 437 10⁶m³ en 2005 et entre 5 173 10⁶m³ et 5 463 10⁶m³
32 en 2006 selon le niveau d'interruptions. La pièce SCGM-4, document 5 contient les plages

1 de débits envisagées pour les segments de transport qui composent le plan
2 d'approvisionnement de SCGM pour la période concernée. Le débit de transport
3 éventuellement fourni par les clients en service de livraison est inclus dans la capacité des
4 plages de FTLH.

6 **8.3 Équilibrage**

7 SCGM prévoit détenir de la capacité d'entreposage pour un total variant entre 739 10⁶m³ et
8 950 10⁶m³ pour l'année 2005 et entre 633 10⁶m³ et 977 10⁶m³ pour l'année 2006. La pièce
9 SCGM-4, document 5 contient le détail des plages de volumes éventuellement entreposés
10 par SCGM pour les périodes concernées. Le renouvellement au prix du marché du contrat
11 de 156 10⁶m³ avec Union Gas pour l'année 2004 est inclus dans la capacité de 544 10⁶m³
12 stipulée pour l'année 2005.

14 **8.4 Impact de la température**

15 La pièce SCGM-4, document 6 présente les impacts de la température pour une structure
16 donnée d'approvisionnement. Comme on peut le constater, la majorité des variations des
17 volumes de ventes dues à la température se répercute par une variation des interruptions et
18 de la capacité de transport non utilisé. On ne retrouve pas de variation des achats de gaz
19 naturel à Dawn puisque la structure sous-jacente à ces scénarios implique des volumes
20 d'achats de gaz naturel à Dawn fixés a priori. L'utilisation d'une autre structure sous-jacente
21 des outils d'approvisionnement aurait produit des résultats numériquement différents mais
22 directionnellement semblables.

24 **8.5 Scénario favorable**

25 La pièce SCGM-4, document 7 présente les plages de valeurs pour le scénario
26 d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situent au
27 niveau du scénario favorable tel qu'indiqué à la section 4.4.

28
29 Sous le scénario favorable, la demande de pointe augmente à 29 876 10³m³/j et à
30 31 275 10³m³/j pour les années 2005 et 2006 respectivement. Les structures sous-jacentes
31 qui génèrent les plages de ce scénario supposent que SCGM peut obtenir les débits
32 additionnel requis sur le tronçon Empress-Montréal et sur le tronçon Dawn-Montréal. Donc,

1 par rapport au scénario régulier, l'approvisionnement additionnel requis pour les volumes du
2 scénario favorable est fourni à la fois par une augmentation de capacité de transport, par
3 une diminution de la capacité non utilisée du transport de façon globale, ainsi que par une
4 augmentation des interruptions et des achats de gaz naturel à Dawn et à Empress.
5 L'augmentation des achats de gaz naturel à Empress n'est pas visible spécifiquement, elle
6 doit être déduite en comparant les volumes de transport total utilisé sur le tronçon Empress-
7 Montréal dans les scénarios régulier et favorable. L'augmentation des achats de gaz naturel
8 à Dawn est directement observable en comparant la donnée spécifique de chaque scénario.
9

10 **8.6 Optimalité des structures sous-jacentes au scénario favorable**

11 Dans sa décision D-2002-196, la Régie a exprimé une préoccupation quant à l'optimalité
12 des outils additionnels éventuellement contractés pour desservir une augmentation de la
13 demande de la clientèle interruptible, notamment quant à l'existence de capacités de
14 transport non utilisé. La présente section a pour but de renseigner la Régie sur cette
15 préoccupation spécifique.
16

17 L'optimalité des outils contractés pour fournir une demande spécifique dépend non
18 seulement des prix, mais également des disponibilités marchandes des différents outils.
19 Différents scénarios sont élaborés afin de refléter l'impact de ces contraintes sur les
20 structures d'approvisionnement permettant de desservir une augmentation de la demande
21 de la clientèle interruptible. Les plages présentées à la pièce SCGM-4 document 7 sont le
22 reflet de ces contraintes.
23

