

**RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1 en date du 7 juin 2007

**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**Références :** i) Gaz Métro – 7, Document 8, page 14  
ii) Gaz Métro – 7, Document 9, page 40, figure 21

**Questions :**

- 28.1** Veuillez fournir, à partir des données disponibles, les rendements de base autorisés et les bonifications autorisées ainsi que les rendements réalisés par Gaz Métro.
- 28.2** Veuillez fournir, à partir des données disponibles pour les activités de distribution, la volatilité du bénéfice net réglementé, des ventes (\$) et volume) et des coûts d'exploitation et avec ou sans les comptes de frais reportés, les comptes de nivellement et les comptes de crédits reportés.
- 28.3** Veuillez fournir, à partir des données disponibles pour chaque société des portefeuilles de référence, les rendements de base autorisés, les bonifications autorisées et les rendements réalisés.
- 28.4** Veuillez indiquer si les rendements autorisés des sociétés à la figure 21 incluent les bonifications de rendement.
- 

**Réponses :**

- 28.1** Le tableau suivant présente les taux de rendement autorisés avant et après l'application du mécanisme incitatif, ainsi que les taux de rendement réalisés depuis 1990.

	Taux de rendement			
	Taux de rendement autorisé	Bonification de rendement	Taux de rendement incluant bonification de rendement	Taux de rendement réalisé
1990	14,25%	0,00%	14,25%	14,25%
1991	14,25%	0,00%	14,25%	14,25%
1992	14,00%	0,00%	14,00%	14,00%
1993	12,50%	0,00%	12,50%	12,50%
1994	12,00%	0,00%	12,00%	12,04%
1995	12,00%	0,00%	12,00%	11,78%
1996	12,00%	0,00%	12,00%	12,04%
1997	11,50%	0,00%	11,50%	11,90%
1998	10,75%	0,00%	10,75%	11,09%
1999	9,64%	0,00%	9,64%	10,22%
2000	9,72%	0,00%	9,72%	10,06%
2001	9,60%	0,78%	10,38%	10,38%
2002	9,67%	0,02%	9,69%	10,67%
2003	9,89%	0,45%	10,34%	10,82%
2004	9,45%	1,51%	10,96%	11,47%
2005	9,69%	1,95%	11,64%	10,51%
2006	8,95%	0,38%	9,33%	9,66%
2007	8,73%	0,84%	9,57%	N/D
2008	10,19%	0,00%	10,19%	N/D

Sources : Causes tarifaires et rapports annuels de Gaz Métro de 1990 à 2008

N/D : Non disponible

**28.2** Le tableau suivant présente les volumes, les dépenses d'exploitation et le bénéfice net réglementé de l'activité de distribution au Québec depuis 1990 incluant les comptes de frais reportés, les comptes de nivellement et les comptes de crédits reportés. Les comptes de stabilisation tarifaire, soit le nivellement de la température, le nivellement des frais financiers et le nivellement du gaz perdu ont ensuite été isolés. L'amortissement des comptes de stabilisation tarifaire inclut le nivellement de la température, le nivellement des frais financiers et le nivellement du gaz perdu pour les années 2006 et précédentes. Suite à la réintégration du nivellement du gaz perdu en 2006, l'amortissement de ce dernier est présenté distinctement et donc exclu de l'amortissement des comptes de stabilisation tarifaire.

Comme nous pouvons le constater à la lecture de ce tableau, la stabilisation tarifaire permet de réduire la volatilité du bénéfice net, mais a peu d'impact sur le niveau du bénéfice sur une longue période. En effet, entre 1990 et 2006, le bénéfice net normalisé totalise 2 354 M\$ comparativement à 2 331 M\$ si l'on exclut l'effet de la normalisation, soit une variation de 23 M\$, ou 1 %. La différence s'explique notamment par l'amortissement de ces comptes qui se fait sur plusieurs années, le redressement que l'on fait ici du bénéfice n'est donc pas parfait (les additions au compte de stabilisation des dernières années continueront d'être amorties au cours des prochaines années).

