



OFFICE

1 9 9 8

NATIONAL

R a p p o r t

DE L'ÉNERGIE

A n n u e l

A n n e x e s

OFFICE

1 9 9 8

NATIONAL

R a p p o r t

DE L'ÉNERGIE

A n n u e l

A n n e x e s

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1999
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-1998/1E
ISBN 0-662-27118-X

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 292-4800

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

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

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1999
représentée par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE1-1998/1F
ISBN 0-662-83589-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 292-4800

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

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

Imprimé au Canada



This publication is printed on paper containing recovered waste.

Canada

Liste des Annexes

Annexe A

A1	Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents	1
A2	Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 1997.	1
A3	Offre et utilisation de gaz naturel	2
A4	Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1997.	2
A5	Offre et utilisation de liquides de gaz naturel.	3
A6	Travaux géophysiques	3
A7	Dépenses d'exploration et de mise en valeur	4
A8	Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada	4
A9	Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières	5
A10	Production et utilisation d'électricité	5

Annexe B

B1	Certificats délivrés en 1998 pour la construction de nouvelles installations d'oléoduc de plus de 40 kilomètres de longueur.	6
B2	Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations d'oléoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur.	6
B3	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1997 et 1998.	9
B4	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens, 1994-1998	10
B5	Exportations de produits pétroliers - 1998	10
B6	Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1997 et 1998	11

Annexe C

C1	Certificats délivrés en 1998 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur	12
C2	Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur.	12
C3	Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998.	17
C4	Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1998.	29
C5	Exportations de gaz naturel par point d'exportation, 1994-1998	31
C6	Exportations totales nettes de propane et de butane - 1997 et 1998	32

Annexe D

D1	Certificats délivrés en 1998 pour la construction d'un productoduc de plus de 40 kilomètres de longueur.	33
----	--	----

Annexe E

E1	Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs.	34
E2	Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service.	35
E3	Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du group 1	36

Annexe F

F1	Certificats et permis délivrés en 1998 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité.	37
F2	Ordonnances modificatrices délivrées en 1998 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité.	37
F3	Licences délivrées en 1998 relativement à l'exportation d'électricité	37
F4	Permis et ordonnances délivrés en 1998 relativement à l'exportation d'électricité.	37
F5	Exportations d'électricité en 1998	39
F6	Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis (par province) . . .	44
F7	Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par région ou État américain)	45

	Table de conversion au système métrique.	46
--	---	-----------

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

(en milliers de mètres cubes par jour)

	1994	1995	1996	1997	1998 (e)
Offre					
production canadienne (a)	301,7	310,4	317,0	331,5	345,9
importations (b)	98,9	93,9	108,6	121,1	122,6
Offre totale (d)	400,6	404,3	425,6	452,6	468,5
Utilisation					
consommation intérieure (b)	245,3	240,2	253,3	264,2	262,1
exportations (c)	157,1	168,9	178,4	193,7	209,9
Utilisation totale (d)	402,4	409,1	431,7	457,9	472,0

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 1997

(en millions de mètres cubes)

	initiales	restantes
Pétrole brut classique		
Colombie-Britannique (a)	110,8	23,4
Alberta (b)	2 451,7	326,9
Saskatchewan (c)	693,5	190,6
Manitoba (d)	37,1	4,7
Ontario (e)	13,7	1,8
T.N.-O. et Yukon :		
îles Arctiques et région extracôtière de l'est de l'Arctique (f)	0,3	0,0
partie continentale des Territoires	37,5	11,3
Nouvelle Écosse (g) - Cohasset et Panuke	7,5	1,7
Terre-Neuve (h) - Hibernia	106,0	106,0
Total	3 458,1	666,4
Bitumen brut		
exploitable à ciel ouvert (b)	644,0	340,0
in situ (b)	376,7	274,0
Total	1 020,7	614,0
Total - pétrole classique et bitume	4 478,8	1 280,4

a) Base de données commune au British Columbia Ministry of Energy & Mines et à l'Office nationale de l'énergie

b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et l'Office nationale de l'énergie

c) Estimation du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan au 31 décembre 1996, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1997

d) Énergie et Mines Manitoba

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

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

g) Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

h) Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

A3. Offre et utilisation de gaz naturel (en milliards de mètres cubes)

