

PLAN

D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

HORIZON 2003 - 2005

Témoins : Sophie Brochu
Yves D'Amour
Lyne Mercier
Éric Nadeau

T A B L E D E S M A T I È R E S

SOMMAIRE.....4

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES.....6

1. INTRODUCTION.....8

2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE.....8

 2.1 Hypothèses économiques8

 2.2 Hypothèses énergétiques..... 10

3. SITUATION CONCURRENTIELLE..... 15

 3.1 Ventes Grandes Entreprises 15

 3.2 Petit et moyen débits..... 16

 3.3 Résidentiel 17

 3.4 Commercial..... 19

4. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL20

 4.1 Ventes Grandes Entreprises20

 4.2 Petit et moyen débits.....21

 4.3 Livraisons globales.....23

 4.4 Scénario favorable24

 4.5 Services de Transport et d'Équilibrage fournis par le client25

 4.6 Aléa climatique.....25

5. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....26

6. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	30
6.1 Fourniture de gaz naturel	30
6.2 Transport.....	30
6.3 Équilibrage	30
7. APPROVISIONNEMENTS REQUIS	31
7.1 Fourniture de gaz naturel	31
7.2 Transport.....	31
7.3 Équilibrage	32
7.4 Impact de la température.....	33
7.5 Scénario favorable	34
7.6 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	34

SOMMAIRE

Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par SCGM, les approvisionnements gaziers requis, avant interruption, pour les années 2003 à 2005 en 10⁶m³ sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	2003	2004	2005
Ventes Grandes Entreprises	2452,6	2496,6	2387,4
Petit et moyen débits	2819,5	2909,6	3006,1
TOTAL :	5272,1	5406,2	5393,5

L'augmentation des livraisons prévue en 2004 est principalement causée par une croissance économique soutenue et par l'effet des nouvelles ventes dans le marché des grandes entreprises. La stabilité des volumes en 2005 s'explique par la réduction des volumes au service interruptible, causée par une situation concurrentielle défavorable au mazout no 6, qui vient contrer l'augmentation des volumes aux petit et moyen débits.

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

1 Pour la première année du plan, SCGM se retrouvera avec des capacités excédentaires, en
2 raison d'une baisse de la demande due au prix élevé du gaz naturel ces deux dernières
3 années.

4

5 Afin de répondre à la demande de gaz naturel en 2004 et 2005, SCGM entend, entre autres,
6 acheter directement à Dawn un volume de gaz se situant entre 264 et 1 188 10⁶m³. Cette
7 opportunité se présente en raison d'une offre accrue de transport entre Empress et Dawn,
8 causée par la construction de nouveaux gazoducs et l'échéance, en novembre 2003, d'une
9 partie importante des contrats de transport de SCGM depuis Empress.

10

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

14

1	GMI NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de
2		SCGM et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison
3		NDA (« Northern Delivery Area ») de TCPL
4		
5	GNL	Gaz Naturel Liquéfié; Abréviation utilisée au sens large pour
6		désigner l'usine de liquéfaction de SCGM
7		
8	Joule	Unité de mesure de l'énergie
9		
10	NIT	Nova Inventory Transfer. Point virtuel situé sur le réseau de
11		collecte intra-Alberta de TCPL et auprès duquel le gaz est
12		transigé
13		
14	NOVA	Réseau intra-Alberta de TCPL
15		
16	PDL	Site d'entreposage de Pointe du Lac
17		
18	PIB	Produit intérieur brut. Somme des valeurs des biens et services
19		issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
20		
21	STS	Storage Transportation Service. Service de transport ferme entre
22		Parkway et GMI EDA. Ce service est disponible du 1 ^{er} novembre
23		au 15 avril inclusivement de chaque saison hivernale.

1

2 **1. INTRODUCTION**

3

4 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2003 à 2005, est le premier préparé par
5 SCGM suite à l'entrée en vigueur, en août 2001, du *Règlement sur la teneur et la périodicité du*
6 *plan d'approvisionnement*, définissant le contenu et la périodicité du Plan à être soumis à
7 l'approbation de la Régie.

8

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

15

16

17 **2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE**

18

19 2.1 Hypothèses économiques

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

22

Tableau 1

HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES			
	<u>2002-2003</u>	<u>2003-2004</u>	<u>2004-2005</u>
Croissance de la population en %	0,3%	0,3%	0,2%
Croissance du PIB canadien en %	3,80%	4,10%	3,10%
Croissance du PIB québécois en %	3,80%	4,10%	3,10%
Croissance de l'inflation canadienne en %	1,90%	2,10%	2,00%
Croissance de l'inflation québécoise en %	1,90%	2,10%	2,00%
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,652	0,639	0,640

Sources des prévisions*Population Québec :**Conference Board du Canada (hiver 2002)**PIB Canada 2002-2003 :**Consensus Forecast (février 2002)**PIB Canada 2003-2004 et 2004-2005 :**Conference Board du Canada (hiver 2002)**Inflation Canada 2002-2003 :**Consensus Forecast (février 2002)**Inflation Canada 2003-2004 et 2004-2005 :**Conference Board du Canada (hiver 2002)**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 2002-2003 :**Consensus Forecast (février 2002)**Taux de change 2003-2004 et 2004-2005 :**Conference Board du Canada (hiver 2002)*

1
2
3 Pour l'année 2002-2003, SCGM a utilisé le Consensus Forecast de février 2002 comme
4 principale source de prévisions. Pour les deux dernières années du plan, SCGM a choisi
5 d'utiliser les prévisions du Conference Board du Canada. Cette institution révisé ses
6 prévisions 5 ans à tous les trimestres, alors que le Consensus Forecast publie des
7 prévisions de long terme une fois par année, au mois d'octobre. La publication du mois
8 d'octobre 2001 n'était plus à jour au moment de rédiger le présent plan
9 d'approvisionnement.