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2008, R-3630-2007**

	Volumen normalisés en 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> à 37,89 MJ/m <sup>3</sup>				Nivellement			Amortissement des comptes de stabilisation tarifaire	Bénéfice net sans stabilisation tarifaire
	Revenus de distribution (Ventes)	Dépenses d'exploitation	Bénéfice net réglementé	de la température	des frais financiers	du gaz perdu			
1990	5 331 006	548 304	91 506	142 212	(1 237)	187	1 257	Note 1	142 005
1991	5 215 072	562 719	92 493	143 641	5 800	(1 933)	710		139 064
1992	5 424 173	622 831	100 820	139 170	(346)	(353)	417		139 452
1993	5 533 692	645 376	106 044	129 551	(2 599)	349	1 399		130 402
1994	5 423 997	648 291	100 680	128 422	(9 950)	(62)	(29)		138 463
1995	6 290 865	670 642	104 009	135 082	7 975	1 566	(511)		126 052
1996	6 230 272	708 277	95 870	140 297	(1 683)	(1 355)	(380)		143 715
1997	6 233 010	686 608	96 985	139 124	1 508	(3 991)	(1 271)		145 248
1998	6 106 768	667 666	100 095	130 708	23 553	1 603	274		106 475
1999	6 122 630	637 964	103 309	130 954	28 889	(793)	(1 929)		105 947
2000	6 256 138	683 965	104 739	129 736	24 029	29	1 134	110 699	
<i>Implantation du mécanisme incitatif</i>									
2001	5 394 887	694 400	104 886	131 114	5 480	(2 758)	(12 247)	140 639	
2002	5 667 954	431 076	108 789	146 654	48 780	(2 849)	(15 665)	116 388	
2003	5 307 517	433 807	115 104	140 659	(14 221)	(840)	(17 772)	173 492	
2004	5 475 919	444 316	119 774	156 712	671	(1 404)	(29 216)	186 661	
2005	5 310 097	420 779	123 510	143 170	1 793	(98)	(19 931)	161 406	
2006	5 489 666	425 395	276 287	146 523	26 641	691	7 884	124 963	
Bénéfice cumulatif de 1990 à 2006				2 353 729	Bénéfice cumulatif de 1990 à 2006				2 331 071

<b>Impact de la stabilisation tarifaire depuis 1990</b>	<b>22 658</b> <b>1%</b>
---	----------------------------

Sources : Rapports annuels de Gaz Métro de 1990 à 2007

Note 1 : Selon la décision D-96-16, la moyenne pondérée exponentielle utilisée comme normale des degrés-jours a été remplacée par une moyenne mobile de 30 ans et à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1996, le solde accumulé des comptes de stabilisation tarifaire a commencé à être amorti sur une période de cinq ans. Ainsi, avant 1996, il n'y avait pas d'amortissement des comptes de stabilisation tarifaires.

Comparabilité des revenus de distribution

En 1998, il y a eu dégroupement du gaz de compression. Pour 1998 et avant, les revenus incluent les composantes de distribution, de transport, d'équilibrage et le gaz de compression.

En 2001, il y a eu dégroupement de l'équilibrage et du transport. Pour 2001 et avant, les revenus incluent les composantes de distribution, de transport et d'équilibrage.

Nivellement du Gaz Perdu

Le nivellement du gaz perdu a cessé pendant les années 2000 à 2005 et depuis l'année tarifaire 2006, le nivellement du gaz perdu a été réintroduit, mais cette fois l'amortissement s'effectue sur une période de un an, ainsi le nivellement de 7 884 constaté au rapport annuel de 2006 est amorti pleinement dans la cause tarifaire 2008.

**28.3** Ces informations ne nous sont pas accessibles. Seulement les rendements boursiers ont été analysés. Cependant, les rendements autorisés pour plusieurs distributeurs réglementés et pour certaines sociétés américaines incluses dans les portefeuilles de référence sont disponibles.