24 Un scénario possible consisterait pour le distributeur à ne pas se procurer d'outils
25 additionnels et, par conséquent, à fournir des volumes aux clients interruptibles à partir de
26 capacités existantes seulement. Cette option produirait des niveaux d'interruptions élevés.
27 Lorsque nous avons élaboré les plages de FTLH non utilisées dans le scénario favorable de
28 l'an passé, nous avons omis le chiffre 0 car nous considérions ce scénario trop restrictif.
29 Cette année, nous avons incorporé cette structure dans les plages du scénario favorable et
30 c'est pourquoi on y retrouve maintenant le chiffre 0.
31

1 Des scénarios impliquant des capacités de transport additionnelles sont également
2 envisagés car nous ne devons pas exclure a priori que la clientèle interruptible désire payer
3 des sommes additionnelles afin d'abaisser les niveaux d'interruptions élevés qui seraient
4 générés par la structure précédente. Par exemple, l'utilisation du programme de gaz
5 d'appoint démontre que les clients interruptibles désirent parfois payer des montants
6 additionnels afin de réduire leur nombre de jours d'interruption. Les capacités de transport
7 additionnelles augmentent le débit disponible et réduisent ainsi les interruptions qui étaient
8 causées par le dépassement de la demande potentielle sur les outils de pointe disponible.

9
10 Selon le profil de la demande interruptible additionnelle, ces capacités de transport
11 additionnelles sont possiblement inutilisées pendant l'été, générant ainsi de la capacité
12 excédentaire sur une base annuelle. Nous ne devons donc pas exclure qu'il est possible
13 qu'une structure optimale d'outils d'approvisionnement comporte des capacités de transport
14 non utilisé.

15 16 **8.7 Stratégie pour desservir la clientèle interruptible**

17 Dans sa décision D-2002-196, la Régie demandait également à SCGM de présenter la
18 stratégie envisagée pour desservir la clientèle interruptible en regard du contexte actuel du
19 marché gazier.

20
21 Le scénario favorable présente les scénarios d'approvisionnement possibles en fonction
22 d'une augmentation prévue de la demande de la clientèle. Le contexte et les stratégies
23 décrites ci-dessous s'adressent au cas où l'augmentation de la demande surviendrait après
24 le dépôt du dossier tarifaire ou sans que le distributeur ait pu contracter des outils
25 additionnels.

26
27 La clientèle interruptible est essentiellement desservie par l'entremise du portefeuille d'outils
28 d'approvisionnement du distributeur quand la capacité n'est pas pleinement requise par les
29 clients continus.

30
31 Bien que la nouvelle structure d'outils d'approvisionnement qui a été retenue par le
32 distributeur comporte moins de capacité de transport LH que par le passé, la capacité totale

1 de transport pour acheminer du gaz au territoire du distributeur qui était de
2 21 607 10³m³/jour en novembre 2002 a augmenté à 22 090 10³m³/jour en novembre 2003.
3 Le niveau d'interruption ne devrait donc pas augmenter suite à la modification de la
4 structure des outils d'approvisionnement du distributeur.

5
6 Une fois les outils d'approvisionnement déterminés, le niveau d'interruption augmente ou
7 diminue en fonction de la variation de la demande, que cette variation de demande
8 provienne de la clientèle continue ou de la clientèle interruptible. Si la demande de la
9 clientèle interruptible s'avérait être plus importante que prévue, le distributeur pourrait être
10 en mesure de répondre à cette demande en période estivale via une combinaison de ses
11 outils existants, en contractant une capacité de transport additionnelle ou une combinaison
12 de ces deux options.

13
14 Le réseau de transport de TransCanada n'est présentement pas pleinement contracté entre
15 la frontière de l'Alberta et l'Ontario. Les probabilités sont donc importantes que la capacité
16 entre ces deux points soit disponible en période estivale. Il existe cependant un goulot
17 d'étranglement sur le réseau de TransCanada entre l'Ontario et le Québec. Le distributeur
18 détient une capacité importante de transport entre l'Ontario et le Québec et pourrait donc
19 être en mesure d'approvisionner une demande interruptible additionnelle en période estivale
20 en combinant les outils qui seraient disponibles sur le marché secondaire et ses propres
21 outils.

