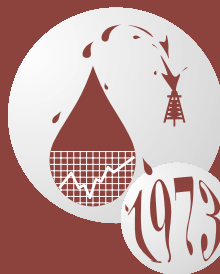
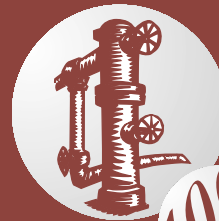
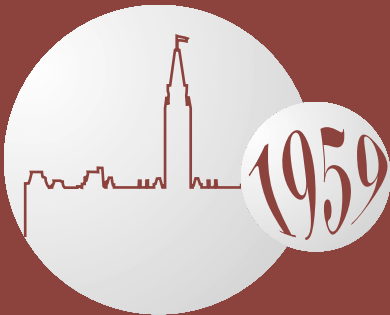


Office national
de l'énergie



National Energy
Board



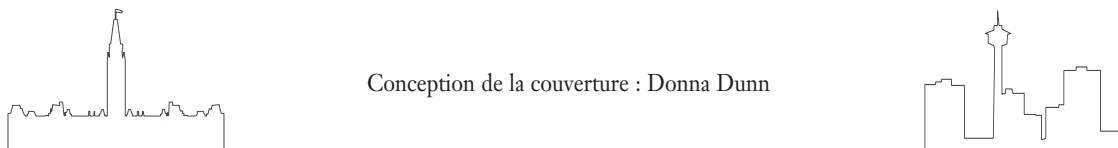
1999 Rapport annuel

Annexes

La page couverture du Rapport annuel de 1999 souligne le 40^e anniversaire de la création de l'Office national de l'énergie. Depuis son établissement, en 1959, et pendant quatre décennies de changement dans le secteur de l'énergie au Canada, au cours desquelles le siège de l'ONÉ a déménagé d'Ottawa à Calgary, l'Office a su rendre des décisions qui profitent concrètement à la population canadienne.

Tout au long de son histoire, l'Office national de l'énergie a joué beaucoup de rôles. Au début, il se faisait le promoteur de l'énergie canadienne sur de nouveaux marchés. Ensuite, il a joué un rôle essentiel à titre d'organisme fédéral normatif dans le secteur de l'énergie. Aujourd'hui, l'Office travaille en partenariat avec l'industrie énergétique et les consommateurs pour faire la transition vers une démarche qui privilégie la négociation plutôt que le recours à un tribunal.

L'Office est associé à plusieurs points tournants de l'évolution de l'industrie énergétique canadienne, dont la première audience sur les droits exigibles par une société pipelinrière en 1971, l'approbation du pipeline du Nord en 1977, la publication de lignes directrices sur les règlements négociés relatifs aux droits en 1988 et la mise en valeur d'un nouveau bassin d'approvisionnement sur la côte Est en 1997. Ces faits marquants nous rappellent comment l'Office a su relever les défis par le passé et nous offrent des modèles à suivre pour en faire autant durant le nouveau millénaire.



1999
Rapport annuel

Annexes

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000 représenté par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE1-1999/1F
ISBN 0-662-84524-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Internet: <http://www.neb.gc.ca>

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2000 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-1999/1E
ISBN 0-662-28747-9

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Internet: <http://www.neb.gc.ca>

Printed in Canada



Cette publication est imprimé sur du papier contenant des rebuts recyclés.

Table des matières

Annexe A

A1	Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalent	1
A2	Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 1998	1
A3	Offre et utilisation de gaz naturel	1
A4	Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1998	2
A5	Offre et utilisation de liquides de gaz naturel	2
A6	Travaux géophysiques	2
A7	Dépenses d'exploration et de mise en valeur	3
A8	Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada	3
A9	Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières	3
A10	Production et utilisation d'électricité	4

Annexe B

B1	Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur	5
B2	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1998 et 1999	6
B3	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens	6
B4	Exportations de produits pétroliers par mois - 1999	7
B5	Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1998 et 1999	7

Annexe C

C1	Certificats délivrés en 1999 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur	8
C2	Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur	8
C3	Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999	11
C4	Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1999	22
C5	Exportations de gaz naturel par point d'exportation	23
C6	Exportations totales nettes de propane et de butanes, 1998 et 1999	24

Annexe D

D1	Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs	25
D2	Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service	25
D3	Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1	26

Annexe E

E1	Certificats et permis délivrés en 1999 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	27
E2	Ordonnances modificatrices délivrées en 1999 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	27
E3	Ordonnances d'annulation délivrées en 1999 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	28
E4	Licences délivrées en 1999 relativement à l'exportation d'électricité	28
E5	Permis et ordonnances délivrés en 1999 relativement à l'exportation d'électricité	28
E6	Exportations d'électricité en 1999	30
E7	Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 1999 (par province)	35
E8	Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 1999 (par région ou État américain)	36

A1. Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalent

(en milliers de mètres par jour)

Offre	1995	1996	1997	1998	1999 ^(e)
production canadienne ^(a)	310,4	317,0	331,5	347,8	332,4
importations ^(b)	93,9	108,6	121,1	122,4	135,7
Offre totale^(d)	404,3	425,6	452,6	470,2	468,1
Utilisation					
consommation intérieure ^(b)	240,2	253,3	264,2	253,2	267,1
exportations ^(c)	168,9	178,4	193,7	213,5	195,5
Utilisation totale^(d)	409,1	431,7	457,9	466,7	462,6

a) Source : ONÉ

b) Source : Statistique Canada

c) Source : Formulaire 306 de l'ONÉ - Exportations de pétrole brut

d) La différence entre l'offre totale et l'utilisation totale est attribuable à la variation des stocks et à d'autres redressements

e) Estimation

A2. Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 1998

(en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	initiales	restantes
Colombie-Britannique ^(a)	116,3	26,2
Alberta ^(b)	2 490,1	315,2
Saskatchewan ^(c)	716,7	190,1
Manitoba ^(d)	37,4	4,2
Ontario ^(e)	14,1	2,0
T.N.-O et Yukon :		
îles Arctiques et région extracôtière de l'est de l'Arctique ^(f)	0,5	0,0
partie continentale des Territoires - Norman Wells	38,0	9,8
Nouvelle Écosse ^(d) - Cohasset et Panuke	7,1	0,4
Terre-Neuve ^(d) - Hibernia	106,0	102,0
Total	3 526,2	649,9
Bitume brut		
Sables bitumineux - Brut valorisé ^(b)	570,0	450,0
Sables bitumineux - Bitume ^{(b)(g)}	6 730,0	6 405,0
Total	7 300,0	6 855,0
Total - pétrole classique et bitume	10 826,2	7 504,9

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimation provinciale au 31 décembre 1997, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1998

d) Organismes provinciaux et Offices des hydrocarbures extracôtiers

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

f) Cessation d'exploitation du champ Bent Horn en 1996

g) Réflète des changements faits par les provinces; selon le format antérieur, les chiffres correspondraient à 644 et 319, respectivement

Note : Les totaux ne correspondent pas toujours à la somme des chiffres à cause de l'arrondissement.

A3. Offre et utilisation de gaz naturel

(en milliards de mètres cubes)

Offre	1995	1996	1997	1998	1999 ^(c)
production de gaz commercialisable	150,0	158,9	160,0	160,0	162,8
importations	0,9	1,6	1,5	1,0	1,4
Offre totale	150,9	160,5	161,5	161,0	164,2
Utilisation					
consommation intérieure ^(a)	63,6	67,1	67,3	64,0	64,7
exportations	78,4	80,7	82,5	87,8	94,6
autres utilisations ^(b)	8,9	12,7	11,7	9,2	4,9
Utilisation totale	150,9	160,5	161,5	161,0	164,2

a) Source : Statistique Canada

b) Comprend le combustible et les pertes en canalisation, les pertes en cours de retraitement et le combustible de retraitement et la variation des stocks

c) Estimation



A4. Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1998

(en milliards de mètres cubes)

	initiales	restantes
Colombie-Britannique ^(a)	574	229
Alberta ^(b)	3 810	1 240
Saskatchewan ^(c)	191	76
Ontario ^(d)	44	13
T. N.-O. et Yukon	18	8
région extracôtière de la Nouvelle-Écosse	85	85
Total	4 722	1 651

- a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ
 b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et de l'ONÉ
 c) Estimation provinciale au 31 décembre 1997, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1998
 d) Association canadienne des producteurs pétroliers

A5. Offre et utilisation de liquides de gaz naturel

(en milliers de mètres cubes par jour)

Offre	1995	1996	1997	1998	1999 ^(e)
production canadienne ^(a)	86,3	91,2	93,5	94,3	97,6
importations ^(b)	1,3	0,9	1,2	1,3	1,3
Offre totale^(d)	87,6	92,1	94,7	95,6	98,9
Utilisation					
consommation intérieure ^(b)	57,7	60,7	63,3	58,4	65,3
exportations ^(c)	30,4	32,4	31,0	37,6	34,1
Utilisation totale^(d)	88,1	93,1	94,3	96,0	99,4

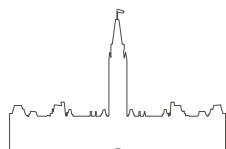
- a) Source : ONÉ
 b) Source : Formulaire 145 de l'ONÉ
 c) Source : Formulaires 157 et 86A de l'ONÉ
 d) La différence entre l'offre totale et l'utilisation totale est attribuable à la variation des stocks, et à d'autres redressements
 e) Estimation

A6. Travaux géophysiques

(équipes sismiques actives)

	1995	1996	1997	1998	1999
janvier	87	70	79	75	48
février	72	67	78	74	37
mars	62	74	78	55	36
avril	20	8	31	12	13
mai	32	24	33	22	10
juin	30	32	39	37	16
juillet	38	35	35	36	24
août	40	36	39	27	37
septembre	38	33	26	22	38
octobre	33	43	39	24	35
novembre	41	53	42	27	38
décembre	48	78	64	43	40

Source : Petroleum Explorer



A7. Dépenses d'exploration et de mise en valeur

(en millions \$)

	1995	1996	1997	1998	1999
Exploration					
régions classiques ^(a)	3 812	4 192	5 229	4 840	5 410
régions pionnières ^(b)	44	91	139	214	215
Total Canada	3 856	4 283	5 368	5 054	5 625
Mise en valeur					
régions classiques ^(a)	6 822	6 889	10 710	8 104	7 565
régions pionnières ^(b)	1 383	897	845	1 836	1 400
Total Canada	8 205	7 786	11 555	9 941	8 965
Dépenses totales	12 061	12 069	16 923	14 995	14 590

a) Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan, Manitoba, Ontario

b) Territoires du Nord-Ouest, Yukon et régions extracôtières

c) Estimation

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

A8. Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada

surface (1 000 ha)	1995	1996	1997	1998	1999
Alberta	4 339	4 680	5 150	3 015	2 996
Colombie-Britannique	715	565	735	483	731
Saskatchewan	604	1 047	944	509	398
Manitoba	23	12	50	4	4
Total	5 681	6 304	6 878	4 011	4 129
prix (en million \$)					
Alberta	652	768	1 153	597	593
Colombie-Britannique	131	128	217	96	176
Saskatchewan	66	123	131	61	46
Manitoba	3	2	6	0	0
Total	852	1 021	1 507	754	816

Source : Daily Oil Bulletin

A9. Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières

Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse	1997	1998	1999
licences	1	8	21
dépenses (en million \$)	2	94	597
surface (1 000 ha)	13	1 134	2 402
Région extracôtière de Terre-Neuve			
licences	7	10	5
dépenses (en million \$)	284	175	192
surface (1 000 ha)	619	630	818
T.N.-O.			
licences	7	0	4
dépenses (en million \$)	35	0	183
surface (1 000 ha)	577	0	293
TOTAL			
licences	15	18	30
dépenses (en million \$)	321	270	973
surface (1 000 ha)	1 209	1 764	3 514

A10. Production et utilisation d'électricité

(en térawattheures)

Offre	1995	1996	1997	1998	1999 (b)
production totale	542,7	555,9	556,9	545,2	556,0
importations ^(a)	2,4	2,0	7,8	11,5	12,9
Offre totale	545,1	557,8	564,7	556,7	568,9
Utilisation					
demande	504,4	513,7	516,5	517,3	526,0
exportations ^(a)	40,7	42,2	43,0	39,5	42,9
Utilisation totale	545,1	555,9	559,4	556,8	568,9

a) Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis

b) Estimation

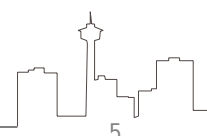
Note : L'utilisation totale comprend les ventes aux clients ultimes et la consommation par le producteur.