10
11

2.2 Hypothèses énergétiques

Gaz naturel

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

Tableau 2

Prévisions fondamentales Prix du gaz naturel à Aeco (\$/GJ)			
	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Ross Smith Energy Group (fév. 2002)	4,45	4,50	4,55
Gilbert Laustsen Jung (mars 2002)	4,41	4,45	4,45
Sroule (mars 2002)	3,86	4,12	4,20
Purvin & Gertz (fév 2002)	3,02	2,70	2,73
Enerdata (mars 2002)	4,54	4,45	4,36
Moyenne	4,06	4,04	4,06

Tableau 3

Marché financier - moyenne 15 au 28 mars 2002 (\$/GJ)			
	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Source : CIBC	5,00	5,10	5,20

Tableau 4

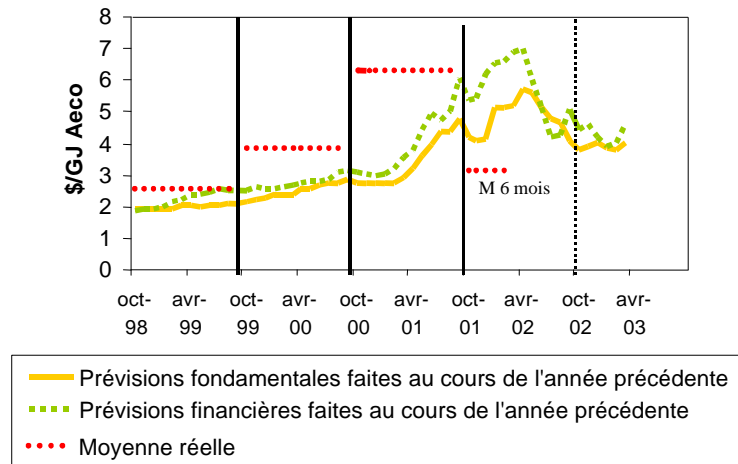
Hypothèses retenues par SCGM (\$/GJ)	
Aeco 2002-2003	5,00
Prix à Empress	5,16
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,26
Prix du gaz de compression	0,31
Aeco 2003-2004	5,10
Prix à Empress	5,26
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,33
Prix du gaz de compression	0,32
Aeco 2004-2005	5,20
Prix à Empress	5,36
Prix du service de fourniture de gaz naturel de SCGM	5,39
Prix du gaz de compression	0,33

1
2
3
4
5
6
7
8

Le choix du prix des contrats d'échange pour établir le prix du service de fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de ce prix.

Qui plus est, comme le démontre le graphique suivant, le marché financier a mieux réussi à prévoir les prix du gaz naturel que les prévisions fondamentales depuis quelques années.

Prévisions financières et fondamentales vs prix réels observés



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

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

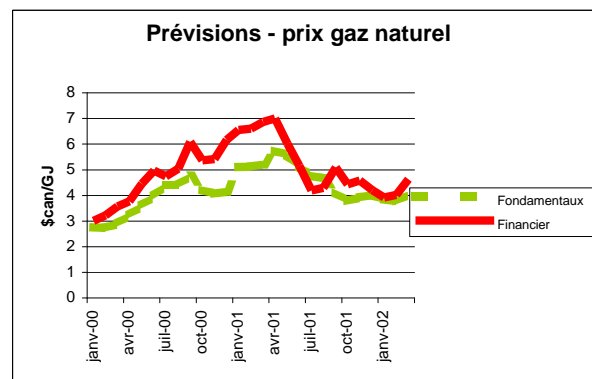
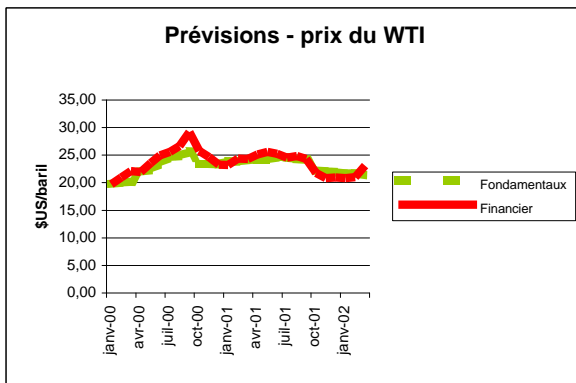
Par exemple, les prévisions fondamentales et financières des prix du gaz naturel à Aeco pour l'année tarifaire 1998-1999, établies d'octobre 1997 à septembre 1998, sont mises en relation avec les prix annuels réels moyens effectivement observés durant l'année 1998-1999.

On remarque que pour les années 1998-1999, 1999-2000 et 2000-2001, le marché financier était plus près des prix réels que les prévisions fondamentales. L'année 2001-2002 semble faire exception à ce constat. Il faut cependant noter qu'au moment d'écrire ces lignes, nous ne disposons que de six mois réels en 2001-2002.

Prix du pétrole et produits pétroliers

Les tableaux 5 et 6 présentent les prévisions fondamentales et les prix offerts sur le marché financier des produits pétroliers 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 démontre 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.