22
23 En fonction d'un scénario d'approvisionnement donné, une hausse de la demande de la
24 clientèle interruptible pourrait cependant entraîner une hausse du nombre de jour
25 d'interruption pour l'ensemble de la clientèle interruptible. En effet, les outils du distributeur
26 sont utilisés pour desservir la clientèle continue en premier lieu. Une hausse de la demande
27 interruptible signifie qu'un plus grand nombre de joueurs devront se partager les mêmes
28 volumes disponibles restants en hiver. Chaque joueur obtiendra donc une plus petite part
29 des volumes restants et le nombre de jours d'interruptions sera donc plus élevé pour tous.
30 Pour une année budgétaire donnée, tant que le distributeur sera en mesure de contracter
31 des outils dont le coût est inférieur ou égal au revenu généré par les clients, il sera
32 économiquement rentable pour le distributeur, et l'ensemble de la clientèle, de contracter

1 des outils additionnels ponctuels pour desservir cette demande additionnelle. Le nombre de
2 jours d'interruptions de l'ensemble de la clientèle interruptible serait donc réduit d'autant

3
4 Pour une année budgétaire spécifique, si le distributeur n'était pas en mesure de contracter
5 des outils de transport additionnels à un coût égal ou inférieur au tarif, les clients
6 interruptibles pourront alors faire un choix individuel de réduire l'impact du nombre de jours
7 d'interruptions par l'entremise des diverses modalités du gaz d'appoint soit le gaz d'appoint
8 saisonnier qui a pour but de réduire le nombre de jour d'interruption ou le gaz d'appoint pour
9 éviter une interruption. Chaque client interruptible sera donc à même de faire sa propre
10 évaluation économique du maintien de sa consommation de gaz naturel en fonction de sa
11 situation et du coût de son énergie alternative. On doit noter que le gaz d'appoint saisonnier
12 est disponible sur invitation du distributeur et que la disponibilité sera fonction de la capacité
13 qu'aura le distributeur à fournir l'équilibrage pour un tel service lorsque cette situation se
14 présentera.

15 16 **8.8 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement**

17 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
18 SCGM devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans
19 le marché. Le gaz de remplacement ainsi trouvé pourrait cependant devoir être acheté à un
20 prix supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient
21 cependant que le fournisseur fautif doit indemniser SCGM pour les coûts additionnels
22 encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.

23
24 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz
25 de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché
26 peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement. En effet,
27 Dawn n'étant pas un bassin de production comme l'est Empress, la liquidité de ce point est
28 affectée par des contraintes de capacité de transport et de retrait d'entreposage. Ces
29 contraintes sur la liquidité de Dawn pourraient se refléter dans le prix du gaz de
30 remplacement.

1 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt
2 financier à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

3
4 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière
5 des fournisseurs et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

6
7
8
9 **9. FONCTIONNALISATION DES COÛTS RELIÉS AUX CAPACITÉS DE TRANSPORT**
10 **EXCÉDENTAIRE**

11
12 Dans sa décision D-2002-196 du 26 septembre 2002, la Régie demandait à SCGM d'inclure
13 une preuve portant sur la fonctionnalisation des coûts reliés aux capacités de transport
14 excédentaire dans son prochain dossier tarifaire. Cette section explique les principes sous-
15 jacents qui motivent la fonctionnalisation de ces coûts.

16
17 Afin de fonctionnaliser correctement le coût des capacités excédentaires de transport, il faut
18 identifier la nature du service effectivement rendu par ces capacités. Afin de dégager la nature
19 du service rendu par les capacités de transport excédentaires, examinons quatre structures
20 théoriques d'approvisionnement gazier qui permettent de fournir le même profil de demande.

21
22 L'exemple 1 illustre la situation où le distributeur dispose de capacités de transport dont le débit
23 journalier contractuel total correspond à la moyenne journalière de la demande totale annuelle.
24 Le distributeur dispose également de capacités d'entreposage dont la modulation des débits de
25 retraits et d'injections permet de combler l'écart entre la demande journalière des clients et le
26 débit journalier total fourni par le(s) contrat(s) de transport.