B1. Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Cochin Pipe Lines	XO-C18-19-99	1999/06/18	Installer des chemins de câbles et des instruments sur la canalisation principale.	473 000
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	XO-E102-2-99	1999/01/14	Construction d'installations en 1999 (construction d'un bâtiment).	7 800
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	XO-E102-1-99	1999/01/13	Réparer des conduites.	2 385 700
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-16-99		15 projets de construction en 1999.	9 793 400
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-23-99	1999/09/07	Ord. aux termes de l'art. 58 pour automatiser la commande de deux pompes et de deux vannes d'injection au terminal Regina.	1
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-28-99	1999/11/30	19 projets de construction en 2000.	11 400 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-29-99	1999/12/07	Remplacer les dispositifs de mise à terre du système de protection par courant imposé, construire trois bâtiments et installer des appareils d'échantillonnage et de mesurage de la densité.	957 250
Enbridge Pipelines (Westpur) Inc.	XO-E103-4-99	1999/01/26	Un projet de construction en 1999.	60 000
Enbridge Pipelines (Westpur) Inc.	XO-E103-11-99	1999/03/18	7 projets de construction en 1999.	591 300
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	XO-E102-22-99	1999/08/18	Remplacer le système d'alimentation ininterrompible à la station Wrigley.	77 800
Enbridge Pipelines Inc.	XO-X6-99	1999/02/17	11 projets de construction en 1999.	2 800 000
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	XO-E102-10-99	1999/03/01	Installer un manchon.	77 300
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-12-99	1999/03/24	Installer des appareils supplémentaires d'échantillonnage et de vidange au terminal Edmonton.	16 400
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-13-99	1999/03/26	Modifier les conduites de la station Westover.	1 700
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-14-99	1999/04/01	Remplacer un groupe générateur diesel et le système d'alimentation ininterrompible à pile.	343 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-15-99	1999/05/21	15 projets de construction (alimentation électrique) en 1999.	9 800 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-21-99	1999/08/20	Apporter des changements au flux de pétrole acide au terminal Edmonton.	265 625
Montreal Pipe Line Limited	XO-M003-17-99	1999/05/21	Apporter d'autres améliorations au pipeline de 457 mm dans le canton de Sutton, au Québec.	3 000 000
Novagas Canada Pipelines Ltd.	XO-N62-18-99	1999/06/02		
PennWest Petroleum Ltd.	XO-P166-7-99	1999/03/04	Construire la conduite de collecte d'émulsion 9 - 2 du Court Esther Group.	114 000
Pipestone Pipelines Ltd.	XO-P176-20-99	1999/06/22	Construire et exploiter un pipeline de transport de pétrole brut de 0,10 km.	8 331
Sun-Canadian Pipeline Company Limited	XO-S018-26-99	1999/11/18	Remplacer un tronçon de canalisation à Sarnia (Ontario)	s.o.
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-T002-25-99	1999/10/08	Poser une vanne de sectionnement, enlever un raccord hors terre et remplacer subséquemment une conduite en Ontario.	140 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-3-99	1999/01/18	Proroger l'ordonnance XO-T4-5-98 du 31 décembre 1998 au 31 décembre 1999	
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-5-99	1999/02/02	Découper et remplacer des tronçons de canalisation dans le parc national Jasper.	259 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-8-99	1999/02/25	Construire des installations supplémentaires pour la restauration des eaux souterraines à la station de pompage Jasper.	837 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-9-99	1999/02/26	Découper et remplacer des tronçons de canalisation dans le parc national Jasper.	s.o.
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-24-99	1999/10/01	Divers projets aux stations de pompage Hope et Sumas ainsi qu'au terminal Westbridge.	s.o.
Vector Pipeline Limited Partnership	XG-V16-15-99	1999/03/31	Projet de gazoduc Vector.	35 400 000

s.o. - sans objet



B2. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1998 et 1999

(en mètres cubes)

Destinataire	1998		1999(a)	
	Total	Moyenne journalière	Total	Moyenne journalière
Amoco Production Company	9 979 362	27 341	-	-
Arco Chemicals	240 076	658	65 917	181
Astra Oil	563 348	1 543	-	-
B.P. OIL	854 747	2 342	-	-
BP AMOCO	10 000	27	10 429 182	28 573
Cenex	2 280 007	6 247	-	-
Chevron U.S.A.	515 334	1 412	655 794	1 797
Citgo Petroleum Corporation	-	-	70 733	194
Clark Oil & Refining Corporation	2 633 601	7 215	1 125 519	3 084
Conoco Inc.	3 429 841	9 397	3 736 641	10 237
Diamond Shamrock Refining Co. L.P.	-	-	47 244	129
Equiva Trading International	1 063 748	2 914	1 486 256	4 072
Exxon Company, U.S.A.	922 070	2 526	1 420 720	3 892
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	-	-	2 136 598	5 854
Flying J. Inc.	184 655	506	369 351	1 012
Frontier Oil & Refining Company	536 628	1 470	1 009 680	2 766
Inland Refining	-	-	11 083	30
Koch Refining Company	13 621 839	37 320	9 676 857	26 512
Little America Refining Co.	10 848	30	71 964	197
Marathon Ashland Petroleum Canada	5 398 582	14 791	5 554 685	15 218
Mobil Oil Corporation	11 798 312	32 324	10 596 504	29 032
Montana Refining Company	270 204	740	350 284	960
Murphy Oil USA Inc.	1 782 426	4 883	1 836 124	5 030
PDV Midwest Refining	5 675 785	15 550	5 150 347	14 111
Phillips Petroleum Company	-	-	15 613	43
Shell Oil Company	4 648 982	12 737	347 507	952
Sinclair Oil Corp.	224 502	615	1 168 202	3 201
Sun Refining and Marketing Company	3 234 726	8 862	4 808 476	13 174
Tesoro Refining	1 342 644	3 678	2 466 241	6 757
Tosco N. W. Co.	2 614 937	7 164	2 498 580	6 845
Total Petroleum, Inc.	328 159	899	282 416	774
U. S. Oil & Refining Co.	129 865	356	27 076	74
Union Oil Company of California	29 703	81	20 669	57
United Refining Company	3 370 859	9 235	3 800 477	10 412
UNO-VEN Company	5 327	15	-	-
Autres	225 353	617	125 791	345
Total	77 926 468	213 497	71 362 531	195 514

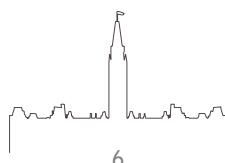
a) Estimation

B3. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens

(en mètres cubes par jour)

	1995	1996	1997	1998	1999(a)
Pétrole brut léger et équivalent	87 448	86 599	80 778	94 678	90 507
Pétrole brut lourd	81 460	91 837	112 897	118 819	105 007
Total	168 908	178 436	193 675	213 497	195 514

a) Estimation



B4. Exportations de produits pétroliers - 1999

(en mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillats moyens	Mazout Lourd	Carburéacteur	Pétrole partiellement traité	Total
janvier	531 052	648 771	86 986	32 322	36 140	1 335 271
février	548 184	635 327	136 262	27 192	6 363	1 353 328
mars	481 505	566 203	88 784	13 632	5 244	1 155 368
avril	507 848	541 659	124 668	60 462	98 285	1 332 923
mai	612 445	545 151	183 885	11 324	39 818	1 392 624
juin	402 723	416 941	134 670	40 585	11 268	1 006 187
juillet	501 860	581 882	173 843	53 839	50 942	1 362 366
août	405 977	460 584	127 624	30 200	22 885	1 047 271
septembre	493 220	568 550	127 866	37 731	28 043	1 255 410
octobre	515 101	588 360	118 032	26 612	36 294	1 284 399
novembre ^(b)	342 002	432 449	115 292	234	20 985	910 962
décembre ^(b)	525 329	756 879	136 758	28 142	4 251	1 451 360
Total	5 867 246	6 742 757	1 554 670	362 277	360 519	14 887 468

a) Ne comprends pas le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte, les produits pétrochimiques, etc.

b) Estimations

B5. Exportations de produits pétroliers - 1998 and 1999

(en mètres cubes)

Exportateur	1998	1999(a)
Chevron Canada Limited	223 346	187 570
Consumers Co-operative Refineries Ltd.	44 080	39 708
Compagnie pétrolière impériale Ltée	1 214 818	865 788
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	47 277	50 466
Four Directions Petroleum (First Nation)	584	-
Gale's Gas Bars Limited	175	140
Graham Energy Ltd.	-	198
Griffith Oil Co.	31 423	31 266
Husky Oil Marketing Ltd.	80 279	59 642
Irving Oil Limited	5 721 534	6 663 863
Kildair Service Ltee	351 127	130 168
MacEwen Petroleum Inc.	43 273	45 065
MX Petroleum Corp.	90 000	103 221
Neste Oil Marketing	604	823
Neste Petroleum (Canada) Inc.	77	457
NOCO Energy Canada Inc.	25 394	-
North 60 Petro Ltd.	18 922	18 822
North Atlantic Refining Limited	3 717 281	4 965 068
Northern Transportation Co. Ltd.	2 442	902
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	1 531	-
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.	329 581	167 784
Olco Oil	59 939	81 006
Petrols Norcan Inc.	1 718	2 624
Produits Petro-Canada Inc.	317 975	218 802
Produits Shell Canada Limitée	282 768	369 615
Suncor Energy Marketing Inc.	168 513	154 254
Sunoco Inc.	43 217	27 441
Ultramar Canada Inc.	787 095	663 196
Universal Terminals Ltd.	45 781	39 578
Total	13 650 754	14 887 468

a) Estimation

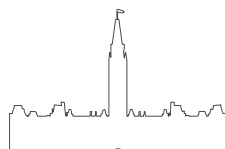


C1. Certificats délivrés en 1999 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° de certificat	Délivré le	Projets	Coût estimatif (\$)
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	GC-100	1999/02/08	(GH-4-98) Latéral Point Tupper	20 800 000
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	GC-101	1999/12/09	(GH-2-99) Latéral Halifax	77 800 000
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	GC-102	1999/12/16	(GH-4-99) Latéral Saint John	92 700 000

C2. Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-2-99	1999/01/13	Ajouter une station de comptage (MS-97) sur l'autoroute PNG Highway.	152 000
Blue Range Resources Corporation	XG-B088-4-99	1999/01/15	Construire un doublement sur le pipeline Boundary Lake pour permettre à plus de gaz de s'écouler des puits de Blue Range, en C.-B. et en Alb., vers le réseau de collecte de gaz Clear Hill, en Alberta.	500 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-5-2000	1999/01/20	Installer un crampon de serrage pour enrayer la vibration de la tuyauterie à la station de compression 392.	11 000
Penn West Petroleum Ltd.	XG-P166-5-99	1999/01/20	Construire un raccordement à Esther 15-13.	182 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-6-99	1999/01/22	Zone de service Fort St. John et Complexe Taylor - divers projets	-
Consumers' Gas (Canada) Ltd.	XG-C283-3-99	1999/01/26	Poser un nouveau raccord pour vente.	5 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-7-99	1999/01/26	Modifier la demande visant le projet de construction No 1 de 1999 - abaissement de canalisation.	voir notes
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-8-99	1999/01/26	Programme d'entretien préventif.	voir notes
Star Oil & Gas	XG-S168-11-99	1999/02/05	Construction et exploitation de pipelines.	440 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-13-99	1999/02/09	Station de comptage Sikanni de Husky.	212 000
Canadian-Montana Pipe Line Corporation	XG-C9-14-99	1999/02/10	Construire 750 m de canalisation de 219,8 mm de d.e. entre LSD 5-4-1-14 W3M et la frontière canado-américaine, près de Monchy (Sask.)	150 000
M&NP	XG-M124-10-99	1999/02/10	Travaux de construction d'hiver en zone humide	2 000 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-16-99	1999/02/25	Raccords à des points de vente et de réception - Transmission.	200 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-17-99	1999/03/03	Zone de service Fort Nelson - divers projets.	1 065 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-18-99	1999/03/03	Zone de service Fort St. John et Complexe Taylor - divers projets.	1 559 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-19-99	1999/03/04	Proroger du 31 mars 1999 au 31 mars 2000 la date de péremption de l'ordonnance XG-W5-19-99 visant les modifications à la station de comptage MS-66 à l'usine à gaz Solex.	225 000
Champion Pipeline	XG-C17-21-99	1999/03/05	Modifier des installations en place - forage dirigé sous la rivière des Outaouais.	225 280
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-12-99	1999/03/05	Zone de service Fort Nelson - divers projets.	-
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-20-99	1999/03/05	Zone de service Fort Nelson - divers projets.	-
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-22-99	1999/03/12	Zone de service Fort St. John et Complexe Taylor - divers projets.	-
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-24-99	1999/03/15	Remplacer un tronçon de 30 po sur la can. principale sud à Deadman River.	962 000