12

Tableau 5

Prévisions fondamentales WTI (\$US/baril)			
	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Ross Smith Energy Group (fév. 2002)	23,00	23,00	23,70
Gilbert Laustsen Jung (mars 2002)	21,00	21,00	21,00
Sproule (mars 2002)	20,79	21,12	21,44
Purvin & Gertz (fév. 2002)	21,99	22,33	22,87
Moyenne	21,70	21,86	22,25

Tableau 6

Marché financier - moyenne 15 au 28 mars 2002 (\$US/baril)			
	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Source: CIBC	23,50	23,10	22,60

Tableau 7

Hypothèses retenues par SCGM	
2002-2003 - prix du WTI (\$US/baril)	23,50
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	29,65
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	28,21
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,29
2003-2004 - prix du WTI (\$US/baril)	23,10
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	29,76
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	28,32
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,29
2004-2005 - prix du WTI (\$US/baril)	22,60
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - \$CAN/ baril	29,11
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - \$CAN/ baril	27,69
Mazout no 2 - \$CAN/ litre	0,28

1
2
3
4
5
6
7
8

Tarifs de l'électricité

Le gel des tarifs électriques réguliers est maintenu jusqu'au 1er mai 2004. Par la suite, nous avons supposé qu'ils seront majorés en fonction du taux d'inflation. Quant au tarif bi-énergie qui est en attente d'une révision de la Régie, voici les hypothèses retenues par SCGM.

	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
9 Tarif bi-énergie - ¢/kWh	3,27	5,40	7,14

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31

3. SITUATION CONCURRENTIELLE

Les tableaux de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2003-2005 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.

Gaz naturel

Pour chacun des cas types, une évaluation des frais d'exploitation est calculée en appliquant la grille tarifaire en vigueur (incluant le gaz de compression) et en appliquant également le prix du service de fourniture du gaz naturel.

Mazout

La prévision du prix du mazout utilisée pour illustrer la situation concurrentielle a été présentée au tableau 7. À ces prix, sont ajoutés des frais de transport de 0,75 \$/baril. Ces prix sont convertis en ¢/litre avec un facteur de 159,1 litres par baril, lequel est multiplié par un facteur de conversion de 0,8917 pour obtenir le prix en ¢/m³.

Exemple :

Prix	Volume converti en m ³
28,21 \$/baril + 0,75 \$/baril =	28,96 \$/ 159,1 l/baril x 0,8917 X 100 = 16,23 ¢/m ³

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 2003-2005 (GAZ = 100)						
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES						
Marché	2002-2003		2003-2004		2004-2005	
	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	59	56	58	55	56	53
13 000 000 m ³	61	58	60	57	58	55
Industriel interruptible						
1 700 000 m ³	61	58	60	57	58	55
20 000 000 m ³	64	61	63	60	61	58

1
2

3 La position concurrentielle du gaz naturel n'est pas favorable face au mazout no 6, son
4 principal concurrent, durant toute la période couverte par le plan d'approvisionnement, et ce,
5 autant pour les clients au service continu que pour ceux au service interruptible. Selon les
6 hypothèses de prix retenues, la position concurrentielle du gaz naturel se dégradera
7 d'environ 3 % entre 2003 et 2005.

8

9 3.2 Petit et moyen débits

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

12

Tableau 9

VENTES PARTENARIAT										
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2003-2005 (GAZ = 100)										
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES										
Type de client	Volume annuel (m ³)	2002-2003			2003-2004			2004-2005		
		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	82	93	S/O	83	93	S/O	81	94	S/O
Unifam.- équip. existants	3 179	75	87	S/O	75	87	S/O	74	88	S/O
Commercial										
	14 600	68	117	78	68	116	97	67	118	127
	100 000	73	118	83	72	116	103	70	119	128
	400 000	84	141	99	84	140	123	81	142	153

1
2

3

4

3.3 Résidentiel

5

La position concurrentielle du gaz naturel face au mazout demeure difficile et stable d'ici 2005, alors que face à l'électricité régulière, le gaz naturel est pratiquement à parité dans le cas d'une résidence « haute efficacité ».

8

Le cas type présenté au tableau de la situation concurrentielle est celui d'une résidence de 160 m² car il est le plus représentatif pour illustrer la situation concurrentielle du gaz naturel dans ce marché. Deux niveaux d'efficacité des équipements et des normes d'isolation, soit la haute efficacité et l'efficacité standard, tels que définis ci-dessous, sont évalués pour ce cas type.

14

Haute efficacité :

16

Résidence construite après 1983 rencontrant la norme d'isolation « Loi 9 » et des appareils démontrant une efficacité de 92 % au gaz naturel, de 85 % au mazout et de 97 % à l'électricité.

19

1 Efficacité standard :

2 Résidence existante rencontrant les normes d'isolation d'avant 1965 et des appareils
3 démontrant une efficacité de 74 % au gaz naturel, de 75 % au mazout et de 97 % à
4 l'électricité.

5

6 Besoins énergétiques totaux :

7 Pour le cas type présenté, les besoins énergétiques totaux (base et chauffage) sont établis
8 en kWh par année et totalisent respectivement 24 766 kWh et 32 091 kWh pour la haute
9 efficacité et pour l'efficacité standard. La consommation de gaz naturel équivalente (base et
10 chauffage) correspond à un volume annuel de gaz de 1923 m³ pour la haute efficacité et de
11 3179 m³ pour l'efficacité standard.

12

13 Pouvoir calorifique des énergies :

14 Le pouvoir calorifique du gaz naturel est établi à 37 890 kJ/m³, celui du mazout no 2 à
15 38 970 kJ/l et celui de l'électricité à 3 600 kJ/kWh.

16

17 **Calcul de la situation concurrentielle du gaz naturel**

18 Les coûts annuels des sources énergétiques sont calculés en tenant compte des besoins
19 énergétiques totaux, du pouvoir calorifique des énergies, du prix des énergies et des frais de
20 transport, de distribution et d'équilibrage. Les coûts du transport, de la distribution et de
21 l'équilibrage du gaz naturel sont calculés à partir de la décision tarifaire D-2001-232 en vigueur
22 le 1^{er} octobre 2001.