27
28 Dans cette situation, on constate que la capacité contractuelle annuelle totale du transport est
29 pleinement utilisée. Tous les écarts entre la demande journalière et le débit journalier
30 contractuel total du(es) contrat(s) de transport sont absorbés soit par des injections, soit par des
31 retraits du(es) outils d'entreposage. Le débit journalier de l'outil de transport étant pleinement

1 modulé, il ne sert donc uniquement qu'au service de transport et les outils d'entreposage
2 assument la totalité du service d'équilibrage.

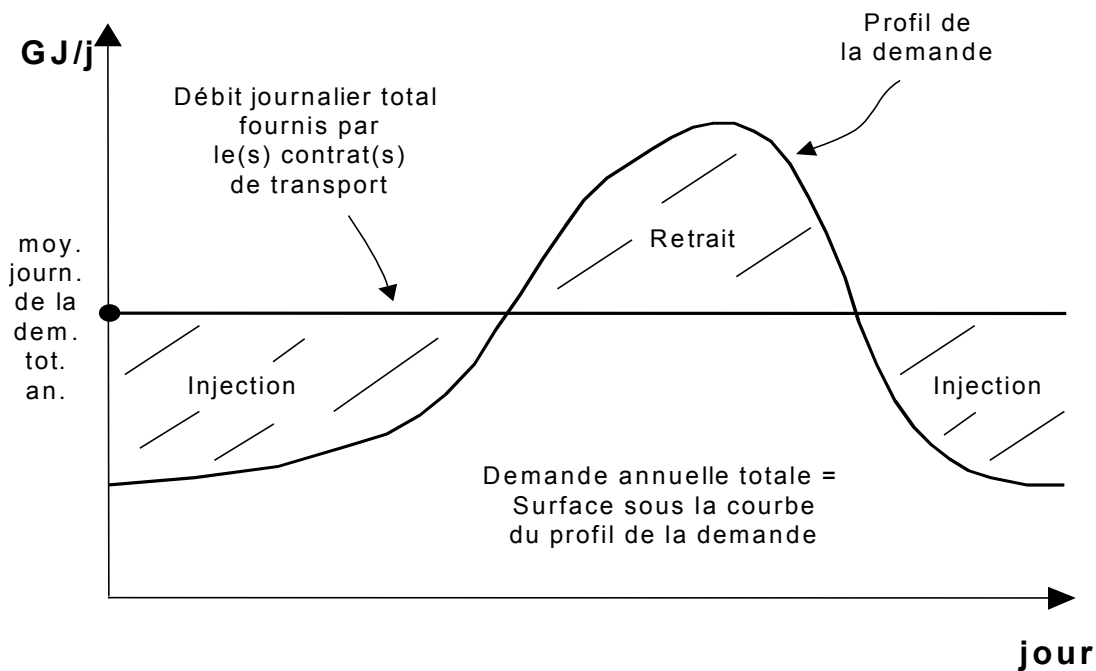
3

4 Sous cette structure, les coûts des outils de transport sont donc entièrement fonctionnalisés au
5 service de transport et les coûts des outils d'entreposage sont entièrement fonctionnalisés au
6 service d'équilibrage.

7

8 Exemple 1

9



10

11

12 L'exemple 2 illustre une situation extrême où le distributeur ne dispose d'aucun site
13 d'entreposage mais dispose de capacités de transport dont le débit journalier contractuel total
14 est égal à la demande de pointe des clients en service continu (incluant la provision de pointe
15 requise).