	1994	1995	1996	1997	1998 (c)
Offre					
production de gaz commercialisable	142,2	150,2	158,2	160,4	159,4
importations	1,2	0,9	1,6	1,5	1,0
Offre Totale	143,4	151,1	159,8	161,9	160,4
Utilisation					
consommation intérieure (a)	62,4	63,6	66,7	67,3	63,0
exportations	71,7	78,4	80,7	82,3	87,4
autres utilisations (b)	9,3	9,1	12,4	12,3	10,0
Utilisation totale	143,4	151,1	159,8	161,9	160,4

a) Source : Statistique Canada

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

c) Estimation

A4. Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1997 (en milliards de mètres cubes)

	initiales	restantes
Colombie-Britannique (a)	559	229
Alberta (b)	3 717	1 284
Saskatchewan (c)	180	79
Ontario (d)	44	13
T.N.-O. et Yukon :	18	8
région extracôtière de la Nouvelle Écosse (e)	85	85
Total	4 603	1 698

a) Base de données commune au British Columbia Ministry of Energy & Mines et l'Office nationale de l'énergie

b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et l'Office nationale de l'énergie

c) Estimation du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan au 31 décembre 1996, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1997

d) Association canadienne des producteurs pétroliers

e) Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

A5. Offre et utilisation de liquides de gaz naturel

(en milliers de mètres cubes par jour)

	1994	1995	1996	1997	1998 (e)
Offre					
production canadienne (a)	80,6	86,3	91,2	93,5	93,4
importations (b)	0,9	1,3	0,9	1,2	1,3
Offre totale (d)	81,5	87,6	92,1	94,7	94,7
Utilisation					
consommation intérieure (b)	54,6	57,7	60,7	63,3	60,5
exportations (c)	24,9	30,4	32,4	31,0	36,5
Utilisation totale (d)	79,5	88,1	93,1	94,3	97,0

a) Source : ONÉ

b) Source : Formulaire 145 de l'ONÉ

c) Source : Formulaire 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)

	1994	1995	1996	1997	1998
janvier	64	87	70	79	75
février	67	72	67	78	74
mars	70	62	74	78	55
avril	22	20	8	31	12
mai	37	32	24	33	22
juin	41	30	32	39	37
juillet	48	38	35	35	36
août	52	40	36	39	27
septembre	47	38	33	26	22
octobre	52	33	43	39	19
novembre	57	41	53	42	19
décembre	65	48	78	64	30 (a)

a) Estimation

Source : Petroleum Explorer

A7. Dépenses d'exploration et de mise en valeur (en millions \$)

	1994	1995	1996	1997	1998 (c)
Exploration					
régions classiques (a)	4 501	3 812	4 192	5 229	3 756
régions pionnières (b)	3	44	91	139	114
Total Canada	4 504	3 856	4 283	5 368	3 870
Development					
régions classiques (a)	6 986	6 822	6 889	10 710	8 726
régions pionnières (b)	1 426	1 383	897	845	692
Total Canada	8 412	8 205	7 786	11 555	9 418
Dépenses totales	12 916	12 061	12 069	16 923	13 288

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

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

c) Estimation

Source : CAPP

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

	1994	1995	1996	1997	1998
surface (1 000 ha)					
Alberta	4 768	4 339	4 680	5 150	3 015
Colombie-Britannique	738	715	565	735	483
Saskatchewan	1 557	604	1 047	944	403
Manitoba	21	23	12	50	4
Total	7 084	5 681	6 304	6 878	3 905
prix (en millions \$)					
Alberta	1 007	652	768	1 153	597
Colombie-Britannique	208	131	128	217	96
Saskatchewan	200	66	123	131	54
Manitoba	1	3	2	6	0
Total	1 416	852	1 021	1 507	747