23

24 La situation concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout no 2 est alors obtenue en
25 calculant le ratio du coût annuel au mazout no 2 sur le coût annuel au gaz naturel. De la même
26 manière, la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité régulière est
27 obtenue en calculant le ratio du coût annuel de l'électricité sur le coût annuel du gaz naturel. Un
28 ratio inférieur à 100 % démontre une situation concurrentielle défavorable au gaz naturel alors
29 qu'à l'inverse, un ratio supérieur à 100 % illustre une situation concurrentielle favorable au gaz
30 naturel.

31

3.4 Commercial

Dans le marché commercial, le gaz naturel présente une position concurrentielle défavorable face au mazout no 2. De plus, on note une légère détérioration de 3 % en 2005.

Face à l'électricité régulière, le gaz naturel présente une position concurrentielle très favorable de 2003 à 2005.

Considérant l'hypothèse retenue quant à l'augmentation du tarif bi-énergie et son impact sur la position concurrentielle face au gaz naturel, elle devrait favoriser la croissance des consommations à compter à partir de 2004 et 2005, alors que le gaz naturel deviendra une source énergétique plus économique que ce tarif d'électricité.

Gaz naturel vs mazout

SCGM suppose un taux d'efficacité équivalent pour les appareils au gaz naturel et au mazout. Le facteur de conversion entre ces deux types d'énergie est de 0,972, lequel est utilisé pour convertir le volume de gaz en litres de mazout.

Volume annuel (m ³)	Volume converti en litres
14 600	14 600 x 0,972 = 14 191

Gaz naturel vs électricité

SCGM utilise un taux d'efficacité de 70 % pour une consommation annuelle se situant entre 100 000 et 400 000 m³ et un taux de 75 % pour une consommation annuelle de 14 600 m³. SCGM prend comme hypothèse que les appareils utilisant l'électricité ont un taux d'efficacité de 97 %. La valeur en kJ des deux sources d'énergie en présence est de 37 890 kJ par mètre cube (m³) pour le gaz naturel et de 3 600 kJ par kilowattheure (kWh) pour l'électricité.

Volume annuel (m ³)	Volume converti en kilowattheures (kWh)
14 600	$((14\,600 \times 0,75) \times 37\,890) / (3\,600 \times 0,97) = 118\,813$

1 **4. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL**2
3 4.1 Ventes Grandes Entreprises4 Les tableaux ci-dessous présentent la prévision de la demande de gaz naturel pour la durée
5 du plan d'approvisionnement ainsi que les motifs expliquant les écarts entre les années.
6

Tableau 10

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2003-2005 VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2003	2004	2005
Service continu	1559,9	1651,6	1651,7
Service interruptible	892,7	845,0	735,7
Total	2452,6	2496,6	2387,4

Tableau 11

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2003-2005 VENTES GRANDES ENTREPRISES			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
Livraisons prévues l'année précédente (avant interruptions)	2679,3	2 452,6	2 496,6
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)			
Continu T4	(2,8)	0,0	0,0
Interruptible T5	<u>3,1</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	0,3	0,0	0,0
Pertes face à la concurrence mazout			
Continu T4	(40,4)	(9,1)	0,0
Interruptible T5	<u>(230,8)</u>	<u>(60,1)</u>	<u>(142,6)</u>
Total	(271,2)	(69,2)	(142,6)
Pertes structurelles			
Continu T4	(16,7)	0,0	0,0
Interruptible T5	<u>(8,5)</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(25,2)	0,0	0,0
Fluctuations de production			
Continu T4	13,0	(7,1)	2,5
Interruptible T5	<u>(18,3)</u>	<u>(5,9)</u>	<u>(0,8)</u>
Total	(5,3)	(13,0)	1,7
Migration des clients du tarif 4 ou 5			
Continu T4	(1,7)	(2,8)	(2,8)
Interruptible T5	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Total	(1,7)	(2,8)	(2,8)
Maturation des nouvelles ventes			
Continu T4	70,5	110,4	0,0
Interruptible T5	<u>5,9</u>	<u>18,6</u>	<u>34,5</u>
Total	76,4	129,0	34,5
Livraisons anticipées au 30 septembre (avant interruptions)	2452,6	2496,6	2387,4

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

Les livraisons dans le marché des grandes entreprises seront influencées principalement par deux facteurs ayant des effets opposés. Les nouvelles ventes au service continu généreront un effet à la hausse sur les livraisons alors que la position concurrentielle défavorable du gaz naturel face au mazout no 6 occasionnera une réduction des livraisons au service interruptible.

4.2 Petit et moyen débits

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

Tableau 12

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2003-2005 VENTES PARTENARIAT	
DESCRIPTION	10^6m^3
<i>Livraisons prévues 2002 (R-3463-2001 / SCGM-3, doc. 3)</i>	2786,5
Réduction (pertes structurelles et efficacité)	(25,7)
<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2002</i>	2760,8
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(4,5)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(8,5)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	1,7
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(18,6)
Maturation des nouvelles ventes	88,6
<i>Livraisons prévues pour 2003</i>	2819,5
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(9,6)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(2,8)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	2,8
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(16,0)
Maturation des nouvelles ventes	115,7
<i>Livraisons prévues pour 2004</i>	2 909,6
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(11,0)
Réduction (économies, efficacité et substitution partielle)	(2,8)
Migration des clients du tarif 4 ou 5	2,8
Pertes structurelles (contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(22,3)
Maturation des nouvelles ventes	129,8
<i>Livraisons prévues pour 2005</i>	3 006,1

1
2

L'écart entre les prévisions de 2003 et 2004 représente une augmentation de $90,1 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ alors que l'écart entre les prévisions de 2004 et 2005 représente une augmentation de $96,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$.