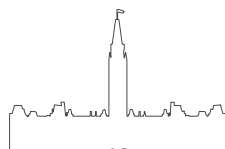
C2. Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-23-99	1999/03/23	Programme d'entretien des pipelines.	99 771 000
TransCanada Pipelines Limited B.C. System (formerly Alberta Natural Gas Pipeline Ltd)	XG-A2-26-99	1999/03/25	Programme des immobilisations liées aux pipelines - 6 projets.	1 207 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-25-99	1999/03/26	Installer des digues, des vannes et des enceintes, et remplacer des collecteurs (partie 1).	850 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-28-99	1999/03/31	Zone de service Fort St. John et Complexe Taylor - divers projets.	-
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-29-99	1999/04/01	Programme d'entretien des pipelines - projet N° 4 Remplacer des sections courbes (partie1) Annexe 1	507 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-30-99	1999/04/08	Zone de service Grizzly Valley, zones de transport du Nord et du Sud - divers projets.	375 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-31-99	1999/04/16	Budget d'immobilisations de 1999 (9 projets)	2 550 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-33-99	1999/04/23	Abri pour équipement lourd au dépôt Shelly.	40 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-32-99	1999/04/26	Installer des gares de racleur et des vannes NPS 12; remplacer des tronçons (Partie 2 - Annexes 2 et 3 de la demande).	6 127 000
Many Islands Pipe Lines (Can) Limited	XG-M29-34-99	1999/04/30	Piquage sur conduite de gaz naturel en charge.	42 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-35-99	1999/05/04	Budget d'immobilisations de 1999.	100 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-36-99	1999/05/06	Ajout de bâtiment, CS-7, Savona.	150 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-37-99	1999/05/21	Remplacer le dispositif de mise à la terre du pipeline.	77 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-38-99	1999/05/26	Zone de service Grizzly Valley; zone de transport du Nord.	615 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-40-99	1999/06/01	Programme de construction pour lutter contre la corrosion.	14 900 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-39-99	1999/06/01	Zone de service Grizzly Valley, systèmes informatiques.	600 000
Pioneer Natural Resources Canada Inc.	XG-P177-41-99	1999/06/03	Pipeline East Chinchaga 1998-1999 - Proroger l'application de la clause de temporisation de l'ordonnance XG-66-98, datée du 11 décembre 1998.	1 380 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-42-99	1999/06/21	Zones de transport vers le Nord et vers le Sud - Divers projets.	98 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-43-99	1999/06/25	Refaire le revêtement des tuyaux dans la cour des stations.	2 706 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-44-99	1999/07/14	Construire 2 raccords pour vente, une station de comptage et des sections coudes.	866 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-45-99	1999/07/19	Construire une nouvelle station de comptage et moderniser les stations de comptage Emerson I et Parkway.	2 283 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-48-99	1999/07/27	Franchissement de la rivière Peace au pont Taylor, réactivation et essai hydrostatique, etc.	1 750 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-49-99	1999/07/28	Divers projets - McMahon, Grizzly Valley, centre de commande d'acheminement, etc.	905 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-50-99	1999/08/03	Stations de compression 92 et 99 en Ontario.	4 203 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-51-99	1999/08/03	Achat et exploitation des installations de South Shekille appartenant à ENCO Gas Ltd.	136 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-58-99	1999/08/03	Déplacer la gare de lancement.	305 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-52-99	1999/08/06	Budget d'immobilisations de 1999 - Revêtement et excavation - Zone 6	150 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-47-99	1999/08/06	Installer 11 abris pour grues et moderniser 11 compresseurs.	6 173 000



C2. Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	XG-M29-53-99	1999/08/13	Construire un piquage sur conduite en charge commençant à NW 12-38-29-W3M et se terminant à NE 8-40-22-W3M.	30 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	XG-M29-54-99	1999/08/13	Remplacer 36 m de conduite à NW 8-40-22-W3M.	76 300
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-55-99	1999/08/17	Remplacer une conduite - Zone de transport du Sud.	250 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-57-99	1999/09/03	Installer et exploiter un analyseur de l'humidité de l'air à la station de compression Empress.	17 800
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-60-99	1999/09/08	Acheter et installer des dispositifs d'étanchéité de gaz à sec dans les stations 392, 393 et 394-2 en Saskatchewan.	247 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-59-99	1999/09/10	Modifier le réseau d'eaux résiduelles à la station 209. (partie 2)	57 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-61-99	1999/09/17	Divers projets : S2, S2B et systèmes informatiques Calgary	83 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-62-99	1999/09/28	Reconstruire la station de comptage Dauphin à la VCP 25.	233 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-64-99	1999/09/30	Poste d'analyse d'eau sur le pipeline Ekwan.	243 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	XG-M029-63-99	1999/10/01	Construire un piquage sur conduite en charge à NE 32-51-27-W3M.	25 200
Duke Energy Midstream Services, Ltd.	XG-D66-56-99	1999/10/08	Canalisation de 21km et de 168,3mm (d.e.) pour le transport de gaz sulfureux, qui transportera d'abord du gaz non corrosif à forte teneur en CO2 (gaz acide) de 11-1-81-15-W6M en C.-B. à 5-23-80-13-W6M en Alberta.	2 600 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	XG-M29-67-99	1999/10/14	Modifier la tuyauterie à l'intérieur de la station de comptage à LSD 12-30-49-27-W3M.	14 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-65-99	1999/10/19	Refaire l'enduit de la tuyauterie pour l'eau de refroidissement à la station 369.	104 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-66-99	1999/10/19	Installer un collier d'assemblage pour tubes et un support à la station 392.	21 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-70-99	1999/10/28	Prolonger du 31 mars 1999 au 31 mars 2000 la clause de temporisation du SG-W5-19-99 - modifications à la station de comptage MS-66 à l'usine à gaz Solex.	-
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-75-99	1999/10/29	Poste d'analyse d'eau sur le pipeline Wapiti d'Amoco.	317 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F006-72-99	1999/11/02	Demande d'ordonnance aux termes de l'art. 58 pour insonoriser la tuyauterie à haute pression posée en surface à la station de compression 369 de Foothills (Installation de décompression/recompression d'Empress).	245 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-74-99	1999/11/09	Améliorer la surveillance des pentes à Taylor.	612 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-71-99	1999/11/10	Installer une nouvelle station de comptage (MS-110) sur la canalisation principale de 26 po vers l'Alberta.	381 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-73-99	1999/11/12	Installer deux tours de télécommunication.	342 000
AEC Suffield Gas Pipeline Inc.	XG-A163-69-99	1999/12/07	Construire et exploiter un gazoduc de 168,3 mm de d.e. et d'environ 6,2 km de long entre l'Alberta (8-3-7-1 W4M) et la Saskatchewan (9-32-6-30 W3M).	543 950
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-C087-76-99	1999/12/08	Construire un pipeline pour gaz non corrosif de 0,4 km de long et 114,3 mm de d.e. entre un puits en C.-B. et le réseau collecteur de gaz Elmworth en Alberta.	118 725



C2. Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

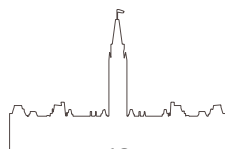
Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-C087-77-99	1999/12/09	Projet de Pipeline Hiding Creek - gazoduc de 9,9 km de long et 163,8 mm de d.e.	1 200 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-78-99	1999/12/15	Construire un bâtiment pour abriter un analyseur d'eau - point de réception 979.	50 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-79-99	1999/12/16	Poser des raccords pour producteurs et des tronçons de raccordement.	950 000
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-80-99	1999/12/17	Installer des installations temporaires de purge près de Fort Saskatchewan, en Alberta.	160 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-81-99	1999/12/20	Projet de construction No 1 - remplacer le tronçon de pipeline entre la VCP 104 et la VCP 105.	6 800 000
AltaGas Services Inc.	XG-A169-46-99	2000/08/11	Construire et exploiter un pipeline pour gaz non corrosif entre la Saskatchewan (7-36-26-29-W3M) et l'Alberta (14-1-27-1-W4M).	500 000
Murphy Oil Company Ltd.	XG-M23-68-99	1999/10/14	Modifications au pipeline Cactus-Bodo.	45 000

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Abitibi-Consolidated Corporation	GOL-2-98 ^(a)	Sprague (Man.)	1998/03/01	2002/10/31	-	-	-
AG-Energy L.P.	GL-182	Iroquois (Ont.)	1993/11/01 2008/11/01	2008/10/31 2008/12/31	467,0 467,0	170,6 28,5	2 587,0
Alberta Northeast Gas, Limited et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois (Ont.)	1991/12/01 1992/11/01 2006/11/01	1992/10/31 2006/10/31 2007/03/31	399,0 533,0 533,0	146,4 194,7 80,5	2 714,0
Alberta Northeast Gas, Limited et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois (Ont.)	1991/12/01 1992/11/01 2006/11/01	1992/10/31 2006/10/31 2007/03/31	790,0 1 057,0 1 057,0	289,9 386,1 159,7	5 428,0
Alberta Northeast Gas, Limited et ProGas Limited	GL-103	Iroquois (Ont.)	1991/12/01 1992/11/01 2006/11/01	1992/10/31 2006/10/31 2007/03/31	399,0 1 870,0 1 870,0	513,4 683,0 282,6	10 236,0
Alberta Northeast Gas, Limited et TransCanada Pipelines Limited	GL-102	Iroquois et Niagara Falls (Ont.) maximum combiné	1991/11/01 1992/11/01 2006/11/01	1992/10/31 2006/10/31 2007/02/28	5 830,3 7 790,3 7 790,3	2 139,1 2 845,3 935,5	42 646,0
		maximum permis à Iroquois (Ont.) dans le cadre du volume combiné Iroquois/Niagara Falls	1991/11/01 1992/11/01 2006/11/01	1992/10/31 2006/10/31 2007/02/28	5 547,0 7 507,0 7 507,0	2 035,7 2 741,9 901,5	
		maximum permis à Niagara Falls (Ont.) dans le cadre du volume combiné Iroquois/Niagara Falls	1991/11/01 2006/11/01	2006/10/31 2007/02/28	283,3 283,3	103,4 34,0	

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée	GL-112	Huntingdon (C.-B.)	1989/07/24	1989/10/31	704,0	70,4	3 856,0
			1989/11/01	2004/10/31	704,0	257,0	
	GL-176	Emerson (Man.)	1992/11/01	2002/10/31	424,9	155,1	1 551,0
Amoco Canada Resources Limited et Consolidated Edison Company	GL-127	Niagara Falls (Ont.)	1992/04/30	1992/10/31	873,0	160,8	4 778,0
			1992/11/01	2005/10/31	873,0	319,0	
BC Gas Utility Ltd.	GOL-6-93 ^(b)	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1993/08/31	2000/04/30	-	-	-
	GOL-3-9 ^(c)	Huntingdon (C.-B.)	1995/05/01	2000/04/30	-	-	-
Bearpaw Processing Company (Canada) Ltd.	GO-59-96		Date des prem. livraisons pour une période de 10 ans		-	-	-
Brooklyn Navy Yard Cogen Partners, L.P.	GL-232	Iroquois (Ont.)	Date des prem. livraisons pour une période de 15 ans		750,0	274,0	4 110,0
Canadian Hunter Marketing Ltd.	GL-107	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1990/11/01	2010/10/31	845,0	254,0	3 381,0
Canadian Occidental Petroleum Ltd.	GL-177	Emerson (Man.)	1992/11/01	2002/10/31	212,5	77,5	775,0
CanWest Gas Supply Inc.	GL-189	Huntingdon (C.-B.)	1993/01/28	1993/10/31	2 606,0	722,5	11 415,0
			1993/11/01	2003/11/01	2 606,0	952,0	
	GL-218	Huntingdon (C.-B.)	1993/11/01	2008/10/31	273,2	100,0	1 495,0
Chevron Canada Resources Limited	GL-250	Kingsgate (C.-B.)	1997/09/01	2012/08/30	585,8	214,4	3 210,0
CoEnergy Trading Company	GL-276	East Hereford (Qué.) Emerson (Man.) maximum combiné	1999/03/10	2009/03/09	2 266,2	827,2	8 272,0
					2 266,2	827,2	
	GOL-5-98 ^(d)	Emerson (Man.)	1998/11/01	2008/11/31	-	-	-
Cornerstone Gas Marketing	GOL-3-97 ^(e)	Emerson (Man.)	1997/11/01	2008/11/31	-	-	-
CoWest Energy	GOL-1-97 ^(f)	St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Sask.)	1997/02/04	2022/02/03	-	-	-
	GOL-2-97 ^(g)	St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Man.)	1997/02/04	2022/02/03	-	-	-
Crestar Energy Marketing Corporation	GL-108	Emerson (Man.)	1993/11/01	2001/10/31	422,5	154,0	1 504,0
	GL-257	Monchy (Sask.)	1996/11/01	2001/10/31	179,8	65,6	328,1

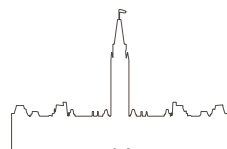


C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance de		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Dartmouth Power Associates Limited Partnership	GL-164	Iroquois (Ont.)	1992/11/01	2007/10/31	400,9	146,4	2 196,0
Direct Energy Marketing Limited	GL-188	Highwater et East Hereford (Qué.)	1992/10/29	1992/10/31	171,0	0,5	936,2
			1992/11/01	2006/10/31	171,0	62,4	
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	GL-145	Huntingdon (C.-B.)	1991/01/24	1991/10/31	327,5	92,0	1 195,5
			1991/11/01	2000/10/31	327,5	119,5	
			1991/01/24	1991/10/31	272,9	76,7	
1991/11/01	1992/10/31	272,9	99,6				
			1992/11/01	2003/10/31	409,4	149,4	
	GL-269	Niagara Falls (Ont.)	1997/11/01	2007/10/31	246,5	90,0	899,7
ENCO Gas, Ltd.	GL-203	Huntingdon (C.-B.)	1993/08/01	1993/10/31	155,1	7,2	3 258,0
			1993/11/01	1994/10/31	429,1	156,6	
			1994/11/01	2008/10/31	601,3	219,5	
Encogen Northwest, L.P.	GL-190	Huntingdon (C.-B.)	1993/11/01	2008/10/31	271,6	99,1	1 441,3
Engage Energy Canada, L.P. comme agent de Westcoast Gas Services Inc. et Coastal Gas Marketing Company	GL-166	Monchy (Sask.)	1992/04/30	1992/10/31	2 820,0	527,7	10 300,0
			1992/11/01	2001/10/31	2 820,0	1 030,0	
	GL-183	Huntingdon (C.-B.)	1992/11/01	2002/10/31	273,9	100,0	1 000,3
	GL-225	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1993/12/15	1994/10/31	2 581,5	533,2	13 691,1
			1994/11/01	2004/10/31	2 581,5	1 040,8	
	GL-226	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1993/12/15	1994/10/31	988,6	317,5	4 746,8
			1994/11/01	2004/10/31	988,6	360,8	
	GL-227	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1993/12/15	1994/10/31	570,3	183,2	2 738,6
			1994/11/01	2004/10/31	570,3	360,8	
	GL-228	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1993/12/15	1994/10/31	114,4	36,8	549,0
			1994/11/01	2004/10/31	114,4	41,8	
	GL-259	Chippawa (Ont.)	1997/11/01	2007/10/31	1 367,5	500,0	5 000,0
	GL-260	Emerson (Man.)	1997/11/01	2007/10/31	199,1	73,0	730,0
	GL-261	Emerson (Man.)	1997/11/01	2007/10/31	313,5	114,4	1 144,0
	GL-267	Iroquois (Ont.)	1997/11/01	2007/10/31	396,6	145,0	1 450,0
	GL-274	Emerson (Man.)	1998/11/01	2008/10/31	864 000,0	316,0	3 160,0
	GL-275	St. Clair (Ont.)	1998/11/01	2008/10/31	1 400,0	511,0	5 110,0
	GL-282	Emerson (Man.)	1998/11/08	2008/10/31	572,0	208,8	2 452,0