Source : Daily Oil Bulletin

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

	1997	1998
région extracôtière de la Nouvelle-Écosse		
licences	2	9
dépenses (en millions \$)	4	97
surface (1 000 ha)	125	1 228
région extracôtière de Terre-Neuve		
licences	4	13
dépenses (en millions \$)	98	175
surface (1 000 ha)	134	630
T.N.-O.		
licences	7	0
dépenses (en millions \$)	35	0
surface (1 000 ha)	577	0
TOTAL		
licences	13	22
dépenses (en millions \$)	137	272
surface (1 000 ha)	836	1 858

A10. Production et utilisation d'électricité (en térawattheures)

	1994	1995	1996	1997	1998 (b)
Offre					
production totale	539,8	542,5	558,5	553,9	546,2
importations (a)	0,9	2,5	2	9,4	11,7
Offre totale	540,7	545,0	560,5	563,3	557,9
Utilisation					
demande	495,9	504,5	517,4	517,9	518,4
exportations (a)	44,8	40,5	42,2	45,4	39,5
Utilisation totale	540,7	545,0	559,6	563,3	557,9

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

b) Estimation

B1. Certificats délivrés en 1998 pour la construction de nouvelles installations d'oléoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de certificat	Délivré le	Installations	Coût estimatif (\$)
Pipeline Interprovincial Inc.	OC-45	1998/06/18	Première phase du projet d'agrandissement Terrace : relier les tronçons de doublement en place pour créer un cinquième oléoduc entre Kerrobert (Saskatchewan) et Gretna (Manitoba).	610 000 000

B2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations d'oléoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée au nom de Cochin Pipe Line Ltd.	XO-C18-29-98	1998/09/18	Modifier la tuyauterie de la gare de réception de racleur du pipeline Cochin qui est située à l'installation d'entreposage de Windsor.	14 000
CXY Energy Marketing	XO-C373-35-98	1998/11/27	Construire une canalisation pour le transport d'une émulsion d'huile (pipeline Hay).	6 000 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-34-98	1998/11/20	Construire et utiliser un raccord Probe/IOL au terminal d'Edmonton.	449 000
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.	XO-W2-33-98	1998/11/20	Construire le latéral Gainsborough, un pipeline de 1,2 km de longueur, entre le Manitoba et la Saskatchewan.	145 000
Express Pipeline Ltd.	XO-E92-26-98	1998/08/24	Construire un bâtiment d'entreposage au terminal Hardisty.	25 000
	XO-E92-37-98	1998/11/25	Raccords de mélange de pétrole à Hardisty pour l'installation et l'exploitation de raccords de mélange à brides avec les installations d'Express au terminal d'Husky Oil.	5 000
Pipeline Interprovincial Inc.	XO-J1-1-98	1998/02/05	Aménager des installations en vue de modifier l'affectation des réservoirs au terminal d'Edmonton.	645 000
	XO-J1-6-98	1998/02/11	Raccord à Regina de l'oléoduc South Saskatchewan en vue d'installer des compteurs et la tuyauterie connexe au terminal de Regina.	778 500
	XG-J1-7-98	1998/03/30	Dix projets de construction pour 1998.	831 900
	XO-J1-10-98	1998/03/11	Construire trois gares de lancement et trois gares de réception de racleur en vue de les utiliser sur les doublements de 48 po en amont des stations Herschel, Glenavon et Glenboro.	4 250 000
	XO-J1-13-98	1998/05/21	Huit projets de construction pour 1998.	9 958 800
	XO-J1-16-98	1998/06/02	Programme d'agrandissement Terrace, Phase I.	s.o.