L'amélioration du contexte économique en 2003 génère une croissance soutenue des nouvelles ventes qui explique en grande partie cette progression. Le dégel graduel du tarif bi-énergie explique également une partie de la croissance des nouvelles ventes en 2004 et 2005.

4.3 Livraisons globales

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

Tableau 13

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2003-2005 PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10^6 m^3		
	2003	2004	2005
Service continu	4379,4	4561,1	4657,6
Service interruptible	892,7	845,0	735,8
Total	5272,1	5406,2	5393,5

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.

L'augmentation des livraisons de $134,1 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ prévue entre 2003 et 2004 est principalement causée par une croissance économique soutenue ainsi que par l'effet des nouvelles ventes dans le marché des grandes entreprises.

Pour 2005, les livraisons demeureront similaires à celles de 2004 puisque l'augmentation des volumes au petit et moyen débits sera totalement absorbée par la réduction des volumes au service interruptible. Cette situation étant causée par une situation

1 concurrentielle défavorable au mazout no 6, source énergétique privilégiée par certains
2 grands clients au terme de leur contrat.

3
4 4.4 Scénario favorable

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

8
9 La demande du marché de la grande entreprise, ayant subi une compression importante au
10 cours des dernières années par une position concurrentielle difficile, pourrait s'accroître de
11 façon significative dans un contexte concurrentiel favorable face au mazout. Plusieurs
12 grands clients ayant délaissé complètement le gaz naturel pourraient utiliser à nouveau le
13 gaz naturel comme source énergétique.

14
15 Au service interruptible, les clients dont les contrats n'ont pas été renouvelés ou ceux
16 consommant qu'une partie de leur pleine capacité pourraient générer une demande
17 additionnelle de gaz naturel de $962,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2005 alors qu'au service continu, la
18 demande additionnelle pourrait atteindre $254,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$, pour une demande additionnelle
19 totale de $1\,217 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2005.

20
21 La demande provenant du marché des clients de petit et moyen débits serait relativement
22 stable dans un contexte de position concurrentielle favorable puisque le gaz naturel est déjà
23 dans une position concurrentielle favorable dans le marché commercial et à parité dans le
24 marché résidentiel face à l'électricité régulière, le principal concurrent.

25
26 Ainsi, dans un scénario favorable, la demande de gaz naturel pourrait atteindre $6\,495 \cdot 10^6 \text{m}^3$
27 en 2004 et $6\,609,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2005.

Tableau 14

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2003-2005 SCÉNARIO FAVORABLE PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2003	2004	2005
Service continu	4379,4	4814,0	4910,6
Service interruptible	892,7	1681,0	1698,5
Total	5272,1	6495,0	6609,1

1
2

Tableau 15

LIVRAISONS GLOBALES GAZ NATUREL 2003-2005 ÉCART DES SCÉNARIOS PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	10 ⁶ m ³		
	2003	2004	2005
Service continu	0	254,3	254,3
Service interruptible	0	836,0	962,7
Total	0	1090,3	1217,0

3
4

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

Il est présentement difficile d'évaluer le niveau des services de transport et d'équilibrage qui seront fournis par le client. Malgré le fait que quelques clients aient montré un intérêt à utiliser leur propre transport, aucune entente n'a été conclue jusqu'à maintenant. Pour les fins du présent plan, nous avons fait l'hypothèse que SCGM serait le fournisseur pour les services de transport et d'équilibrage pour l'ensemble de la clientèle

11

4.6 Aléa climatique

Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, SCGM a utilisé l'écart annuel total maximum bas et haut, observé entre les degrés-jours réel franchise et la normale franchise au cours des dix dernières années. Ces écarts sont respectivement de -13,9 % et 6,1 %. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au tableau de la pièce SCGM-6, document 2. Les impacts de ces variations sur le plan d'approvisionnement sont exposés dans la section 2.2.4.

12
13
14
15
16
17
18

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31

5. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

Depuis de nombreuses années, SCGM soumet, lors du dépôt de ses causes tarifaires annuelles, son plan d'approvisionnement annuel. Ce plan fait état des outils d'approvisionnement constituant son portefeuille et ceux qui seront contractés ponctuellement. Il identifie aussi les prix auxquels ces outils ont été ou seront contractés, le besoin annuel, le besoin de capacité lors de la journée de pointe et les interruptions anticipées en fonction d'une température normale. SCGM présente, ci-après, le contexte entourant les approvisionnements gaziers ainsi que la stratégie envisagée pour satisfaire les besoins de la franchise au-delà du plan annuel.

Contexte

Il convient de rappeler que le gaz consommé au Québec provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et est transporté via le gazoduc de TCPL jusqu'à la franchise de SCGM. Au cours des dernières années, de nouvelles capacités pipelinières se sont ajoutées, ce qui permet au gaz provenant de l'Ouest canadien d'être intégré au marché nord-américain. Ces nouvelles capacités pipelinières viennent concurrencer TCPL et font en sorte que ce pipeline dispose désormais de capacité excédentaire entre Empress (point d'interconnexion entre le réseau de Nova et TransCanada Mainline) et Dawn en Ontario. L'ajout de capacité de transport a augmenté l'offre qui existait déjà à Dawn – un point d'approvisionnement liquide compte tenu des capacités de stockage qui y sont importantes – jumelées à la confluence de plusieurs gazoducs (Great Lakes, ANR, Panhandle, Vector).

Par contre, la capacité entre Dawn et la franchise (point de livraison appelé GMi EDA) pour laquelle SCGM est totalement dépendante, est utilisée à pleine capacité durant les périodes de pointe en hiver et il n'existe pas pour le moment d'alternatives à ce tronçon. La forte demande dans le Nord-Est américain, notamment pour la génération électrique et pour la pointe hivernale, fait en sorte que les capacités de transport en aval de Dawn sont très prisées en raison de leur valeur stratégique.