Au Canada :

<b>KEY FINANCIAL DATA REPORT</b>									
<b>A - LATEST APPROVED</b>									
<b>COMPANY</b>	<b>DATE OF LAST UPDATE</b>	<b>DATE OF DECISION</b>	<b>TEST PERIOD</b>	<b>RATE BASE (\$Million)</b>	<b>RETURN ON RATE BASE (%)</b>	<b>RETURN ON EQUITY (%)</b>	<b>COMMON EQUITY RATIO (%)</b>	<b>LONG CANADA BOND (%)</b>	<b>COMMENTS</b>
<i>Distribution</i>									
AltaGas Utilities Inc.	06-mars	04-Apr-06	2005	144,3	7,5	9,5	41	5,05	2005 ROE – Per Board Order 2004-423
		04-Apr-06	2006	146,1	7,4	8,93	41	4,55	2006 ROE – Per Board Order 2005-410 Return on rate base – net of contributions
ATCO Gas North	07-janv	28-Dec-06	Jan 05-Dec 07	558,3	7,35	8,51	38	4,94	AEUB Decision 2006-133
ATCO Gas South	07-janv	28-Dec-06	Jan 05-Dec 07	550,3	7,57	8,51	38	4,94	AEUB Decision 2006-133
Enbridge Gas Distribution	Feb 06	09-Feb-06	Jan 06-Dec 06	3 633,60	7,74	8,74	35	4,7	EB-2005-0001/EB-2005-0437
Gaz Métro	07-janv	26-sept-06	Oct 06-Sep 07	1 814,50	7.90(1)	9.57 (1)	38,5	4,56	Negotiated settlement
Gazifère	Dec 06	04-Dec-06	Jan 06 – Dec 06	N/A	7,73	9,34	40	4,82	Board Decision D-2006-158
Manitoba Hydro (Centra Gas MB)	May 06	12-oct-05	Apr 06– Mar 07	405,5	7,75	9,26	33,4	5,54	Dual Test Year Application filed on Cost of Service Basis. Rate Base Rate of Return also included in filing for information purposes.  Approved by PUB Order 135/05
Pacific Northern Gas	06-oct	16-Aug-06	Jan 06-Dec 06	131,2	8,71	9,45	40	4,79	Approved under BCUC Order No. G-99-06
PNG(N.E.) FSJ/DC Div.	06-oct	16-Aug-06	Jan 06-Dec 06	30,1	8	9,2	36	4,79	Negotiated settlement approved under BCUC Order No. G-100-06
PNG(N.E.) TR Div.	06-oct	16-Aug-06	Jan 06-Dec 06	1,2	9,87	9,45	36	4,79	Negotiated settlement approved under BCUC Order No. G-100-06
Terasen Gas (BC Gas)	07-janv	14-Dec-06	Jan–Dec 07	2 474,20	7,365	8,37	35,01	4,219	Final year of negotiated 4-yr PBR settlement 2004-2007
Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (Centra BC)	07-janv	14-Dec-06	Jan–Dec 07	482	6,64	9,07	40	4,219	Final year of negotiated 2-yr PBR settlement 2006-2007
Union Gas Limited	<b>07-janv</b>	<b>29-juin-07</b>	<b>Jan-Dec 07</b>	<b>3 377,20</b>	<b>7,93</b>	<b>8,54</b>	<b>36</b>	<b>4,24</b>	<b>EB-2005-0520</b>
<i>Transmission</i>									
TransCanada Canadian Mainline (TCPL)	06-juin	Apr 06	Jan-Dec 06	7 438,70	8,57	8,88	36	4,78	NEB Decision (Order TG-05-2006)
								2006	
TransCanada Alberta System (NGTL/NOVA)	07-janv	Dec 06	Jan-Dec 07	4 175,20	8,02	8,51	35	4,22	2005-2007 Revenue Requirement Settlement (EUB Decision 2005-057)
TransCanada BC System (ANG)	06-mars	Feb 06	Jan-Dec 06	205	6,44	8,88	36	4,78	NEB Decision (Order TG-02-2006)
								2006	
Westcoast Energy Inc. (2)	06-juin	15-Apr-05	2005	1 106,90	7,95	9,46	31	5,05	Received NEB approval for 2-yr settlement  for period 2004-2005

(1) ROE includes a bonus of 0.84% resulting from productivity gains (as per PBR agreement).

(2) Figures represent Transmission.