B2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations d'oléoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Pipeline Interprovincial Inc.	XO-J1-17-98	1998/05/21	Installations pour le programme d'agrandissement du réseau, Phase II.	s.o.
	XO-J1-18-98	1998/05/22	Installer un appareil d'échantillonnage composite au terminal de Sarnia.	115 700
	XO-J1-19-98	1998/06/05	Raccord Hardisty - pipeline Wild Rose; installations de comptage sur les canalisations Hardisty 2 et 3.	20 640 000
	XO-J1-20-98	1998/06/05	Programme de gestion de la fissuration par corrosion sous tension - faire enquête sur les excavations, et installer une vanne de sectionnement commandée à distance sur la canalisation 2 à la BM 742.	1 072 900
	XO-J1-27-98	1998/09/10	Améliorer le drainage de l'eau à la station Bethune.	45 000
	XO-J1-30-98	1998/09/22	Améliorer les sous-stations électriques à St. Leon, Souris et West Souris, au Manitoba.	2 130 000
	XO-J1-32-98	1998/10/14	Remplacer les compteurs Bonnie Glen au terminal d'Edmonton.	158 000
	XO-J1-36-98	1998/11/26	Programme d'agrandissement du réseau (Phase II) au terminal d'Edmonton - modifier la tuyauterie et les raccords de la station.	100 000
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XO-J34-8-98	1998/02/19	Remplacer le redresseur de protection cathodique; remplacer la source d'alimentation électrique non interruptible au terminal de Zama.	86 000
ISH Energy Ltd.	XO-J38-11-98	1998/03/23	Poser un piquage latéral et un ensemble de vannes sur le pipeline Desan.	54 000
Les Pipe-Lines Montréal Limitée	XO-M3-22-98	1998/06/18	Réparer et remettre à neuf les installations de réservoir louées dans Montréal-Est et aménager des installations supplémentaires au même endroit.	7 200 000
Novagas Canada Pipelines Ltd.	XO-N62-23-98	1998/07/03	Installer et remplacer des vannes sur le pipeline Boundary Lake, et construire des raccords pour la station de pompage, l'usine de chevauchement Younger, les pipelines Boundary Lake et Taylor et un tronçon du pipeline construit aux termes du certificat OC-43.	s.o.
	XO-N62-28-98	1998/09/17	Faire l'inspection, la pose de nouveaux revêtements, le découpage et le remplacement de conduites à divers endroits sur les pipelines Taylor et Boundary Lake.	200 000
	XO-N62-31-98	1998/10/01	Construction des raccords pour deux pipelines jusqu'à la station de comptage de NCPL, soit un de 8 po à partir de l'usine de chevauchement Younger, et un de 6 po à partir de l'usine de traitement de gaz West Stoddart.	75 000

B2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations d'oléoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coût estimatif (\$)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-4-98	1998/02/19	Trente projets de construction pour 1998.	7 415 000
	XO-T4-5-98	1998/02/02	Prolongation de l'autorisation en vertu des ordonnances XO-T4-5-97 et XO-T4-36-96 pour permettre d'amorcer les projets qui n'avaient par été commencés au 31 décembre 1997.	673 800
	XO-T4-9-98	1998/03/04	Travaux de restauration au franchissement immergé du fleuve Fraser entre les BK 1135 et 1136.	2 000 000
	XO-T4-12-98	1998/04/03	Installer un oxydant de vapeur au terminal de chargement de pétrole brut Westridge; déplacer une fosse septique au bureau d'Edmonton.	1 572 000
	XO-T4-15-98	1998/06/03	Installer une nouvelle vanne de sectionnement de canalisation principale à la BK 995.	270 000
	XO-T4-24-98	1998/07/24	Enlever et remplacer l'actuel pipeline de franchissement de la rivière Coldwater à la BK 950; remplacer 250 m de conduite à la rivière Coquihalla à partir de la BK 966.	770 000
	XO-T4-25-98	1998/07/30	Construire un chenal compensateur pour l'habitat halieutique adjacent à la rivière Coldwater, en Colombie-Britannique.	435 000
	XO-T4-39-98	1998/12/24	Découper et remplacer des sections défectueuses de conduite de canalisation principale, et quarante projets d'immobilisations.	13 776 000
Pipeline Trans-Nord Inc.	XO-T2-21-98	1998/08/21	Remplacer des coudes sur la conduite en charge du tunnel Dorval, faire des réparations à l'édifice Deseronto, et installer des vannes de séparation à la jonction Cooksville et à Humber River en Ontario, et à Rivière du Chêne au Québec.	1 040 000
	XO-T2-3-98	1998/01/26	Enlever un manchon et remplacer des conduites dans huit zones écologiquement sensibles en Ontario et au Québec.	s.o.
Westspur Pipeline Company Inc.	XO-W2-2-98	1998/01/23	Construire un pipeline de 9,4 km du Manitoba à la Saskatchewan (latéral Pierson).	608 000
	XO-W2-14-98	1998/04/02	Ajouts d'installations de 1998.	1 450 000
	XO-W2-33-98	1998/11/20	Construire une conduite de 1,2 km avec les vannes et les installations de pompage connexes entre le Manitoba et la Saskatchewan (latéral Gainsborough).	145 000