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-1-94 ^(h)	Iroquois (Ont.) et Niagara Falls (Ont.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-2-94 ^(c)	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-3-94 ^(j)	Monchy (Sask.) et St. Clair (Ont.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-4-94 ^(h)	Emerson (Man.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-5-94 ^(j)	Cardston (Alb.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-9-93 ^(d)	St. Clair (Ont.)	1997/11/01	2008/03/31	-	-	-
	GO-16-96		1996/03/07	2000/09/19	30,0	-	-
Enron Capital & Trade Resources Corp.	GL-258	Iroquois (Ont.)	1996/11/01	2006/10/31	425,0	155,0	1 550,0
	GL-268	Niagara Falls (Ont.)	1997/11/01	2007/11/01	435,9	159,0	1 590,0
	GL-277	Monchy (Sask.)	1998/11/01	2008/11/01	1 185,2	432,7	4 327,3
	GL-278	Emerson (Man.) St. Clair (Ont.) maximum combiné	1998/11/01	2008/11/01	901,0	329,7	3 296,6
			1998/11/01	2008/11/01	901,0	329,7	
	GL-279	Niagara Falls (Ont.)	1998/11/01	2008/11/01	256,4	93,6	936,0
GOL-26-92 ^(k)	Monchy (Sask.) et Emerson (Man.)	1992/11/06	2004/11/05	-	-	-	
Forty Mile gas Co-op Ltd.	GO-21-98		1998/05/01	2018/04/30	30,0	-	-
Fulton Cogeneration Associates	GL-154	Niagara Falls (Ont.)	1992/08/27	1992/10/31	170,0	11,2	868,0
			1992/11/01	2005/10/31	170,0	62,0	
Gaz Métropolitain, Inc.	GOL-14-93 ^(h)	St. Clair et Windsor (Ont.)	1993/12/01	2003/11/30	-	-	-
	GOL-16-93 ^(j)	St. Clair et Windsor (Ont.)	1993/12/01	2003/11/30	-	-	-
Husky Gas Marketing (comme agent de Canterra Energy Ltd.)	GL-114	Emerson (Man.)	1989/08/24	1989/10/31	424,9	29,3	2 246,4
			1989/11/01	2004/10/31	424,9	155,1	2 556,6
Husky Oil Operations Ltd.	GL-144	Cornwall/ Iroquois (Ont.)	1992/08/01	1992/10/31	566,6	52,1	3 154,0
			1992/11/01	2007 11 01	566,6	206,8	3 154,0
Imperial Oil Resources Ltd./Boston Gas Company	GL-294	Iroquois (Ont.)	Date des prem. livraisons	2007/03/31	991,5	362,0	5 432,0
Indeck-Yerkes Limited Partnership	GL-215	Niagara Falls (Ont.)	1993/03/16	1993/10/31	341,0	77,7	1 115,9
			1993/11/01	2005/10/31	341,0	123,4	



C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance de		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 ^(l)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1996/12/18	2006/12/31	-	-	-
Mobil Oil Canada, Ltd.	GL-146	Huntingdon (C.-B.)	1991/01/24	1991/10/31	136,5	38,4	1 145,6
			1991/11/01	1992/10/31	136,5	49,8	
			1992/11/01	1995/10/31	272,9	99,6	
			1995/11/01	2000/10/31	409,4	149,4	
Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company	GL-262	Iroquois (Ont.)	1996/11/01	2006/10/31	283,3	104,0	1 040,0
National Steel	GOL-8-96 ^(h)	Windsor (Ont.) Corporation	1996/12/18	2000/12/17	-	-	-
New York State Electric & Gas Corporation	GL-195	Chippawa, Iroquois, et Niagara Falls (Ont.) et Napierville (Qué.)	1993/11/01	2005/10/31	225,0	93,1	1 117,0
	GL-220	Chippawa (Ont.)	1993/12/01	1994/10/31	283,3	95,0	1 035,0
			1994/11/01	2003/10/31	283,3	103,5	
			2003/11/01	2003/11/30	283,3	8,5	
Northern Minnesota Utilities	GL-171	Sprague (Man.)	1992/04/30	1992/10/31	917,8	168,9	3 685,0
	GOL-17-92 ^(m)	Fort Francis (Ont.)	1992/12/01	2002/10/31	-	-	-
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 ^(k)	Loomis et Willow Creek (Sask.) et Emerson (Man.)	1992/12/01	2002/10/31	-	-	-
Pan-Alberta Gas Ltd.		maximum permis à Niagara Falls (Ont.) dans le cadre du volume combiné Emerson/Niagara Falls	1987/11/01	1996/10/31	1 442,7	526,6	
			1996/11/01	1997/10/31	1 082,1	394,9	
			1997/11/01	1998/10/31	721,3	263,3	
			1998/11/01	1999/10/31	360,7	131,7	
	GL-97	Monchy (Sask.)	1984/12/20	1985/10/31	24 928,5	7 582,8	75 296,7
			1985/11/01	2001/10/31	24 928,5	8 294,4	
	GL-106	Kingsgate (C.-B.)	1988/11/01	2012/10/31	7 478,6	2 488,3	37 324,5
PanCanadian Petroleum Ltd.	GL-284	Monchy (Sask.)	1998/11/01	2008/10/31	4 277,5	1 562,4	15 624,0
	GL-285	Kingsgate (C.-B.)	1998/11/01	2008/10/31	2 727,0	996,2	9 962,0
Pawtucket Power Associates Limited Partnership	GL-149	Iroquois (Ont.)	1991/11/01	2006/10/31	362,5	132,4	1 986,0
Petro-Canada Inc.	GL-186	Huntingdon (C.-B.)	1994/04/01	1994/10/31	409,6	87,5	2 580,9
			1994/11/01	2011/10/31	409,6	150,0	
Pittsfield Generating Company, L.P.	GL-256	Niagara Falls (Ont.)	1996/04/01	2011/10/31	895	326,7	4844,3

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum				
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)		
Poco Petroleum Ltd.	GL-117	Emerson (Man.)	1989/08/24	1989/10/31	708,2	48,9	1 706,1		
			1989/11/01	1990/11/07	708,2	258,5			
			1990/11/08	1991/10/31	424,9	152,1			
			1991/11/01	2000/10/31	424,9	155,1			
	GL-118	Emerson (Man.)	1989/08/24	1989/10/31	708,2	48,9	2 248,9		
			1989/11/01	1990/11/07	708,2	258,5			
			1990/11/08	1991/10/31	424,9	152,1			
			1991/11/01	1992/10/28	424,9	153,8			
			1992/10/29	1992/10/31	424,9	1,3			
			1992/11/01	2004/10/31	424,9	155,1			
	GL-173	Huntingdon (C.-B.)	1992/06/11	1992/10/31	424,9	60,8	1 138,4		
			1992/11/01	2000/10/31	424,9	155,1			
			2000/11/01	2001/08/11	424,9	120,7			
	GL-174	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1992/06/11	1992/10/31	566,6	81,0	1 583,0		
			1992/11/01	2000/10/31	566,6	206,8			
			2000/11/01	2001/06/10	566,6	126,4			
	GL-205	Kingsgate (C.-B.)	1993/11/01	2002/10/31	445,1	138,8	869,5		
			2002/11/01	2003/09/30	445,1	126,6			
	ProGas Limited	GL-98	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.) maximum combiné	1986/08/13	1986/10/31	9 440,9	2 583,2	30 064,3	
				1986/11/01	1987/10/31	7 552,7	2 480,0		
1987/11/01				1993/10/31	9 440,9	3 100,0			
1993/11/01				1994/10/31	5 211,1	1 560,3			
1994/11/01				1995/02/28	5 211,1	380,5			
1995/03/01				1995/07/31	4 788,7	584,2			
1995/08/01				1995/10/31	4 515,0	328,5			
1995/11/01				1997/10/31	4 515,0	1 303,5			
1997/11/01				2000/10/31	4 741,4	1 386,1			
2000/11/01				2001/10/31	1 416,4	517,3			
maximum permis à Monchy (Sask.) dans le cadre du volume combiné Monchy/Niagara Falls				1986/08/13	1986/10/31	6 797,4	2 480,0		8 718,7
				1986/11/01	1987/10/31	3 776,3	1 240,0		
				1987/11/01	1993/10/31	2 124,6	899,0		
				1993/11/01	1994/10/31	2 124,6	775,5		
		1994/11/01	1995/02/28	2 124,6	255,0				
		1995/03/01	1995/07/31	2 124,6	325,1				
GL-101		Niagara Falls (Ont.)	1989/05/01	1989/10/31	1 420,0	260,6	10 340,0		
			1989/11/01	2009/10/31	1 420,0	517,0			
GL-109		Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1991/05/01	1991/10/31	708,2	130,3	5 170,0		
			1991/11/01	2011/10/31	708,2	258,5			
GL-129	Niagara Falls (Ont.)	1990/07/27	1990/10/31	2 861,1	277,5	19 015,3			
		1990/11/01	1992/10/31	2 861,1	1 044,3				
		1992/11/01	2006/10/31	2 521,1	920,2				
		2006/11/01	2013/10/31	2 039,6	744,4				
GL-161	Iroquois (Ont.)	1992/11/01	2010/10/31	708,2	258,4	4 800,4			
		2010/11/01	2011/04/30	708,2	128,2				

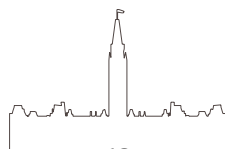


C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	GL-178	Niagara Falls (Ont.)	1992/11/01	2007/10/31	339,9	124,1	1 861,1
	GL-179	Emerson (Man.)	1992/11/01	2002/10/31	212,5	77,5	775,5
	GL-231	Emerson (Man.)	1993/11/01	2003/10/31	2 407,9	879,0	8 651,9
	GL-233	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2000/10/31	75,7 75,7	13,9 27,5	179,8
	GL-234	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2003/10/31	84,8 84,8	15,6 31,0	294,3
	GL-235	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2000/10/31	807,1 807,1	148,5 294,6	1 916,0
	GL-236	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2003/10/31	304,0 304,0	55,9 111,0	1 054,6
	GL-237	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2003/10/31	95,9 95,9	17,7 35,0	332,8
	GL-238	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2003/10/31	313,8 313,8	57,7 114,5	1 088,5
	GL-240	Emerson (Man.)	1994/05/01 1994/11/01	1994/10/31 2002/10/31	187,4 187,4	34,5 68,4	581,7
	GL-270	Emerson (Man.)	1997/05/01	2012/10/31	2 255,0	41,4	2 071,3
	GL-271	Emerson (Man.)	1997/05/01	2012/10/31	67,0	12,3	378,3
	GL-272	Iroquois (Ont.)	1997/11/01	2007/10/31	458,0	167,2	1 672,0
	GL-286	Emerson (Man.)	1998/11/01	2008/10/31	849,6	310,3	620,6
	GL-287	Monchy (Sask.)	1998/11/01	2008/10/31	849,6	310,3	620,6
	GL-288	Kingsgate (C.-B.)	1998/07/01	2007/03/01	222,3	26,7	703,4
	GL-295	Emerson (Man.)	1999/01/01	2009/10/31	171,4	62,6	626,0
Ranger Oil Limited	GL-280	Niagara Falls (Ont.)	1997/11/01	2007/10/31	141,6	51,7	517,0
Renaissance Energy Ltd.	GL-251	Monchy (Sask.)	1995/01/31 1995/11/01	1995/10/31 2003/10/31	140,0 140,0	42,6 51,1	460,0
	GL-252	Niagara Falls (Ont.)	1995/11/01	2005/10/31	180,0	66,0	660,0
	GL-253	Niagara Falls (Ont.)	1995/11/01	2005/10/31	28,0	10,1	101,0
	GL-255	Niagara Falls (Ont.)	1995/10/17 1995/11/01	1995/10/31 2004/10/31	79,3 79,3	1,2 28,9	265,5
	GL-263	Niagara Falls (Ont.)	1997/11/01	2002/11/01	281,9	102,9	514,5
	GL-292	Niagara Falls (Ont.)	1998/11/01	2008/11/01	663,0	242,0	2 421,0
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ⁽ⁿ⁾	Chippawa (Ont.)	1993/11/01	2008/10/31	-	-	-