Source : Canadian Gas Association, Standing Committee on Corporate Affairs, December 2006

Aux États-Unis, pour certaines sociétés faisant partie des portefeuilles de référence :

Parent Company	Local Distribution Company	State	Currently Effective Allowed ROE	Source (ROE)
AGL Resources	Atlanta Gas Light	GA	10,90%	AGL Resources 2006 SEC Form 10-K, p. 27
AGL Resources	Chattanooga Gas Company	TN	10,20%	AGL Resources 2006 SEC Form 10-K, p. 27
AGL Resources	Elizabethtown Gas	NJ	10,00%	AGL Resources 2006 SEC Form 10-K, p. 27
AGL Resources	Elkton Gas	MD		
AGL Resources	Florida City Gas	FL	11,25%	AGL Resources 2006 SEC Form 10-K, p. 27
AGL Resources	Virginia Natural Gas	VA	10,90%	AGL Resources 2006 SEC Form 10-K, p. 27
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	CO	11,25%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	IA	11%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	GA	10,13%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	IL	10,56%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	TN	Last Rate case did not specifically authorize an ROE	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	KY	Last Rate case did not specifically authorize an ROE	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	VA	9.5% - 10.5%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	MS	9,80%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	KS	Last Rate case did not specifically authorize an ROE	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	TX	10% (Mid-Texas Division) 10.5% (West Texas Division)	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	LA	10.5% - 11.5% (Trans LA) 10.88% - 11.5% (LGS)	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Atmos Energy Corporation	Atmos Energy Corporation	MO	12,15%	Atmos Energy Corp. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Laclede Group Inc.	Laclede Gas Co.	MO	Last four rate cases did not specifically authorize an ROE	Regulatory Focus, Regulatory Research Associates Inc.
New Jersey Resources Corp.	New Jersey Natural	NJ	10,50%	New Jersey Resources 2006 SEC Form 10-K, p. 6
Northwest Natural Gas Co.	Northwest Natural Gas Co.	OR	10,20%	Northwest Natural Gas Co. 2006 SEC Form 10-K, p. 12
Northwest Natural Gas Co.	Northwest Natural Gas Co.	WA	Last two rate cases did not specifically authorize an ROE; The last rate case resulted in a revenue increase of \$3.5 million per year	Northwest Natural Gas Co. 2006 SEC Form 10-K, p. 12,15; "Regulatory Focus," Regulatory Research Associates Inc.
Piedmont Natural Gas Co.	Piedmont Natural Gas	TN		
Piedmont Natural Gas Co.	Piedmont Natural Gas	SC	11,20%	Piedmont Natural Gas Co. 2006 SEC Form 10-K, p. 15
Piedmont Natural Gas Co.	Piedmont Natural Gas	NC	Last rate case did not specifically authorize an ROE; prior ROE was 11.3%	Regulatory Focus, Regulatory Research Associates Inc.
South Jersey Industries Inc.	South Jersey Gas Co.	NJ	10,00%	South Jersey Industries Inc. 2006 SEC Form 10-K, p. SJ1-54
Southwest Gas Corp.	Southwest Gas	AZ	9,50%	Southwest Gas 2006 SEC Form 10-K, p. 2; "Regulators Trust, But Verify," <i>Public Utilities Fortnightly</i> , Nov. 2006, p. 44
Southwest Gas Corp.	Southwest Gas	NV	10,50%	Southwest Gas 2006 SEC Form 10-K, p. 2; "Regulatory Focus," Regulatory Research Associates Inc.
Southwest Gas Corp.	Southwest Gas	CA	10,90%	Southwest Gas 2006 SEC Form 10-K, p. 2; "Regulatory Focus," Regulatory Research Associates Inc.
WGL Holdings Inc.	Washington Gas	VA	10,50%	WGL Holdings, Inc. 2006 SEC Form 10-K, p. 72
WGL Holdings Inc.	Washington Gas	MD	10,75%	WGL Holdings, Inc. 2006 SEC Form 10-K, p. 72
WGL Holdings Inc.	Washington Gas	DC	10,60%	WGL Holdings, Inc. 2006 SEC Form 10-K, p. 72

**28.4** The authorized ROEs for the other 81 U.S. LDCs reflected in Figure 21 are authorized ROEs that do not include incentives.