B3. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1997 et 1998 (en mètres cubes)

Destinataire	1997		1998 (a)	
	Total	Moyenne journalière	Total	Moyenne journalière
Amoco Production Company	9 660 548	26 467	9 739 690	26 684
Arco Chemicals	190 959	523	297 691	816
Ashland Oil Inc.	3 417 481	9 363	0	0
Astra Oil	276 913	759	676 018	1 852
BP Oil	998 262	2 735	868 139	2 378
Cenex	2 104 040	5 764	2 221 448	6 086
Chevron USA	342 214	938	580 741	1 591
Clark Oil & Refining Corporation	2 846 364	7 798	2 889 662	7 917
Conoco Inc.	3 381 047	9 263	3 363 008	9 214
Crysen	13 793	38	0	0
Exxon Company, U.S.A.	817 189	2 239	894 187	2 450
Flying J.	0	0	166 227	455
Frontier Oil and Refining Company	270 502	741	551 379	1 511
J. Aron and Company	316 723	868	188 664	517
Koch Refining Company	13 093 833	35 874	13 004 233	35 628
Little America	0	0	47 997	131
Marathon Ashland Petroleum Canada, Inc.	0	0	5 621 759	15 402
Marathon Petroleum Company	1 357 420	3 719	0	0
Mobil Oil Corporation	11 200 162	30 685	10 692 567	29 295
Montana Refining Company	291 798	799	274 207	751
Murphy Oil U.S.A Inc.	1 642 388	4 500	1 897 188	5 198
PDV Midwest	2 290 891	6 276	5 777 773	15 830
Shell Oil Company	5 877 720	16 103	5 417 092	14 841
Sinclair Oil Corporation	245 859	674	206 096	565
Sun Refining and Marketing Co.	3 159 156	8 655	3 093 909	8 476
Tesoro	0	0	944 134	2 587
Texaco U.S.A. (Equiva Trading International)	893 721	2 449	1 097 887	3 008
Tosco N.W. Co.	965 256	2 645	2 032 385	5 568
Total Petroleum Inc.	628 755	1 723	346 315	949
U.S. Oil & Refining Co.	0	0	143 973	394
United Refining Company	3 353 695	9 188	3 570 730	9 783
Unocal Corp. of California	199 460	546	0	0
UNO-VEN Company	819 284	2 245	6 993	19
Wyoming Refining Co.	14 131	39	0	0
Others	21 882	60	0	0
Total	70 691 445	193 675	76 612 092	209 896

a) Estimation

B4. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens, 1994-1998 (en mètre cubes par jour)

	1994	1995	1996	1997	1998 (a)
Pétrole brut léger et équivalent	87 455	87 448	86 599	80 778	95 747
Pétrole brut lourd	69 680	81 460	91 837	112 897	114 149
Total	157 135	168 908	178 436	193 675	209 896

a) Estimation

B5. Exportations de produits pétroliers - 1998 (en mètres cubes)