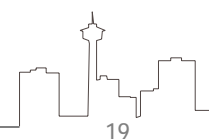
C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
San Diego Gas & Electric Company et Husky Oil Operations	GL-208	Kingsgate (C.-B.)	1993/11/01	2001/10/31	609,9	222,6	2 226,0
Saranac Power Partners L.P. et Shell Canada Limitée	GL-197	Napierville (Qué.)	1993/11/01	2008/10/31	1 445,0	529,0	7 125,0
Selkirk Cogen Partners, L.P.	GL-157	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1992/11/01 2007/11/01	2007/10/31 2008/10/30	651,5 651,5	237,8 117,9	3 685,9
Selkirk Cogen Partners, L.P. et Atcor Ltd.	GL-192	Iroquois (Ont.)	1994/11/01	2009/10/31	479,0	176,0	2 712,0
Selkirk Cogen Partners, L.P. et Imperial Oil Resources Ltd.	GL-193	Iroquois (Ont.)	1994/11/01	2009/10/31	538,2	196,6	3 031,0
Selkirk Cogen Partners, L.P. et PanCanadian Petroleum Ltd.	GL-194	Iroquois (Ont.)	1994/11/01	2009/10/31	538,2	196,6	3 031,0
Shell Canada Limitée	GL-119	Emerson (Man.)	1989/08/24 1989/11/01	1989/10/31 2003/10/31	424,9 424,9	29,3 155,1	2 234,0
	GL-120	Emerson (Man.)	1989/08/24 1989/11/01	1989/10/31 2004/10/31	424,9 424,9	29,3 155,1	2 250,0
	GL-134	Niagara Falls (Ont.)	1990/07/27 1990/11/01 2010/11/01	1990/10/31 2010/10/31 2011/08/31	450,0 450,0 450,0	43,7 145,0 95,9	2 755,0
	GL-180	Monchy (Sask.)	1992/08/27 1992/11/01 2001/11/01	1992/10/31 2001/10/31 2002/08/26	278,0 278,0 278,0	18,3 102,0 83,1	1 014,0
	GL-181	Monchy (Sask.)	1992/08/27 1992/11/01 2006/11/01	1992/10/31 2006/10/31 2007/08/26	580,0 580,0 580,0	38,3 212,0 173,4	3 181,0
	GL-241	Huntingdon (C.-B.)	1994/07/19 1994/11/01	1994/10/31 2009/10/31	609,0 609,0	64,2 223,0	2 001,3
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GL-219	Chippawa (Ont.)	1995/03/01 1995/11/01	1995/10/31 2004/10/31	805,0	196,0	2 940,0
	GOL-13-92 ^(h)	Chippawa (Ont.)	1993/02/01	2014/12/31	-	-	-
St. Lawrence Gas Company, Inc.	GL-264	Cornwall et Iroquois (Ont.)	1996/11/01 1997/07/01 1997/10/01	1997/06/30 1997/10/31 2002/10/31	574,3 531,8 531,8	106,2 30,6 100,0	637,2 484,5
Summit Resources Limited	GL-214	Kingsgate (C.-B.)	1993/11/01 1994/04/01 1994/10/01 1994/11/01 1995/04/01 1995/10/01 1996/04/01 1996/10/01	1994/03/31 1994/09/30 1994/10/31 1995/03/31 1995/09/30 1995/10/31 1996/09/30 1996/10/31	219,2 141,3 219,2 219,2 141,3 219,2 141,3 219,2	21,8 26,5 4,5 21,8 26,5 4,5 26,5 4,5	300,0



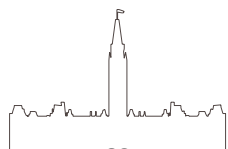
C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance de		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
			1996/11/01	1997/03/31	219,2	21,8	
			1997/04/01	1997/09/30	141,3	26,5	
			1997/10/01	1997/10/31	219,2	4,5	
			1997/11/01	1998/03/31	219,2	21,8	
			1998/04/01	1998/09/30	141,3	26,5	
			1998/10/01	1998/10/31	219,2	4,5	
			1998/11/01	1999/03/31	219,2	21,8	
			1999/04/01	1999/09/30	141,3	26,5	
			1999/10/01	1999/10/31	219,2	4,5	
			1999/11/01	2000/03/31	219,2	21,8	
			2000/04/01	2000/09/30	141,3	26,5	
			2000/10/01	2000/10/31	219,2	4,5	
			2000/11/01	2001/03/31	219,2	21,8	
			2001/04/01	2001/09/30	141,3	26,5	
			2001/10/01	2001/10/31	219,2	4,5	
Talisman Energy Inc.	GL-196	Huntingdon (C.-B.)	1993/10/01	2011/10/31	504,1	184,0	3 128,0
	GL-265	Huntingdon (C.-B.)	1997/01/01	2016/12/31	74,7	27,3	545,5
	GL-266	Huntingdon (C.-B.)	1997/01/01	2016/12/31	78,9	28,8	575,9
Tennessee Gas Pipeline Company	GOL-11-92 ⁽ⁿ⁾	Niagara Falls (Ont.)	1992/11/01	2002/10/31	-	-	-
TransCanada Gas Services Limited	GL-128	Cornwall (Ont.)	1990/07/27	1990/10/31	331,0	32,1	1 820,0
			1990/11/01	2005/10/31	331,0	121,3	
	GL-141	Emerson (Man.)	1990/11/08	1991/10/31	424,9	152,1	2 326,5
			1991/11/01	2005/10/31	424,9	155,1	
	GL-163	Niagara Falls (Ont.)	1992/11/01	2007/10/31	283,0	103,7	1 552,0
	GL-167	Emerson (Man.)	1992/05/01	1992/10/31	1 346,0	247,7	4 920,0
			1992/11/01	2001/10/31	1 346,0	492,0	
	GL-169	Monchy (Sask.)	1992/05/01	1992/10/31	708,0	130,3	2 590,0
			1992/11/01	2001/10/31	708,0	259,0	
	GL-170	Emerson (Man.)	1992/05/01	1992/10/31	283,0	52,1	978,2
			1992/11/01	2000/10/31	283,0	103,0	
			2000/11/01	2001/05/01	283,0	51,2	
	GL-172	Phillipsburg (Qué.)	1992/04/30	1992/10/31	906,0	166,7	4 980,0
			1992/11/01	2006/10/31	906,0	332,0	
	GL-175	Iroquois (Ont.)	1992/08/27	1992/10/31	1 445,0	95,4	7 910,0
			1992/11/01	2005/10/31	1 445,0	529,0	
	GL-200	Niagara Falls (Ont.)	1994/02/01	1994/10/31	509,0	139,6	2 800,0
			1994/11/01	2008/10/31	509,0	186,6	
			2009/11/01	2009/01/31	509,0	47,0	
	GL-202	Emerson (Man.)	1993/02/23	1993/10/31	4 853,0	1 221,3	13 892,0
			1993/11/01	2000/10/31	4 853,0	1 776,0	
	GL-242	Emerson (Man.)	1994/05/01	1994/10/31	2 533,0	467,3	8 811,5
			1994/11/01	2003/10/31	2 533,0	927,0	



C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	GL-243	Emerson (Man.)	1994/05/01	1994/10/31	776,0	142,7	2 689,5
			1993/11/01	2010/10/31	504,1	184,0	
			1994/11/01	2003/10/31	776,0	283,0	
	GL-244	Emerson (Man.)	1994/05/01	1994/10/31	752,0	138,6	2 613,9
			1994/11/01	2003/10/31	752,0	275,0	
	GL-245	Emerson (Man.)	1994/05/01	1994/10/31	237,0	43,7	824,1
			1994/11/01	2003/10/31	237,0	86,7	
	GL-246	Emerson (Man.)	1994/05/01	1994/10/31	210,0	38,7	730,0
			1994/11/01	2003/10/31	210,0	76,8	
	GL-254	Emerson (Man.)	1995/01/31	1995/10/31	205,0	56,5	675,0
			1995/11/01	2003/10/31	205,0	75,0	
	GL-291	East Hereford (Qué.)	1998/11/01	2008/10/31	849,8	311,0	3 104,4
TransCanada Gas Services comme agent de	GL-248	Kingsgate (C.-B.)	1996/08/01	2011/07/31	841,5	307,1	4 606,9
CanStates Gas Marketing	GL-249	Kingsgate (C.-B.)	1996/08/01	2011/07/31	420,7	153,5	2 303,2
TransCanada Gas Services comme agent de CanStates Gas Marketing and Transco Energy Marketing Company	GL-136	Niagara Falls (Ont.)	1992/08/27	1992/10/31	2 125,0	140,3	9 307,5
			1992/11/01	2002/10/31	2 125,0	775,6	
			1990/11/08	1991/10/31	1 371,1	450,5	
1991/11/01	2000/10/31	1 371,1	459,3				
Energy Marketing Company	GL-137	Niagara Falls (Ont.)	2000/11/01	2002/10/31	1 371,1	500,4	
TransCanada Pipelines Limited	GL-83	Niagara Falls (Ont.)	1986/11/01	2002/10/31	2 620,3	959,0	16 371,0
			2002/11/01	2003/01/15	2 620,3	199,1	
			2003/01/06	2004/01/15	2 620,3	959,0	
	GL-110	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1991/05/01	1991/10/31	708,2	130,3	5 443,2
			1991/11/01	2012/10/31	708,2	258,5	
	GL-121	Emerson (Man.)	1989/08/24	1989/10/31	424,9	29,3	2 326,5
			1989/11/01	2003/10/31	424,9	155,1	
	GL-122	Emerson (Man.)	1989/08/24	1989/10/31	424,9	29,3	2 326,5
			1989/11/01	2004/10/31	424,9	155,1	
	GL-187	Emerson (Man.)	1992/08/27	1992/10/31	2 785,0	183,8	12 035,0
			1992/11/01	2005/10/31	2 785,0	875,0	
	GOL-2-91 ^(a)	Emerson (Man.)	1991/11/01	2005/10/31	-	-	-
UMC Petroleum Corporation	GOL-12-95 ^(p)	Emerson (Man.)	1995/09/22	2008/12/31	-	-	-
Union Gas Limited	GOL-15-93 ^(a)	Sprague (Man.)	1993/12/01	2018/11/30	-	-	-
	GOL-5-97 ^(l)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	1997/06/25	2002/06/24	-	-	-
	GOL-6-97 ^(a)	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.)	1997/06/25	2002/06/24	-	-	-



C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Union Pacific Resources comme agent de Norcen Energy Resources Limited	GL-116	Emerson (Man.)	1990/05/03	1990/10/31	184,1	33,5	1 034,0
			1990/11/01	1994/10/31	184,1	67,2	
			1994/11/01	2001/10/31	283,3	104,8	
	GL-143	Emerson (Man.)	1990/11/08	1991/10/31	283,3	101,4	1 068,8
			1991/11/01	2000/10/31	283,3	103,4	
United States Gypsum Company	GL-273	Emerson (Man.)	1997/11/01	2007/11/01	382,4	139,6	1 395,8
			GL-281	Chippawa (Ont.) Niagara Falls (Ont.) maximum combiné	1998/11/01	2008/11/01	
US Gen New England Inc.	GL-160	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1999/07/28	2008/11/01	1 700,0	621,0	9 308,0
Vermont Gas Systems, Inc.	GL-289	Philipsburg (Qué.)	1998/11/01	2008/10/31	226,6	82,7	827,0
WasCana Energy Inc.	GL-77	Niagara Falls (Ont.)	1987/11/01	1993/10/31	3 540,0	1 292,1	11 175,9
			1993/11/01	1993/12/14	3 540,0	155,1	
			1993/12/15	1994/10/31	2 831,8	909,6	
			1994/11/01	2001/10/31	2 831,8	1 033,3	
	GL-229	Niagara Falls (Ont.)	1993/12/15	1994/10/31	708,2	227,5	2 391,1
			1994/11/01	2002/10/31	708,2	258,5	
WasCana Energy Inc. Rock-Tenn Company, Mill	GL-290	Philipsburg (Qué.)	1998/11/01	2008/10/31	61,2	22,3	223,4
Washington Water Power Company	GL-204	Kingsgate (C.-B.)	1993/11/01	1994/10/31	1 013,0	277,0	3 357,0
			1994/11/01	1995/10/31	1 100,0	302,0	
			1995/11/01	1996/10/31	1 190,0	328,0	
			1996/11/01	1997/10/31	1 285,0	356,0	
			1997/11/01	1998/10/31	1 380,0	382,0	
			1998/11/01	1999/10/31	1 471,0	408,0	
			1999/11/01	2000/10/31	1 563,0	434,0	
			2000/11/01	2001/10/31	1 145,0	275,0	
			2001/11/01	2002/10/31	1 201,0	290,0	
		2002/11/01	2003/10/31	1 258,0	305,0		