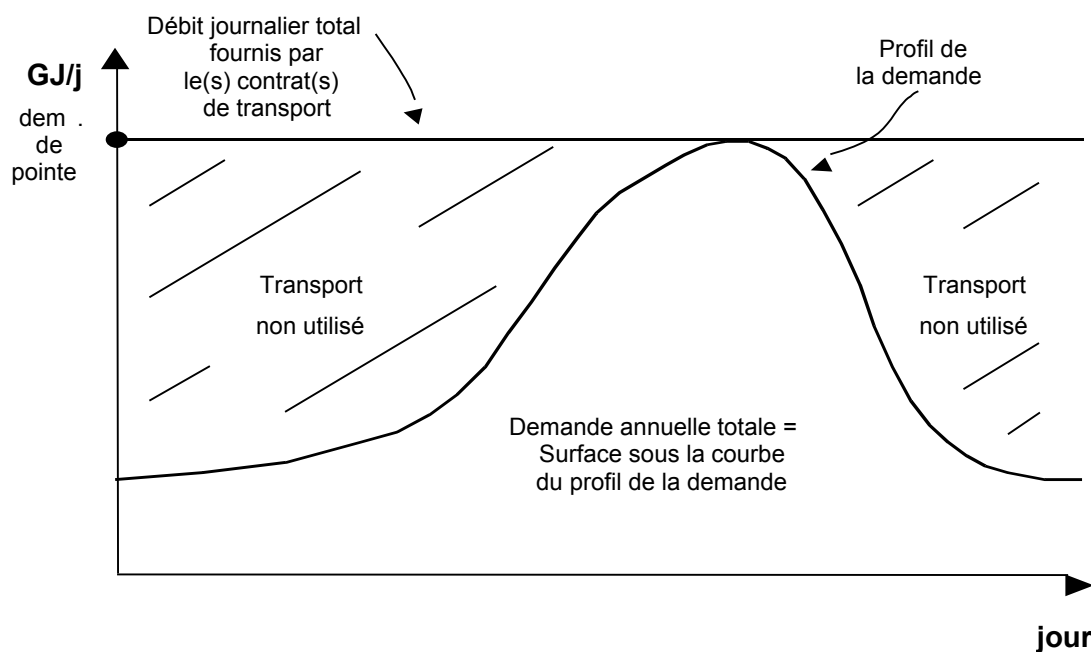
16

17 Dans cette situation, le distributeur comble les écarts entre la demande journalière des clients et
18 le débit journalier contractuel total du(es) contrat(s) de transport en modulant le niveau
19 d'utilisation de ce(s) contrat(s). Il n'y a pas d'injection ni de retrait, tout l'équilibrage est effectué
20 à l'aide de la modulation du débit disponible de l'outil de transport. Cette modulation du débit

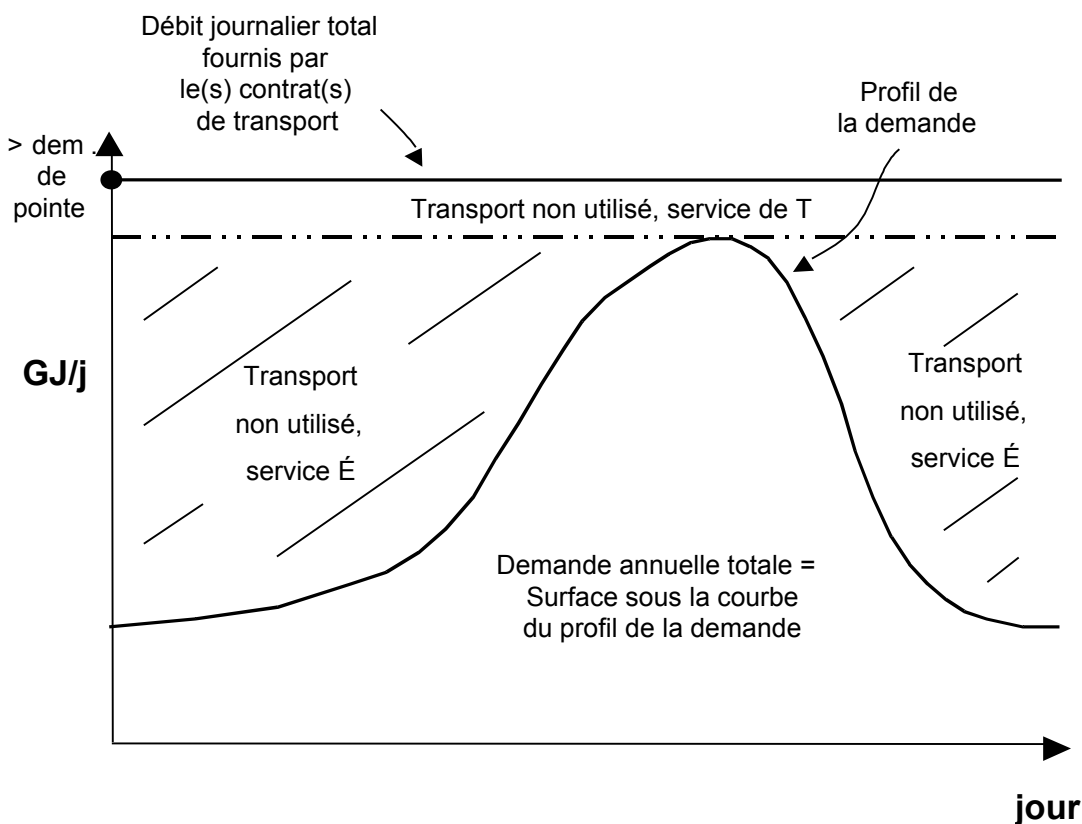
1 du(es) contrat(s) de transport implique qu'il y aura de la capacité de transport excédentaire
2 lorsque la demande ne la requiert pas. Le coût de ces capacités excédentaires représente donc
3 le coût d'équilibrer la demande à l'aide de l'outil de transport.