1 L'environnement réglementaire actuel confère à SCGM des droits de renouvellement annuels
2 pour les contrats de transport venant à échéance sur TransCanada. Certains des clients de
3 SCGM peuvent, depuis le 1er octobre dernier, se faire céder de façon permanente une partie
4 des contrats de transport de SCGM, avec les droits de renouvellement y afférents. Le contrat de
5 cession de transport de SCGM stipule toutefois qu'avant de retourner la capacité de transport
6 détenu à TransCanada, le détenteur doit d'abord s'enquérir auprès du distributeur pour valider
7 si ce dernier désire conserver cette capacité de transport pour desservir sa franchise.

8
9 C'est dans ce contexte de capacité excédentaire pour une partie de ses installations que
10 TransCanada tente actuellement de négocier une entente avec ses principaux intéressés. Dans
11 sa décision découlant des audiences RH-1-2001, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a
12 donné comme instruction à TransCanada de déposer, au plus tard le 1er septembre 2002, une
13 demande tarifaire détaillée et complète, négociée ou non, pour l'année tarifaire 2003.

14
15 En réponse à la demande de l'ONÉ, TransCanada a produit un livre blanc, lequel propose un
16 modèle réglementaire et commercial devant répondre aux besoins du marché tout en tenant
17 compte de la problématique du non-renouvellement des capacités de transport. Au-delà de la
18 capacité excédentaire existante, une portion importante des contrats de transport sur
19 TransCanada viennent à échéance en novembre 2003 (37,5 %), alimentant ainsi l'incertitude
20 sur le niveau des tarifs qui prévaudront dans le futur. SCGM participe activement au processus
21 de négociation afin de défendre l'intérêt des consommateurs québécois, lesquels sont encore
22 dépendants à 100 % de ce pipeline pour leurs besoins de transport.

23
24 Afin de réduire cette dépendance au pipeline de TransCanada, SCGM a comme objectif de se
25 raccorder au bassin de la côte Atlantique. La demande accrue de gaz naturel dans le Nord-Est
26 américain fait compétition au marché canadien pour l'accès à la production de ce bassin. Les
27 méthodologies tarifaires applicables aux prolongements du système de transport pourraient
28 avoir un impact sur la compétitivité des marchés canadiens si une norme différente était
29 appliquée pour les prolongements vers les marchés canadiens que celle appliquée pour les
30 prolongements vers les marchés américains. Les promoteurs du projet Cartier, dont SCGM,
31 avaient d'ailleurs déposé une demande auprès de l'ONÉ pour faire préciser la méthodologie
32 tarifaire qui serait applicable au projet. En raison de nouvelles informations sur l'ampleur des

1 réserves et de la disponibilité de nouvelle production à court et moyen terme, ainsi qu'en
2 considération de l'opposition des producteurs et de Maritimes & Northeast Pipeline, les
3 promoteurs ont décidé de retirer leur demande pour le moment. Le développement
4 d'alternatives au pipeline de TCPL demeure cependant un objectif de SCGM ainsi que le
5 raccordement au bassin de la côte Atlantique.

6
7 SCGM avait renouvelé en mai 2000 les volumes d'entreposage venant à échéance chez Union
8 Gas au prix du marché. Sur l'horizon du plan, d'autres capacités actuellement tarifée en
9 fonction du coût de service viennent à échéance et devront être renouvelées au prix du marché.
10 Or, il appert que la valeur du stockage a encore augmenté depuis mai 2000 . En effet, les
11 courtiers compétitionnent maintenant avec les distributeurs pour l'accès au stockage, lequel leur
12 permet de renforcer leur positionnement comme fournisseur à Dawn.

13 .
14 Le prix élevé du gaz naturel depuis les deux dernières années a fait baisser la demande en gaz
15 naturel dans la franchise et tout particulièrement au niveau de la demande en service
16 interruptible. Cette situation fait en sorte que le distributeur s'est retrouvé et se retrouvera
17 encore pour la première année du plan avec des capacités annuelles de transport non utilisées
18 importantes tout en voyant les besoins de capacité pour la journée de pointe hivernale
19 augmenter à cause des nouvelles ventes dans le marché de chauffage.

20
21 Afin de rencontrer la demande, le distributeur doit contracter les outils d'approvisionnement
22 nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, de
23 rencontrer la demande saisonnière des clients continus et dans la mesure du possible celle des
24 clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire
25 face aux fluctuations dues au climat et à l'économie. Le distributeur minimise les coûts totaux
26 d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : du transport depuis l'Alberta , du
27 stockage en franchise et hors franchise, des échanges de molécule d'une période à l'autre, des
28 achats de molécule à Dawn, du service de pointe et des livraisons en franchise.

30 **Stratégie**

31 Le plan a été développé en faisant l'hypothèse que le distributeur est responsable de contracter
32 le transport nécessaire pour rencontrer la totalité de la demande dans son marché. Dans

1 l'éventualité où les clients optent pour contracter leur propre transport, ils feront face aux
2 mêmes enjeux et aux mêmes contraintes que le distributeur. Les modalités du tarif qui
3 s'appliquent (cession ou délai de sortie) feront en sorte de minimiser les conséquences
4 financières des choix du client pour le distributeur.

5

6 Comme mentionné dans le cadre des causes tarifaires précédentes, SCGM poursuit une
7 stratégie de mise en place d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié
8 géographiquement (R-3463-2001, SCGM-4, document 1, pages 3, 4 et 5).