- (a) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Rainy River (Ont.).
- (b) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel pour stockage aux États-Unis et importation subséquente près de Huntingdon, en C.-B., par l'intermédiaire d'ententes d'échange avec d'autres exportateurs.
- (c) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Huntington (C.-B.).
- (d) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair (Ont.).
- (e) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Loomis (Sask.).
- (f) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor, et Blue Water (Ont.).
- (g) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor et Blue Water (Ont.).
- (h) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair et Windsor (Ont.).
- (i) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Willow Creek (Sask.).
- (j) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair et Windsor (Ont.).
- (k) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Willow Creek (Sask.).
- (l) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.).
- (m) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Rainy River (Ont.).
- (n) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Sarnia (Ont.).
- (o) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Sarnia et Sault Ste. Marie (Ont.).
- (p) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Willow Creek et Loomis (Sask.).
- (q) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia, Sault Ste. Marie et Blue Water (Ont.).
- Non précisé

C4. Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Abitibi-Consolidated Corporation	GOL-1-98 ^(a)	Rainy River (Ont.)	1998/03/01	2002/10/31	-	-	-
B.C. Gas Utility Ltd.	GOL-6-93 ^(b)	Huntingdon (C.-B.)	1992/08/11	2000/04/30	-	-	-
	GOL-3-95 ^(c)	Huntingdon (C.-B.)	1995/05/01	2000/04/30	-	-	-
Bearpaw Gathering Systems, Inc.	GOL-5-98 ^(d)	St. Clair (Ont.)	1998/11/01	2008/11/31	-	-	-
CoWest Energy	GOL-1-97 ^(e)	Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor et Blue Water (Ont.)	1997/02/04	2022/02/03	-	-	-
	GOL-2-97 ^(f)	Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor et Blue Water (Ont.)	1997/02/04	2022/02/03	-	-	-
Cornerstone Gas Marketing	GOL-3-97 ^(g)	Loomis (Sask.)	1997/08/08	2008/10/31	-	-	-
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-1-94 ^(h)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-2-94 ^(b)	Huntingdon (C.-B.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-3-94 ⁽ⁱ⁾	Windsor et St. Clair (Ont.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-4-94 ^(d)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
	GOL-5-94 ^(j)	Willow Creek (Sask.)	1994/03/01	2002/09/15	-	-	-
Enron North America Corp.	GOL-26-92 ^(k)	Willow Creek (Sask.)	1992/11/06	2004/11/05	-	-	-
Gaz Métropolitain, Inc.	GOL-14-93 ^(l)	St. Clair et Windsor (Ont.)	1993/12/01	2003/11/30	-	-	-
	GOL-16-93 ^(m)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1993/12/01	2003/11/30	-	-	-
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 ⁽ⁿ⁾	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1996/12/18	2006/12/31	-	-	-
National Steel Corporation	GOL-8-96 ^(o)	Windsor (Ont.)	1996/12/18	2000/12/17	-	-	-
Northern Minnesota Utilities	GOL-17-93 ^(p)	Rainy River (Ont.)	1992/12/01	2002/10/31	-	-	-
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 ^(g)	Willow Creek (Sask.)	1995/09/22	2008/12/31	-	-	-
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ^(q)	Sarnia (Ont.)	1993/11/01	2008/10/31	-	-	-
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GOL-13-92 ^(q)	Sarnia et Windsor (Ont.)	1993/02/01	2014/12/31	-	-	-



C4. Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1999

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance de		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Tennessee Gas Pipeline Company	GOL-11-92 ^(a)	St. Clair (Ont.)	1992/11/01	2002/10/31	-	-	-
TransCanada Pipelines Limited	GOL-2-91 ^(d)	Sarnia et Sault Ste. Marie (Ont.)	1991/11/01	2005/10/31	-	-	-
Union Gas Limited	GOL-15-93 ^(s)	Rainy River (Ont.)	1993/12/01	2018/11/30			
	GOL-5-97 ^(c)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1997/06/25	2002/06/24			
	GOL-6-97 ^(t)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1997/06/25	2002/06/24			

- (a) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel antérieurement exporté près de Sprague (Man.).
- (b) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel antérieurement exporté près de Kingsgate et Huntingdon (C.-B.).
- (c) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Huntingdon (C.-B.).
- (d) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel exporté antérieurement près d'Emerson (Man.).
- (e) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water et Windsor (Ont.) et d'Emerson (Man.).
- (f) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel exporté antérieurement près de St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water et Windsor (Ont.) et d'Emerson (Man.).
- (g) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près d'Emerson (Man.).
- (h) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près d'Iroquois et de Niagara Falls (Ont.).
- (i) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel exporté antérieurement près de Monchy (Sask.) et de St. Clair (Ont.).
- (j) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel exporté antérieurement près de Cardston (Alb.).
- (k) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Monchy (Sask.) et d'Emerson (Man.).
- (l) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de St. Clair et de Windsor (Ont.).
- (m) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel exporté antérieurement près de St. Clair et(ou) de Windsor (Ont.).
- (n) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.).
- (o) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Windsor (Ont.).
- (p) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Fort Francis (Ont.).
- (q) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Chippawa (Ont.).
- (r) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Niagara Falls (Ont.).
- (s) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel exporté antérieurement près d'Emerson (Man.) et de Monchy (Sask.).
- (t) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près d'Emerson (Man.) et de Monchy (Sask.).
- non précisé

C5. Exportations de gaz par point d'exportation

(en millions de mètres cubes)

Point d'exportation	1995	1996	1997	1998	1999 (a)
Huntingdon	8 989	10 693	10 454	11 979	11 487
Kingsgate	22 199	22 545	23 985	24 187	22 614
Monchy	15 633	15 499	15 451	15 815	22 020
Emerson	11 298	11 944	12 122	13 737	13 990
Niagara Falls	7 700	7 609	8 147	8 637	10 063
Iroquois	7 986	8 072	8 305	8 748	9 821
Autre	4 596	4 334	4 079	4 778	4 601
Total	78 400	80 696	82 543	87 880	94 595

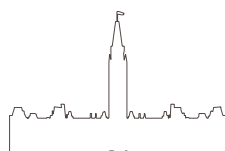
a) Estimation

C6. Exportations totales nettes de propane et de butane - 1998 et 1999

(en mètres cubes)

Exporter	Propane		Butane	
	1998 réel	1999 estimatif	1998 réel	1999 estimatif
Burnwell Gas of Canada, Ltd.	114 271	138 367	s.o.	s.o.
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	94 836	69 399	4 885	0
CANPET Energy Group Inc.	117 564	133 823	38 877	22 183
CENEX, Inc.	232 111	88 684	s.o.	s.o.
Centennial Gas Liquids, L.L.C.	1 689	4 993	s.o.	s.o.
Chevron Standard Ltd.	200 846	208 807	0	0
Coast Energy Canada Inc.	0	15 116	s.o.	0
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée	3 839 354	3 346 850	1 438 114	1 215 139
Compagnie pétrolière impériale Ltée	574 898	657 105	9 563	14 460
Consumers' Co-operative Refineries Limited	8 458	1 010	0	0
Country Energy, LLC	s.o.	216 446	s.o.	s.o.
Dow Chemical Canada Inc.	30 334	29 296	0	0
Dynegy Midstream Services, L.P.	50 208	82 276	20 621	32 373
Elbow River Resources Ltd.	48 885	68 908	233 021	188 606
enerkon Resources (Canada)	574	0	0	0
ETI Energy Transportation Inc.	166 344	124 998	0	0
Factor Gas Liquids Inc.	30 288	37 284	1 996	1 751
Farmland Industries, Inc.	31 754	3 844	s.o.	s.o.
Ferrellgas	108 050	187 494	0	s.o.
Gas Supply Resources, Inc.	212 736	545 228	s.o.	s.o.
Gibson Petroleum Company Ltd.	0	0	811	0
Great Western Resources Inc.	8 109	6 266	0	0
Gulf Midstream Services	60 671	75 234	28 214	15 648
Irving Oil Limited	33 170	17 101	0	0
Kinetic Resources (LPG)	1 153 110	958 062	416 337	286 216
Link Petroleum Services Ltd.	6 637	12 310	2 486	3 167
M-P Energy	212 926	203 464	0	0
Mapco Canada Energy Inc.	33 011	31 603	0	0
Marathon Ashland Petroleum LLC	0	0	46 312	30 010
Mobil Canada Products Ltd.	32 433	19 185	11 328	0
Mobil Oil Canada	92 383	57 594	9 428	0
NGL Supply Co. Ltd.	218 099	258 766	192 157	186 258
Norcal Gas Liquids Ltd.	1 208	s.o.	5 837	s.o.
Novagas Canada Ltd.	66 578	66 961	0	0
Petro-Canada Hydrocarbons Inc.	326 691	403 352	200 415	277 827
Petrogas Marketing Ltd.	110 373	69 607	36 871	14 026
Pétromont, société en commandite	12 565	10 758	0	0
Quadra Energy Trading Ltd.	133 200	172 026	18 249	12 796
Resource Energy Marketing Ltd.	56 617	66 647	38 752	10 289
Rivecal Energy Ltd.	2 055	s.o.	0	s.o.
Shell Canada Limitée	288 902	227 644	110 546	144 576
Stittco Energy Limited	20 239	26 186	1 183	0
Suburban Propane, L.P.	792	s.o.	s.o.	s.o.
Sunoco Inc.	125 300	123 000	47 900	100
Texaco Natural Gas Liquids	88 886	91 490	170 184	129 920
TransCanada Gas Liquids	56 916	264 005	0	0
Triangle Three Service Ltd.	899	837	s.o.	s.o.
Ultramar Limited	9 953	0	0	0
Total	9 014 923	9 122 026	3 084 087	2 585 345

s.o. - sans objet



D1. Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs

1999 ^(a)	Enbridge Pipelines Inc.	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	Pipelines Trans-Nord Inc.
Exploitation (en milliers \$)			
recettes	383 809	113 626	28 416
combustible et électricité	61 780	4 619	3 415
dépréciation	83 192	13 433	3 029
exploitation et entretien	124 636	60 186	14 914
revenu net	103 748	15 367	3 796
Statistiques sur le débit			
débit (m ³ /j)	264 300	32 988	29 206
débit-km (milliers de m ³ /km)	84 608 000	11 636 385	1 549 989
Statistiques sur la performance			
recettes moyennes (\$/m ³)	4	9	3
recettes le m ³ - km (\$)	0	0	0
dépenses le m ³ - km (\$)	0	0	0
revenu net au-dessus/(en dessous) du seuil des gains (milliers \$)	17 672	4 114	534
incitatifs négociés (milliers \$) ^(b)	14 636	3 884	483
autres rajustements (milliers \$) ^(c)	66 595	126	758

a) Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.

b) Part des incitatifs de 1999 revenant aux expéditeurs; ce montant sera déduit des besoins en recettes de 2000.

c) Part des rajustements revenant aux expéditeurs aux termes du règlement incitatif de chaque compagnie. Le montant sera soustrait (ajouté) aux besoins en recettes de 2000.

D2. Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service

1999 ^(a)	Cochin Pipe Lines Ltd	Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Besoins en recettes (en milliers \$)		
dette	7 471	4 511
rendement des capitaux propres	6 936	9 879
combustible et électricité	4 314	568
dépréciation	775	8 976
salaires et avantages	1 766	2 412
exploitation et entretien (autres)	7 084	7 307
autres	0	48 ^(c)
impôt sur le revenu	3 993	7 885
autres taxes	1 546	396
Total	33 885	41 892
Rendement des actions ordinaires (%)		
approuvé	5,75 à 8,25	9,58
réel	6,3 ^(b)	9,58
Base tarifaire (en milliers \$) au 31 décembre 1999		
installations en service - net	106 614	178 142
fonds de roulement	3 063	857
autre	0	5 509 ^(d)
Total	109 677	184 508
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers \$)		
dette	0	55 386
impôts reportés	0	29 005
actions ordinaires	109 677	103 144
Total	109 677	187 535
Débit annuel (10³m³)	5 015	1 825

a) Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.

b) Recettes fondées sur une base tarifaire semi-dépréciée, conformément à l'ordonnance RH-5-80 de l'Office.

c) Comprend d'autres revenus et l'amortissement du moins-perçu.

d) Part des capitaux propres dans le moins-perçu de 1985, stocks et coût non amorti des émissions obligataires et du remboursement de la dette.

D3. Renseignements financiers - Compagnies^(b) (gazoducs) du groupe 1

1999 ^(a)	TransCanada, TransCanada's B.C. System ^(c)	Foothills Pipe Lines Ltd.	TransCanada PipeLines Limited	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Westcoast Energy Inc.
Besoins en recettes (en milliers \$)					
dette	10 544	39 335	576 978	28 182	
rendement des capitaux propres	5 317	24 385	260 366	14 140	
dividende privilégié	0	0	0	0	
combustible et électricité	5 203	9 329	59 190	383	
dépréciation	9 372	42 582	305 896	20 063	
salaires et avantages	(d)	4 775	(c)	4 698	
exploitation et entretien (autres)	16 478	18 098	229 386	5 280	
frais spéciaux		7 870	39 297 ^(f)	0	
transport par des tierces parties	26 291	0	376 744	0	
recouvrements des frais de l'ONÉ	3 092	1 999	9 235	653	
autres	0	1 032 ^(e)	66 810	0	
impôt sur le revenu	465	- 6 574	45 096	10 236	
autres taxes	2 980	12 182	117 722	4 773	
Total	79 742	155 013	2 086 720	88 408	568,8^(g)
Rendement des actions ordinaires (%)					
approuvé	9, 58	9, 58	9, 58	9, 58	9, 58
réel	9, 58	9, 58	9, 64	9, 94	10, 92
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers \$) au 31 décembre 1999					
dette	150 179	572 212	6350 390	389 346	1 472
actions privilégiées	0	0	0	0	31
actions ordinaires	64 363	300 305	2721 596	166 863	809
ajustement unique pour T.I.R.	0	7 783	0	0	0
Total	214 542	880 299	9 071 986	556 209	2 313

a) Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires

b) Le gaz a commencé à circuler dans le pipeline de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. le 31 décembre 1999, en fin de journée. Les revenus connexes ont été jugés sans objet pour les fins du rapport annuel.

c) Anciennement Alberta Natural Gas Company Ltd., la compagnie appartient maintenant à TransCanada PipeLines Limited.

d) Comprend d'autres dépenses d'exploitation et d'entretien.

e) Amortissement de l'ajustement unique pour le taux incitatif de rendement.

f) Comprend les franchises des assurances, les frais liés à la FCST, la conversion du SGO, les amortissements approuvés en vertu de décisions de réglementation, les frais associés à la pression de livraison.

g) Les droits sont fixés à l'aide d'une formule, conformément au règlement négocié; la ventilation des besoins en recettes est sans objet.