Mois	Esence pour moteur	Distillats moyens	Mazout lourd	Carbu-réacteur	Pétrole partiel. Traite	Total
janvier	549 640	585 398	172 414	22 371	7 389	1 337 212
février	474 800	620 309	178 364	18 402	6 753	1 298 627
mars	562 635	550 147	195 540	764	12 192	1 321 278
avril	570 879	476 545	72 342	20 817	5 911	1 146 494
mai	568 391	520 395	170 186	21 876	4 593	1 285 440
juin	558 636	507 629	93 871	23 648	0	1 183 784
juillet	581 446	458 451	143 105	14 727	8 552	1 206 280
août	500 538	545 058	161 909	18 192	0	1 225 697
septembre	368 644	441 495	275 266	14 647	7 109	1 107 160
octobre	271 941	396 196	109 035	36 464	17 105	830 740
novembre	300 000	370 000	130 000	2 500	20 000	822 500
décembre	300 000	370 000	110 000	2 500	25 000	807 500
Total	5 607 549	5 841 623	1 812 031	196 906	114 604	13 572 713

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

B6. Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1997 et 1998 (en mètres cubes)

Exportateur	1997	1998 (a)
Chevron Canada Limited	144 332	214 559
Consumers' Co-operative Refineries Limited	41 033	45 729
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	49 011	27 586
Four Directions Petroleum (First Nation)	631	700
Gale's Gas Bars Limited	287	250
Griffith Oil Co., Inc.	17 169	30 188
Husky Oil Marketing Ltd.	81 862	85 377
Imperial Oil Limited	1 375 248	1 182 386
Irving Oil Limited	6 732 379	5 575 466
Kildair Service Ltée	125 960	340 300
MX Petroleum Corp.	86 977	79 853
MacEwen Petroleum Inc.	62 920	45 241
Neste Oil Marketing	-	498
Neste Petroleum (Canada) Inc.	1 587	92
Northern Transportation Co. Ltd.	2 965	2 952
North Atlantic Refining Limited	4 355 837	3 934 928
NOCO Energy Canada Inc.	152 469	30 597
Northridge Petroleum Marketing Inc.	6 936	1 847
North 60 Petro Ltd.	19 209	19 805
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.	121 170	337 743
Olco Petroleum Group Inc.	35 313	59 859
Petro-Canada Products	143 531	230 468
Pétroles Norcan Inc.	1 602	545
Shell Canada Products Limited	255 023	260 799
Statoil North America Inc.	26 269	-
Suncor Inc.	137 759	168 378
Sunoco Inc.	56 427	35 983
Ultramar Canada Inc.	1 150 390	814 834
Universal Terminals Ltd.	58 147	45 749
Total	15 242 443	13 572 713

a) Estimation

C1. Certificats délivrés en 1998 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de certificat	Délivré le	Installations	Coût estimatif (\$)
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	GC-96	1998/04/03	Prolongement vers PNGTS : pipeline et installations connexes entre Lachenaie et East Hereford (Québec), près de la frontière de New Hampshire.	273 800 000
AEC Suffield Gas Pipeline Inc.	GC-97	1998/08/31	Pipeline pour transporter du gaz naturel de la région de Suffield en Alberta jusqu'à un point situé près de Burstall, en Saskatchewan.	22 800 000
Alliance Pipeline Ltd. au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership	GC-98	1998/12/03	Réseau de transport de gaz naturel entre Gordondale (Alberta) et un point situé sur la frontière internationale près de Elmore (Saskatchewan).	2 000 000 000
TransCanada PipeLines Limited	GC-99	1998/12/16	Installations de 1999.	402 900 000