9

10 Puisqu'une partie importante de ses contrats de transport depuis Empress en Alberta viennent
11 à échéance en novembre 2003, SCGM a, au cours de la dernière année, contracté de la
12 capacité sur le tronçon Dawn-GMi EDA. L'acquisition de ces capacités sur de plus courtes
13 distances lui permettra de se désengager éventuellement, en tout ou en partie, du contrat de
14 transport Empress-GMi EDA. En attendant de connaître plus à fond l'intérêt des clients pour la
15 détention de leur propre transport et les résultats des négociations entourant l'environnement
16 réglementaire de TransCanada, lequel pourrait modifier la dynamique du marché, SCGM
17 utilisera la flexibilité découlant des droits de renouvellement annuels de ses contrats de
18 transport.

19

20 Pour ce qui est du stockage hors franchise, SCGM avait, lors du renouvellement de
21 388 467 10³m³ en 2001, procédé à un étalement dans le temps des dates de renouvellement
22 par tranche de volume. Pour les autres capacités de stockage venant à renouvellement dans le
23 cadre du plan, SCGM réévaluera au moment opportun les coûts exigés par Union Gas par
24 rapport aux coûts des autres alternatives disponibles, soit des échanges été-hiver, des volumes
25 achetés directement à Dawn en hiver et/ou de l'utilisation de capacité de transport pour
26 satisfaire les besoins saisonniers (stockage virtuel); le tout devant être suffisamment flexible
27 pour répondre aux fluctuations de la demande en franchise et offrir un niveau de fiabilité
28 comparable à l'entreposage souterrain.

29

30

6. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

6.1 Fourniture de gaz naturel

Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de compression de SCGM est présentement constitué de quatre contrats. Trois de ces contrats sont à nomination fixe avec option de renouvellement tandis que la nomination de l'autre contrat peut être modifiée au cours de l'année avec un préavis de deux mois. Le tableau ci-dessous contient le détail des paramètres de ces contrats.

Échéance	Fournisseur	Point de Livraison	Nomination (10 ³ m ³ /j)	Volume annuel (10 ⁶ m ³)
31/10/2003	XXXX	Empress	4 466	1 630,1
31/10/2002	XXXX	Empress	309	112,8
31/10/2002	XXXX	NIT	497	181,4
31/10/2002	XXXX	NIT	294	107,3

6.2 Transport

Le portefeuille de contrats de transport que possède SCGM peut être décomposé en neuf parties selon les segments parcourus. Douze contrats de transport viennent à échéance sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le tableau de la pièce SCGM-6, document 3 contient les débits totaux de chaque segment ainsi que les échéances et les débits des différents contrats de transport. Notons que le contrat de transport Parkway-EDA de 3 313 10³m³/j dont l'échéance est le 15 avril 2003 est sujet à un renouvellement annuel.

6.3 Équilibrage

Le portefeuille d'outils d'entreposage de SCGM comporte trois contrats d'entreposage souterrain, deux transactions d'échange de gaz naturel été-hiver et une usine de liquéfaction dont SCGM est le propriétaire. Le tableau de la pièce SCGM-6, document 4 contient les volumes totaux d'entreposage ainsi que les capacités totales de retraits et d'injections actuellement détenues par SCGM avec chacune des parties et des outils

1 impliqués. De plus, les échéances portant sur les volumes et les capacités de retraits et
2 d'injections reliées à ces volumes y sont également spécifiées.

3 4 5 **7. APPROVISIONNEMENTS REQUIS**

6 7 7.1 Fourniture de gaz naturel

8 La construction des gazoducs Alliance et Vector a sensiblement changé le portrait de
9 l'approvisionnement en gaz naturel pour l'est du Canada. En effet, la venue de ces deux
10 gazoducs a augmenté l'offre de transport entre Empress et Dawn. Cette offre additionnelle
11 de transport a amené une disponibilité de gaz naturel à Dawn pour laquelle le différentiel de
12 coût par rapport à un approvisionnement à Empress permet de dégager un prix de transport
13 inférieur au tarif de TCPL.

14
15 SCGM a présentement une opportunité d'acheter pour ses clients du gaz naturel à Dawn à
16 un coût inférieur à la somme du coût d'acquisition du gaz naturel à Empress et du coût du
17 transport, selon le tarif de TCPL, requis pour acheminer ce gaz naturel à Dawn.

18
19 Pour les années 2004 et 2005 du plan d'approvisionnement, SCGM prévoit acheter
20 directement à Dawn un volume de gaz naturel se situant entre 264 et 1 188 10⁶m³; ces
21 plages sont illustrées à la pièce SCGM-6, document 5. La politique de produits dérivés
22 financiers approuvée par la Régie s'appliquera à ces volumes de la même façon qu'aux
23 volumes achetés à Empress.

24 25 7.2 Transport

26 Le 31 octobre 2003, trois contrats de transport Empress-GMi EDA et un contrat de transport
27 Empress-NDA arrivent à échéance. Les trois contrats Empress-GMi EDA totalisent un débit
28 de 11 246 10³m³/j tandis que le contrat Empress-NDA représente un débit de 327 10³m³/j.
29 Au cours des deux dernières années, SCGM, en prévision des échéances de 2003, a
30 acheté de la capacité de transport additionnelle entre Dawn et GMi EDA. Ces capacités ont
31 été achetées dans le but de permettre la diversification de ses achats de gaz naturel.