E1. Certificats et permis délivrés en 1999 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	N° de certificat	Délivré le	Observations
Canadian Niagara Power Company, Limited	EP-137	1999/05/14	Autorisation de remettre en état et d'exploiter une ligne internationale de transport d'électricité

E2. Ordonnances modificatrices délivrées en 1999 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
Maine and New Brunswick	AO-2-EC-III-2	1999/03/04	Transfert de certificat à PDI Canada, Inc.
Electrical Power Company Limited et WPS Power Development Inc.	AO-1-EC-III-3	1999/03/04	
Ontario Hydro	AO-2-EC-11/AO-3-EC-12/AO-2-EC-13/AO-2-EC-14/AO-2-EC-15/AO-2-EC-16/AO-4-EC-17/AO-2-18/AO-2-EC-III-6/AO-2-EC-III-13/AO-1-EC-III-20/AO-2-XE-2-72	1999/03/04	Transfert de certificats et d'ordonnance d'exemption à Ontario Hydro Services Company Inc.
Ontario Hydro	AO-1-EC-19/AO-1-EC-20/AO-1-EC-21	1999/03/04	Transfert de certificats à Ontario Power Generation Inc.
Ontario Hydro	AO-1-EPE-25/AO-2-EPE-59/AO-4-EPE-60/AO-1-EPE-113	1999/03/04	Transfert de permis à Ontario Hydro Services Company Inc.
Ontario Hydro Services Company Inc.	AO-3-EC-11/AO-4-EC-12/AO-3-EC-13/AO-3-EC-14/AO-3-EC-15/AO-3-EC-16/AO-5-EC-17/AO-3-18/AO-3-EC-III-6/AO-3-EC-III-13/AO-2-EC-III-20	1999/05/11	Transfert de certificats à Ontario Hydro Networks Company Inc.
Ontario Hydro Services Company Inc.	AO-2-EPE-25/AO-3-EPE-59/AO-5-EPE-60/AO-2-EPE-113/AO-3-XE-72	1999/05/11	Transfert de permis à Ontario Hydro Networks Company Inc.
Ontario Hydro Services Company Inc.	AO-4-EC-III-13	1999/05/20	Réparations à un ligne internationale de transport d'électricité
Ontario Hydro Services Company Inc.	AO-4-EC-III-6	1999/05/20	Réparations à un ligne internationale de transport d'électricité
Canadian Niagara Power Company, Limited	AO-1-EP-137	1999/07/30	Transfert de permis à Canadian Niagara Power Inc.
	AO-1-EC-23	1999/07/30	Transfert de certificat à Canadian Niagara Power Inc.

E3. Ordonnances d'annulation délivrées en 1999 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
Canadian Niagara Power Company, Limited	RO-EC-22	1999/05/14	Révocation de certificat

E4. Licences délivrées en 1999 relativement à l'exportation d'électricité

Aucune licence n'a été délivrée en 1999.

E5. Permis et ordonnances délivrés en 1999 relativement à l'exportation d'électricité

E5(a) Permis délivrés

Demandeur	N° de permis	Catégorie	Kilowatts	Mégawatt-heures par année	Durée		délivré le
					de	à	
Marketing D'Énergie HQ Inc.	EPE-129	interruptible	-	30 000 000	1999/04/08	2009/04/07	1999/03/25
	EPE-130	garantie	6 000 000	30 000 000	1999/04/08	2009/04/07	1999/03/25
Cominco Ltd.	EPE-131	interruptible	-	1 000 ^(a)	1999/02/01	2003/12/31	1999/01/22
	EPE-132	garantie	336 000	1 000	1999/02/01	2003/12/31	1999/01/22
	EPE-133	transfert relatif au transport	-	50 000	1999/02/01	2003/12/31	1999/01/22
	EPE-134	équivalent garantie	-	250 000	1999/02/01	2003/12/31	1999/01/22
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	EPE-135	interruptible	-	2 000 000 ^(b)	1999/01/14	2009/01/14	1999/01/14
	EPE-136	garantie	1 000 000	2 000 000 ^(c)	1999/01/14	2009/01/14	1999/01/14
Constellation Power Source Inc.	EPE-138	interruptible	-	1 752 000	1999/08/26	2009/08/25	1999/08/26
	EPE-139	garantie	600 000	5 256 000 ^(d)	1999/08/26	2009/08/25	1999/08/26
Southern Company Energy Marketing L.P.	EPE-142	interruptible	-	3 000 000	1999/10/06	2009/10/05	1999/10/06
	EPE-143	garantie	2 000 000	2 000 000	1999/10/06	2009/10/05	1999/10/06
Bonneville Power Administration	EPE-140	interruptible	-	^(e)	1999/09/23	2004/09/22	1999/09/23
	EPE-141	garantie	-	^(e)	1999/09/23	2004/09/22	1999/09/23
Hydro-Manitoba	EPE-144	garantie	50 000	^(f)	2000/05/01	2010/04/30	1999/12/16
PG&E Energy Trading - Power L.P.	EPE-145	interruptible	-	5 000 000	1999/12/16	2009/12/16	1999/12/16
	EPE-146	garantie	1 000 000	5 000 000	1999/12/16	2009/12/16	1999/12/16
Fraser Paper Inc. (Canada)	EPE-147	garantie	60 000	400 000	2000/01/01	2002/12/31	1999/11/25
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick	EPE-148	garantie	224 000	^(g)	2000/01/01	2020/10/31	1999/12/22



E6. Exportations d'électricité en 1999

(en mégawattheures)

Exporteur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeurs des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	Firm	Interruptible
Nouveau-Brunswick								
Fraser Paper Inc. (Canada)	EPE-102*	400 000	--	307 800	--	--	21 212 382	--
Maine et New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-177	200 000	--	67 142	--	--	1 653 599	--
PDI Canada Inc.	EL-177	200 000	--	71 483	--	--	2 035 996	--
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick	EPE-15	--	6 482 400 ^(b)	--	153	802	--	12 172
	EPE-16	--	400 000	--	185 912	- 30 037	--	10 496 929
	EPE-17	250 000	--	--	--	81 810	--	--
	EPE-18	--	179 000	--	21 749	- 129	--	1 104 214
	EPE-28	1 000	--	50	--	--	5 349	--
	EPE-47	175 200	--	84 456	--	--	6 534 199	--
	EPE-48	--	32 000	--	--	--	--	--
	EPE-90	6 482 000 ^(c)	--	--	--	--	--	--
	EPE-91	--	6 482 000 ^(d)	--	4 258 597	--	--	182 269 701
Total				530 931	4 466 411	52 446	31 441 525	193 883 016
Nouvelle-Écosse								
Nova Scotia Power Inc.	EPE-122	--	1 200 000 ^(e)	--	--	--	--	--
	EPE-123	1 200 000 ^(f)	--	--	--	--	--	--
Total							0	0
Québec								
Hydro-Québec	EL-151	--	11 000 000	--	--	--	--	--
	EL-156	25 000	--	--	--	--	--	--
	EL-165	--	3 000 000	--	--	--	--	--
	EL-166	--	4 000 000	--	--	--	--	--
	EL-176	9 000 000	--	5 756 779	--	--	178 290 949	--
	EL-180	1 402 000	--	1 132 674	--	--	108 882 697	--
	EL-181	400 000	--	237 588	--	--	21 842 699	--
	EL-182	406 000	--	172 411	--	--	16 050 712	--
	EL-183	540 000	--	311 205	--	--	29 510 832	--
	EL-184	273 000	--	159 317	--	--	15 527 636	--
	EPE-20	18 922	--	1 227	--	--	88 761	--
	EPE-64	--	30 000 000 ^(g)	--	4 607 161	--	177 170 833	--
	EPE-65	20 000 000 ^(h)	--	4 174 572	--	--	164 805 121	--
James Maclaren Industries Inc.	EPE-111	--	8 760 000 ⁽ⁱ⁾	--	1 254	--	--	60 094
	EPE-112	8 760 000	--	--	--	--	--	--
Great Lakes Power Inc.	EPE-111	--	8 760 000 ⁽ⁱ⁾	--	5 913	--	--	201 151
	EPE-112	8 760 000	--	--	--	--	--	--
Marketing D'Énergie HQ Inc.	EPE-129	--	30 000 000 ^(j)	--	--	--	--	--
	EPE-130	30 000 000 ^(k)	--	--	--	--	--	--
Montwegan International	EPE-108	--	8 760 000 ^(l)	--	--	--	--	--
Energia Resorce Inc.	EPE-109	8 760 000 ^(m)	--	--	--	--	--	--
Tractebel Energy Marketing Inc.	EPE-86	--	8 760 000 ⁽ⁿ⁾	--	--	--	--	--
	EPE-87	8 760 000	--	--	--	--	--	--
Total				11 945 773	4 614 328		534 999 407	177 432 078



E6. Exportations d'électricité en 1999

(en mégawattheures)

Exporteur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	Firm	Interruptible
Ontario								
Canadian Niagara Power Company Limited	EPE-84	656 000	--	377 472	--	--	14 617 149	--
	EPE-85	250 000	--	--	--	--	--	--
The Canadian Transit Company	EPE-29	50	--	--	--	--	--	--
Cornwall Electric	EPE-82	--	45 000	--	--	--	--	--
	EPE-83	250 000	--	--	--	--	--	--
Destec Power Services, Inc.	EPE-80	--	1 200 000 ^(o)	--	--	--	--	--
	EPE-81	1 200 000	--	--	--	--	--	--
The Detroit and Windsor Subway Company	EPE-26	4 000	--	1 872	--	--	--	--
Ontario Hydro	EPE-22	--	10 000 000	--	--	354 584	--	--
	EPE-24	15 000	--	64	--	--	127	--
	EPE-25	200	--	--	--	--	--	--
	EPE-110	^(p)	--	--	--	--	--	--
Ontario Hydro et Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	--	25 000 000	--	258 316	11 112	--	9 842 397
Ontario Power Generation Inc. et Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	--	25 000 000	--	2 114 938	49 792	--	148 140 726
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité	EPE-22	--	10 000 000	--	--	1 127 791	--	--
Ontario Power Generation Inc.	EPE-24	15 000	--	120	--	--	202	--
	EPE-110	^(o)	--	--	--	--	--	--
Ontario Hydro Company Services Inc.	EPE-25	200	--	--	--	--	--	--
Ontario Hydro Networks Company Inc.	EPE-25	200	--	--	--	--	--	--
Stone-Consolidated Corporation	EPE-75	--	175 000	--	--	--	--	--
St. Clair Tunnel Company	EPE-70	6	--	--	--	--	--	--
Total				379 528	2 373 254	1 543 279	14 617 478	157 983 123
Manitoba								
Hydro-Manitoba	EL-170	3 405 000	--	3 344 210	--	--	180 800 503	--
	EPE-33	883 000	--	180 701	--	--	3 774 374	--
	EPE-34	663 000	--	128 419	--	--	4 730 980	--
	EPE-35	663 000	--	131 350	--	--	3 152 622	--
	EPE-45	16 650 000 ^(q)	--	915 482	--	--	45 524 874	--
	EPE-46	--	16 650 000 ^(r)	--	2 886 984	- 1 054 294	--	96 175 987
	EPE-52	199 000	--	35 135	--	--	1 989 056	--
	EPE-61*	9 460	--	3 625	--	--	167 143	--
	EPE-68	438 000	--	128 737	--	--	6 549 475	--
	EPE-72	20	--	3	--	--	547	--
	EPE-128	26 780	--	1 126	--	--	62 122	--

E6. Exportations d'électricité en 1999

(en mégawattheures)