C2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coûts estimatif (\$)
AEC West Ltd.	XG-A156-56-98	1998/09/17	Construire et exploiter un pipeline de 22,7 km pour le transport du gaz acide et du gaz combustible entre des puits situés dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, et construire un prolongement entre les puits d-64-I/93-P-8 et a-82-I/93-P-8.	5 054 000
Alberta Natural Gas Company Ltd	XG-A2-14-98	1998/03/18	Enlèvement de l'amiante; programme de remplacement des halons - phases 1 à 4; amélioration de la vanne de combustible et du moteur pas à pas, et remplacement des batteries du système d'alimentation électrique non interruptible (UPS).	453 000
	XG-A2-24-98	1998/04/22	Remplacer le compresseur de la station 1; assurer la surveillance continue de la condition de l'huile - unité 2 A-B; équilibrer la poussée des compresseurs H et J de la station 1; abri de protection pour la machinerie lourde.	29 766 000
	XG-A2-45-98	1998/07/22	Améliorer l'accès à l'emprise à la hauteur du chemin forestier King Creek.	32 000
Champion Pipeline Corporation Limited	XG-C17-34-98	1998/05/29	Installer des gares de réception et de lancement de racleur, et remplacer des vannes et des sections de conduite.	490 000
Chauvco Resources Ltd.	XG-C365-6-98	1998/02/26	Changer pour du gaz naturel sec le gaz naturel humide transporté dans un pipeline en place, et construire un gazoduc et un pipeline de transport de liquides de gaz naturel.	4 100 000

C2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coûts estimatif (\$)
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-31-98	1998/05/13	Huit projets dans les zones 6 et 9.	1 888 700
	XG-F6-54-98	1998/09/02	Zone 6 : anodes de protection cathodique aux stations 363 et 365; Zone 9 : anodes de protection cathodique à la station 392-2.	115 000
Foothills Pipe Lines Ltd., au nom de Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XG-F7-3-98	1998/04/08	Construire trois doublements dans le cadre du projet d'agrandissement du tronçon de l'est.	s.o.
	XG-F12-41-98	1998/06/11	Installer des compresseurs et aménager des installations de station de comptage pour le projet d'agrandissement du tronçon de l'est.	s.o.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.	XG-F73-4-98	1998/02/24	Construire trois canalisations parallèles de polyéthylène pour la distribution du gaz à basse pression jusqu'aux édifices des douanes américaines à Wildhorse, au Montana.	8 100
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-M29-59-98	1998/09/21	Construire un piquage sur conduite de gaz naturel en charge.	312 800
Mobil Oil Canada Ltd., au nom du Projet énergétique extracôtier Sable	XG-M122-2-98	1998/02/26	Usine de gaz Goldboro et capteur de boues.	s.o.
Northstar Energy Corporation	XG-N150-29-98	1998/05/14	Construire et exploiter le pipeline Coleman s'étendant à partir de Savanna (Alberta) et traversant la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.	6 467 000
Pioneer Natural Resources Canada Inc.	XG-P177-66-98	1998/12/11	Construction d'un pipeline de gaz naturel non acide NPS 8 entre le puits 9-11-97-13 W6M en Alberta et l'installation Chinchaga en place à c-32-H/94-H-8 en C.-B.	1 380 000
St. Clair Pipelines (1996) Limited	XG-S119-49-98	1998/07/14	Construire un tuyau de jonction NPS 2 jusqu'à la vanne Bluewater NPS 12.	3 211
TransCanada PipeLines Limited	XG-T1-21-98	1998/04/08	Trente-cinq projets.	18 442 000
	XG-T1-27-98	1998/04/29	Remplacer 106 m des canalisations 100-1 et 100-2 entre les VCP 123 et 124, avec une conduite de classe 3.	865 000
	XG-T1-32-98	1998/05/15	Construire un doublement des canalisations 2-3 entre les VCP 204-2 et 205-2 en Ontario.	14 700 000
	XG-T1-35-98	1998/05/29	Remplacer le revêtement de 26,16 km de la canalisation 100-2 à trois endroits.	17 377 000
	XG-T1-39-98	1998/06/03	Franchissement du canal Welland.	2 781 000
	XG-T1-40-98	1998/06/09	Modifications et améliorations à la station de comptage Emerson II.	1 871 000
	XG-T1-46-98	1998/07/09	Abaisser le drain entre les VCP 76-1 et 76A-1; abaisser le drain entre les VCP 146 et 147A.	823 000