4
5 Sous cette structure, les coûts de transport représentés par le taux moyen à un coefficient
6 d'utilisation de 100 % multiplié par les volumes transportés sont fonctionnalisés au service de
7 transport tandis que les coûts non récupérés par les revenus de cession du transport
8 excédentaire sont fonctionnalisés au service d'équilibrage.

10 Exemple 2



12
13
14 L'exemple 3 représente une situation où le débit journalier contractuel total des outils de
15 transport excède le débit de pointe de la demande (incluant la provision de pointe requise).
16 Dans ce cas, nous serions en présence de capacités de transport non utilisé de façon
17 continue, et par conséquent, également non utilisé en période de pointe. Ces capacités de
18 transport ne seraient pas requises pour des besoins de modulation. Le coût de ces capacités
19 seraient alors fonctionnalisés au service de transport.

Exemple 3

L'exemple 4 illustré en page suivante représente une situation où le débit journalier contractuel total des capacités de pointe excède le débit de pointe de la demande (incluant la provision de pointe requise).

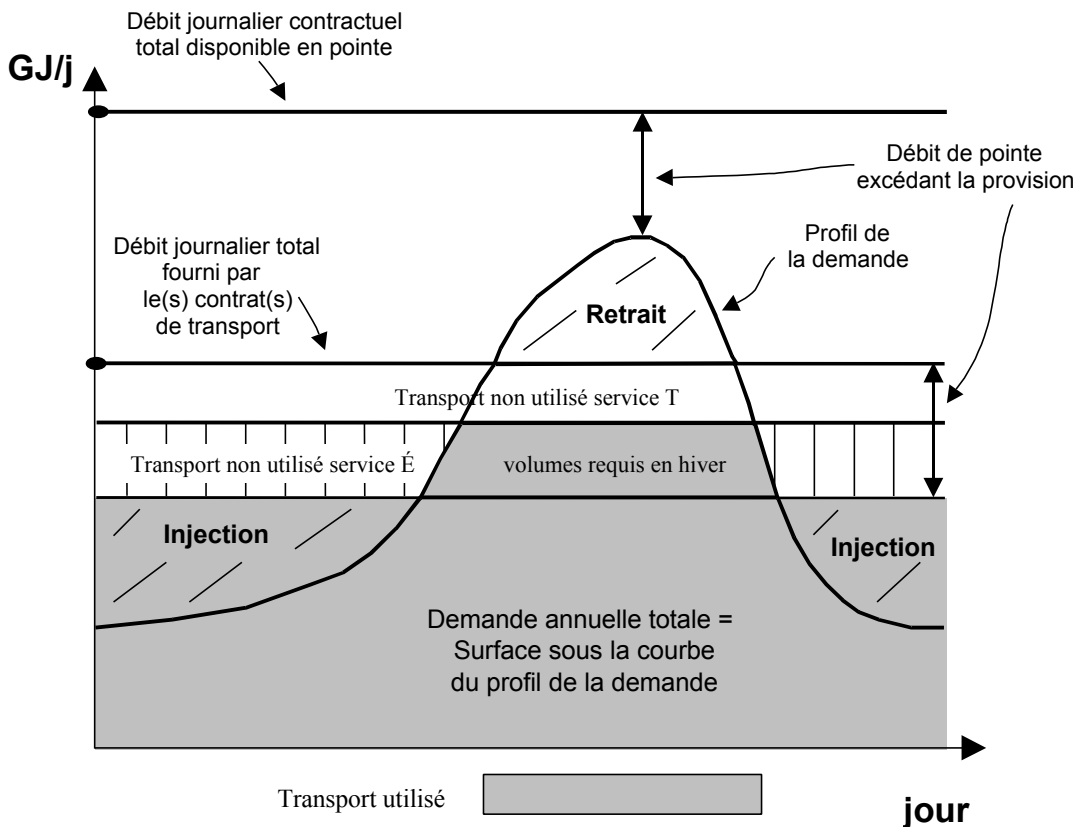
Étant donné que le débit fourni par les outils de transport fait partie intégrante du débit total disponible en période de pointe, il serait possible, dans cette situation, de se retrouver en présence de capacités de transport non utilisé de façon continue, et par conséquent également non utilisé en période de pointe.