1 Selon le scénario des livraisons globales de gaz naturel présenté à la section 4.3, SCGM
2 devra fournir entre 5 305 et 5 516 10⁶m³ en 2004 et entre 5 226 et 5 437 10⁶m³ en 2005
3 selon le niveau d'interruption. SCGM ne possède pas présentement de données
4 suffisamment précises pour évaluer les volumes de clients qui se prévaudront de l'option de
5 fournir au distributeur le transport servant à acheminer le gaz naturel jusqu'à sa franchise
6 pour la période couverte par le plan. Dans l'éventualité où les clients choisissent de fournir
7 leur propre transport, ils feront face aux mêmes enjeux et aux mêmes contraintes que le
8 distributeur. Les modalités du tarif qui s'appliquent (cession ou délai de sortie) feront en
9 sorte de minimiser les conséquences financières des choix du client pour le distributeur. La
10 pièce SCGM-6, document 5 contient les plages de débits envisagées pour les segments de
11 transport qui composent le plan d'approvisionnement de SCGM pour la période concernée.

12
13 Notons que chaque segment de transport est un substitut parfait en ce qui concerne
14 l'approvisionnement en pointe. Par contre, en ce qui concerne l'approvisionnement annuel,
15 le segment Dawn-Montréal ne peut se substituer au segment Empress-Montréal que si on
16 effectue des achats de gaz naturel à Dawn. La substitution du segment Empress-Montréal
17 par le segment Dawn-Montréal nécessite donc des achats de gaz naturel à Dawn à partir du
18 moment où la capacité annuelle du segment Empress-Montréal devient inférieure à la
19 quantité annuelle de gaz naturel demandée en franchise. La stratégie adoptée au niveau du
20 transport est donc reliée à celle adoptée au niveau des achats de gaz naturel et vice-versa.

21 7.3 Équilibrage

22 La valeur de l'espace d'entreposage à Dawn a considérablement augmenté depuis
23 quelques années. Les contrats de 154 394 et de 54 790 10³m³ qui expirent respectivement
24 en avril 2003 et 2004 sont présentement tarifés selon la méthode du coût de service. Le 26
25 septembre 1997, la décision EBRO 494-03 de la Commission de l'énergie de l'Ontario
26 autorisait Union Gas à offrir ses services d'entreposage au prix du marché. SCGM avait, le
27 1^{er} avril 2001, un contrat d'une capacité d'environ 388 467 10³m³ qui venait à échéance.
28 SCGM a dû renouveler ce dernier contrat à un taux supérieur à celui qu'elle payait selon la
29 méthode du coût de service.

1 En prévision de la prochaine échéance du 1^{er} avril 2003, Union Gas a communiqué avec
2 SCGM afin de lui indiquer la valeur marchande des contrats d'entreposage qu'elle a
3 récemment octroyés. Selon Union Gas, cette valeur a encore une fois sensiblement
4 augmenté. SCGM n'a pas encore arrêté sa réflexion quant au renouvellement de la capacité
5 de 154 394 10³m³ qui vient à échéance le 1^{er} avril 2003.

6
7 Étant donné ces facteurs, SCGM prévoit détenir de la capacité d'entreposage pour un total
8 variant entre 744 et 977 10³m³ pour l'année 2004 et entre 605 et 871 10³m³ pour l'année
9 2005. La pièce SCGM-6, document 5 contient le détail des plages de volumes
10 éventuellement entreposés par SCGM pour la période concernée.

11
12 Notons que l'entreposage peut servir à optimiser le coefficient de transport du segment
13 Empress-Montréal et/ou à prendre avantage de l'écart de prix été-hiver. Les capacités
14 d'entreposage désirées seront donc reliées au choix de la capacité de transport sur le
15 segment Empress-Montréal ainsi qu'à la structure annuelle des achats de gaz naturel à
16 Dawn (été vs hiver).

17 18 7.4 Impact de la température

19 La pièce SCGM-6, document 6 présente les impacts de la température **pour une structure**
20 **donnée d'approvisionnement**. Comme on peut le constater, la majorité des variations des
21 volumes de ventes dues à la température se répercute par une variation des interruptions et
22 de la capacité de transport non utilisée. Pour l'année 2003, on retrouve également une
23 variation des achats de gaz naturel à Dawn qui passe de 0 à environ 132 10⁶m³ dans le cas
24 d'une année froide. On ne retrouve pas de variation des achats de gaz naturel à Dawn dans
25 les années 2004 et 2005 puisque la structure sous-jacente à ces scénarios implique des
26 volumes d'achats de gaz naturel à Dawn fixés a priori. L'utilisation d'une autre structure
27 sous-jacente des outils d'approvisionnement aurait produit des résultats numériquement
28 différents mais directionnellement semblables.

1 7.5 Scénario favorable

2 La pièce SCGM-6, document 7 présente les plages de valeurs pour le scénario
3 d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situent au
4 niveau du scénario favorable tel qu'indiqué à la section 4.4.

5
6 Sous le scénario favorable, la demande de pointe augmente à 29 586 10³m³/j et à
7 30 589 10³m³/j pour les années 2004 et 2005 respectivement. La structure sous-jacente de
8 ce scénario suppose que SCGM ne peut obtenir les débits additionnels requis que sur le
9 tronçon Empress-Montréal. Donc, par rapport au scénario régulier, l'approvisionnement
10 additionnel requis pour les volumes du scénario favorable est fourni à la fois par une
11 augmentation de capacité de transport, par une diminution de la capacité non utilisée du
12 transport de façon globale, ainsi que par une augmentation des interruptions et des achats
13 de gaz naturel à Dawn et à Empress. L'augmentation des achats de gaz naturel à Empress
14 n'étant pas visible spécifiquement, elle doit être déduite en comparant les volumes de
15 transport total utilisé sur le tronçon Empress-Montréal dans les scénarios régulier et
16 favorable. L'augmentation des achats de gaz naturel à Dawn est directement observable en
17 comparant la donnée spécifique de chaque scénario.

18
19 7.6 Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

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

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

1 contraintes sur la liquidité de Dawn pourraient se refléter dans le prix du gaz de
2 remplacement.

3

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

6

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

9