Exporter	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeurs des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	Firm	Interruptible
British Columbia Power Exchange Corp. (Powerex)	EPE-116	--	40 000 000 ^(ss)	--	50	--	--	938
Total				4 868 788	2 887 034	- 1 054 294	246 751 696	96 176 925
Saskatchewan								
Saskatchewan Power Corporation	EL-118	438 000 ^(s)	--	--	--	58 950	--	--
	EL-119	--	876 000 ^(l)	--	49 828	- 65 951	--	2 364 739
	EL-120	876 000	--	--	--	--	--	--
	EPE-88	--	7 008 000 ^(u)	--	--	--	--	--
	EPE-89	7 008 000 ^(u)	--	100 525	--	--	5 061 882	--
British Columbia Power Exchange Corp. (Powerex)	EPE-116	--	40 000 000 ^(ss)	--	2 835	--	--	108 093
Total				100 525	52 663	- 7 001	5 061 882	2 472 832
Alberta								
Alberta Power Limited et CU Power International Limited	EPE-93	--	10 600 000 ^(v)	--	--	--	--	--
	EPE-94	10 600 000 ^(w)	--	--	--	--	--	--
Atco Electric Ltd. Et Atco Power Ltd.	EPE-93	--	10 600 000 ^(v)	--	--	--	--	--
	EPE-94	10 600 000 ^(w)	--	--	--	--	--	--
Aquila Canada Corp.	EPE-114	--	5 000 000	--	--	--	--	--
	EPE-115	5 000 000	--	--	--	--	--	--
Chandler Energy Inc.	EPE-100	--	500 000 ^(x)	--	--	--	--	--
	EPE-101	500 000 ^(y)	--	--	--	--	--	--
Citizens Power Sales	EPE-120	--	432 000	--	--	--	--	--
	EPE-121	2 160 000	--	--	--	--	--	--
Constellation Power Source Inc.	EPE-138	--	1 752 000	--	--	--	--	--
	EPE-139	5 256 000 ^(z)	--	--	--	--	--	--
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	EPE-135	--	2 000 000 ^(aa)	--	--	--	--	--
	EPE-136	2 000 000 ^(bb)	--	--	--	--	--	--
Edmonton Power Generation Inc.	EPE-62*	--	3 000 000 ^(cc)	--	--	--	--	--
	EPE-63*	1 000 000	--	--	--	--	--	--
EPCOR Generation Inc.	EPE-62*	--	3 000 000 ^(cc)	--	--	--	--	--
	EPE-63*	1 000 000	--	--	--	--	--	--
Engage Energy Canada, L.P.	EPE-96	--	3 000 000 ^(dd)	--	--	--	--	--
	EPE-97	3 000 000 ^(ee)	--	--	--	--	--	--
Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.	EPE-98	--	5 000 000 ^(ff)	--	--	--	--	--
	EPE-99	5 000 000 ^(gg)	--	--	--	--	--	--
PG&E Energy Trading - Power L.P.	EPE-145	--	5 000 000	--	--	--	--	--
	EPE-146	5 000 000	--	--	--	--	--	--
Sonat Power Marketing Inc. and Sonat Power Marketing L.P.	EPE-103	--	3 500 000 ^(hh)	--	--	--	--	--
	EPE-104	3 500 000 ⁽ⁱⁱ⁾	--	--	--	--	--	--



E6. Exportations d'électricité en 1999

(en mégawattheures)

Exporteur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence		garantie	Exportation brute d'énergie		Valeur des exportations (\$)		
		garantie	interruptible		interruptible	échange ^(a)	Firm	Interruptible	
Southern Company	EPE-142	--	3 000 000	--	--	--	--	--	
Energy Marketing L.P.	EPE-143	2 000 000	--	--	--	--	--	--	
TransAlta Energy Marketing Corp.	EPE-73	--	8 760 000 ^(jj)	--	--	--	--	--	
	EPE-74	8 760 000	--	18 641	--	--	678 957	--	
TransCanada Power Corp.	EPE-78	--	2 000 000	--	6 076	--	--	180 892	
	EPE-79	1 000 000	--	--	--	--	--	--	
Total				18 641	6 076		678 957	180 892	
Colombie-Britannique									
Bonneville Power Authority	EPE-140	--	(kk)	--	--	--	--	--	
	EPE-141	(kk)	--	--	--	--	--	--	
British Columbia Hydro and Power Authority et British Columbia Power Exchange Corp.	EPE-43*	--	20 000 000 ^(ll)	--	--	--	--	--	
	EPE-44*	6 000 000	--	--	--	--	--	--	
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-105	1410	--	1 013	--	--	61 167	--	
	(mm)	--	--	--	--	255 540	--	--	
	EPE-124	--	(nn)	--	--	--	--	--	
	EPE-125	(oo)	--	--	--	--	--	--	
	EPE-126	--	(pp)	--	--	--	--	--	
	EPE-127	(qq)	--	--	--	--	--	--	
British Columbia Power Exchange Corp. (PowereX)	EPE-71	25951	--	--	--	--	--	--	
	EPE-92	770 000 ^(rr)	--	756 756	--	--	--	--	
	EPE-95	176 000	--	85 350	--	--	2 666 720	--	
	EPE-116	--	40 000 000 ^(ss)	--	--	--	--	--	
	EPE-117	20 000 000	--	--	--	--	--	--	
	EPE-118	--	27 000 000 ^(tt)	--	9 425 743	--	443 313 092	--	
	EPE-119	15 000 000	--	271 282	--	--	6 454 646	--	
Cominco Ltd.	EPE-55*	50 000	--	--	--	--	--	--	
	EPE-56*	250 000	--	--	--	--	--	--	
	EPE-57*	--	1 000 000	--	16 950	--	--	538 967	
	EPE-58*	--	1 000 000	--	--	--	--	--	
	EPE-131	--	1 000 000 ^(uu)	--	41 341	--	--	2 371 606	
	EPE-132	1 000 000	--	65 383	--	--	2 794 973	--	
	EPE-133	--	50 000	--	--	--	--	--	
	EPE-134	250 000	--	--	--	--	--	--	
Inland Pacific Energy Services Ltd.	EPE-106	--	2 000 000 ^(vv)	--	--	--	--	--	
	EPE-107	2 000 000 ^(ww)	--	--	--	--	--	--	
West Kootenay Power Ltd.	EPE-13	50	--	22	--	--	1 489	--	
	EPE-66*	--	100 000 ^(xx)	--	3 515	--	--	85 561	
	EPE-67*	100 000 ^(yy)	--	--	--	--	--	--	
Total				1 179 806	9 487 549	255 540	11 978 995	446 309 226	
Total Canada^(zz)				19 023 992	23 887 315	789 970	845 529 940	1 074 438 092	

- a) Les échanges comprennent l'acheminement accidentel et en circuit, l'échange d'équivalent, le stockage, le transfert de rajustement et le transfert de transit, pour lequel il n'y a généralement pas de recettes connexes.
- b) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GW.h moins les quantités exportées en vertu d'une autre licence ou ordonnance aux termes de laquelle l'électricité est transportée par la ligne autorisée en vertu du certificat EC-III-8.
- c) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GW.h moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Énergie Nouveau-Brunswick.

- d) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GW.h moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Énergie Nouveau-Brunswick.
- e) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-123.
- f) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-122.
- g) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-65.
- h) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 20 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Québec, outre le permis EPE-64.
- i) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-112.
- j) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 TW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-130.
- k) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 TW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-129.
- l) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-109.
- m) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-108.
- n) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-87.
- o) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-81.
- p) Quantité incluse dans le permis EPE-21.
- q) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 16 650 GW.h moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Manitoba, sauf pour le service frontalier.
- r) Le total des exportations en vertu du permis EPE-46 ne devrait pas dépasser 16 650 GW.h moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Manitoba, sauf pour le service frontalier.
- s) L'énergie sera retournée.
- t) Le total des exportations en vertu des licences EL-119 et EL-120 combinées ne devrait pas dépasser 876 GW.h.
- u) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 7 008 GW.h moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Saskpower, sauf pour le service frontalier.
- v) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 600 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-94.
- w) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 600 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-93.
- x) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-101.
- y) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-100.
- z) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 256 GW.h moins toute quantité excédant 876 GW.h exportée en vertu du permis EPE-138.
- aa) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-136.
- bb) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-135.
- cc) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-63.
- dd) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-97.
- ee) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-96.
- ff) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-99.
- gg) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-98.
- hh) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-104.
- ii) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-103.
- jj) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-74.
- kk) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de BC Hydro et de Cominco.
- ll) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 20 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-44.
- mm) L'électricité est exportée en vertu du traité concernant la vallée de la rivière Skagit qui ne relève pas de la compétence de l'Office.
- nn) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité, moins la quantité d'énergie exportée en vertu des permis EPE-125, EPE-126 et EPE-127.
- oo) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité, moins la quantité d'énergie exportée en vertu des permis EPE-124, EPE-126 et EPE-127.
- pp) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité, moins la quantité d'énergie exportée en vertu des permis EPE-124, EPE-125 et EPE-127.
- qq) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité, moins la quantité d'énergie exportée en vertu des permis EPE-124, EPE-125 et EPE-126.
- rr) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 340 GW.h durant la première année contractuelle et 770 GW.h durant les quatre années contractuelles suivantes.
- ss) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 40 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-117.
- tt) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-119.
- uu) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-132.
- vv) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-107.
- ww) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-106.
- xx) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 100 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-67.
- yy) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 100 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-66.
- zz) Ne comprend pas les recettes de 6 159 977 \$ provenant du transit, du transport, des installations de location et du transfert pour stockage.

* A expiré en 1999.



E7. Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis (a) - 1999

(par province, en gigawattheures)

Province	Région / État	Exportation ^(b)	Importation ^(c)	Exportation nette
Nouveau-Brunswick	Maine	4 997	27	4 970
Total Nouveau-Brunswick		4 997	27	4 970
Québec	Maine	6	356	- 349
	Vermont	5 903	165	5 738
	Nouvelle-Angleterre ^(d)	8 908	200	8 708
	New York	1 742	1 732	10
Total Québec		16 560	2 453	14 107
Ontario	New York	1 428	461	967
	Pennsylvania	13	30	- 16
	Michigan	889	1 108	- 219
	Nouvelle-Angleterre ^(d)	196	0	196
	Minnesota	227	11	216
Total Ontario		2 753	1 610	1 143
Manitoba	Autre ^(e)	99	117	- 17
	Oregon	2	0	2
	Minnesota	6 845	1 019	5 826
	Montana	5	28	- 22
	North Dakota	104	63	41
	South Dakota	28	44	- 16
	Texas	204	15	189
	Wisconsin	403	47	355
Total Manitoba		7 691	1 332	6 359
Saskatchewan	Minnesota	29	28	1
	Montana	2	0	2
	North Dakota	76	278	- 202
	Washington	46	209	- 164
Total Saskatchewan		153	516	- 365
Alberta	Californie	0	1	- 1
	Minnesota	0	1	- 1
	Montana	0	8	- 7
	Oregon	67	167	- 100
	South Dakota	0	0	0
	Washington	22	205	- 183
Total Alberta		89	382	- 292
Colombie-Britannique	Californie	1 149	0	1 149
	Colorado	2	0	2
	Montana	11	0	11
	North Dakota	0	0	0
	Oregon	404	0	404
	Autre (e)	87	22	65
	South Dakota	0	0	0
	Washington	9 013	6 611	2 402
Total Colombie-Britannique		10 668	6 634	4 033
Total		42 911	12 953	29 958

a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.

b) Ventes aux États-Unis.

c) Achats des États-Unis.

d) Transactions avec le New England Power Pool - les quantités destinées à chaque ne peuvent être déterminées.

e) Comprend Iowa, Kansas, Missouri et Nebraska.

f) Comprend Alaska, Arizona, Idaho et Utah.

E8. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) - 1999

(par région ou État américain, en gigawattheures)

Région / État	Province	Importation ^(b)	Exportation ^(c)	Importation nette
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	4 997	27	4 970
	Québec	6	356	- 349
Vermont	Québec	5 903	165	5 738
Nouvelle-Angleterre ^(d)	Québec	8 908	200	8 708
	Ontario	196	0	196
Total Nouvelle-Angleterre		20 011	748	19 263
New York				
New York	Québec	1 742	1 732	10
	Ontario	1 428	461	967
Total New York		3 170	2 193	977
Michigan				
Michigan	Ontario	889	1 108	- 219
Total Michigan		889	1 108	- 219
Pennsylvania				
Pennsylvania	Ontario	13	30	- 16
Total Pennsylvania		13	30	- 16
Midwest				
Autre ^(e)				
Minnesota	Manitoba	99	117	- 17
	Alberta	0	1	
North Dakota	Ontario	227	11	216
	Manitoba	6 845	1 019	5 826
	Saskatchewan	29	28	1
South Dakota	Comlombie-Britannique	0	0	0
	Manitoba	104	63	41
	Saskatchewan	76	278	- 202
Texas	Comlombie-Britannique	0	0	0
	Alberta	0	0	0
	Manitoba	28	44	- 16
Wisconsin	Manitoba	204	15	189
Total Midwest		8 016	1 623	6 393
Western				
Californie	Alberta	0	1	- 1
	Comlombie-Britannique	1 149	0	1 149
Colorado	Comlombie-Britannique	2	0	2
Montana	Alberta	0	8	- 7
	Comlombie-Britannique	11	0	11
	Manitoba	5	28	- 22
Oregon	Saskatchewan	2	0	2
	Alberta	67	167	- 100
	Comlombie-Britannique	404	0	404
Autre (f)	Manitoba	2	0	
	Comlombie-Britannique/Alberta	87	22	65
Washington	Alberta	22	205	- 183
	Comlombie-Britannique	9 013	6 611	2 402
	Saskatchewan	46	209	- 164
Total Western		10 811	7 251	3 560
Total		42 911	12 953	29 958

a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.

b) Achats du Canada.

c) Ventes au Canada.

d) Transactions avec le New England Power Pool - les quantités destinées à chaque État ne peuvent être déterminées.e) Comprend Iowa, Kansas, Missouri et Nebraska.

f) Comprend Alaska et Idaho.