Afin de déterminer si nous sommes en présence de capacités de transport non utilisé de façon continue, il faut vérifier si les volumes fournis par ces capacités sont requis par la demande hivernale.

Dans le cas où les volumes fournis par ces capacités ne seraient pas requis, totalement ou partiellement, par la demande hivernale, SCGM n'aurait pas à utiliser pleinement la capacité contractuelle journalière totale des outils de transport et ne modulerait donc pas totalement ces capacités. Dans cette situation, le coût des capacités excédentaires non modulées serait fonctionnalisé au service de transport et le coût des capacités excédentaires modulées serait fonctionnalisé au service d'équilibrage.

Dans le cas où les volumes fournis par ces capacités étaient totalement requis par la demande hivernale, SCGM devrait, malgré la situation excédentaire, utiliser pleinement la capacité contractuelle journalière totale des outils de transport. Ces capacités seraient donc totalement modulées et le coût de ces capacités excédentaires serait fonctionnalisé au service d'équilibrage.

Exemple 4



1 **Conclusion**

2 Puisque le service d'équilibrage peut être rendu soit par l'utilisation d'outils d'entreposage, soit
3 par la modulation d'outils de transport ou d'une combinaison des deux, seules les capacités de
4 transport non requises pour fins de modulation doivent être fonctionnalisées au service de
5 transport. En effet, l'absence de modulation de ces capacités indique qu'elles ne sont pas
6 utilisées pour répondre aux variations journalières de la demande et que leur coût n'est donc
7 pas relié au service d'équilibrage.

8
9 Dès l'instant où le débit journalier contractuel total du(es) contrat(s) de transport est pleinement
10 utilisé, cela signifie que chaque unité de transport a été modulée. Les coûts reliés aux capacités
11 excédentaires doivent alors être fonctionnalisés au service d'équilibrage puisque ces capacités
12 ont été utilisées de façon à répondre aux variations journalières de la demande.

13
14 Afin de budgétiser correctement les coûts des outils de transport excédentaire, nous devons
15 déterminer si ces capacités de transport seront modulées ou non. Nous utilisons comme critère
16 leur utilisation prévue lors de la journée de pointe. En effet, si nous ne prévoyons pas utiliser
17 pleinement le débit journalier contractuel total du(es) contrat(s) de transport pendant cette
18 période, c'est que la partie non utilisée de ce débit ne sera pas modulée du tout puisque la
19 période de pointe est le moment où le distributeur fait face à sa demande journalière maximale.
20 La période de pointe est donc utilisée pour identifier la présence de modulation de l'outil de
21 transport et par le fait même pour fonctionnaliser correctement les coûts de ces capacités
22 excédentaires.