C2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coûts estimatif (\$)
TransCanada PipeLines Limited	XG-T1-48-98	1998/07/10	Enlever et remplacer le revêtement entre les VCP 403-1 et 404-1; abaisser le drain; enlever et remplacer le revêtement entre les VCP 403-2 et 404-2; poser des dalles entre les VCP 403-1 et 404-1, et entre les VCP 403-2 et VCP 404-2.	2 819 000
	XG-T1-50-98	1998/07/13	Construire deux points de livraison à Union Gas Limited, le raccord de vente à Hurkett et la station de comptage des ventes à Lennox.	2 937 000
	XG-T1-53-98	1998/07/31	Abaissier le drain; remplacer le garnissage protecteur et poser des dalles entre les VCP 805-1 et 806-1; installer une gare de réception de racleur à la VCP 806-1.	1 762 000
	XG-T1-55-98	1998/08/19	Remplacer le revêtement des conduites dans les parcs de dix stations de compression.	9 709 000
	XG-T1-58-98	1998/09/01	Construire des installations pour remédier à la corrosion.	11 106 100
	XG-T1-60-98	1998/09/24	Installer des manchons en deux pièces sur les canalisations 100-1 et 100-2; excaver la canalisation 100-3, l'inspecter et la remblayer.	573 000
	XG-T1-61-98	1998/10/08	Aménager des installations pour un nouveau point de réception et quatre nouveaux points de livraison.	644 000
	XG-T1-64-98	1998/11/20	Installer de la tuyauterie; ajouter des installations de compression; modifier la tuyauterie.	
	XG-T1-65-98	1998/11/26	Installer et exploiter des gares de lancement et de réception de racleur; installer des joints de rupture et des joints d'étanchéité de bride; remplacer des vannes de canalisation principale; remplacer 3 268 m de conduite; installer des vannes intermédiaires de canalisation principale; abaisser 300 m de conduite.	17 340 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-T28-57-98	1998/09/04	Construire une station de comptage dans les environs de Coaticook, au Québec.	304 124
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-1-98	1998/01/30	Ajouter un revêtement et procéder au remplissage; installer un nouveau lit de séchage et de manutention des déchets à l'usine de gaz Fort Nelson; installer un nouveau système SCADA à l'usine de gaz Sikanni; remplacer les électrodes de mise à la terre du pipeline Mobil Sierra; installer des électrodes de mise à la terre et une source d'alimentation électrique sur le pipeline Shekilei; améliorer la station d'analyse de l'eau #31.	644 000
	XO-W5-5-98	1998/02/12	Purificateur portatif.	100 000
	XG-W5-7-98	1998/02/19	Installer six raccords pour producteurs dans le réseau de transport de gaz brut Fort Nelson.	250 000

C2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coûts estimatif (\$)
Westcoast Energy Inc.	XO-W5-8-98	1998/02/24	Usine de gaz Fort Nelson : déplacer et améliorer le laboratoire de l'installation de traitement des effluents; installer des détecteurs de fumée; remettre en état le bassin à saumures et modifier les commandes; installer des transmetteurs de pression sur les condensateurs de conduite de gaz acide; installer deux allumeurs aux ensembles de barils de lancement et de réception de 20 po au champ gazier Pointed Mountain.	334 000
	XG-W5-9-98	1998/03/13	Prévoir des raccords pour producteurs à Fort St. John; ajouter un densimètre à la boucle combinée de racleur et installer un lien avec le système de commande à l'usine de gaz McMahon.	566 000
	XG-W5-10-98	1998/03/06	Installer de l'équipement électronique de débitmétrie et de communication aux trois points de réception suivants sur le réseau de transport de gaz naturel Fort Nelson : RP 433 tronçon Helmut Nord, RP 36 tronçon Helmut Est et RP 498 tronçon Helmut Peggo.	100 000
	XG-W5-11-98	1998/03/19	Remplacer l'unité W92 à la station 8A par une unité de commande de turbine à gaz Spey remise à neuf.	6 657 000
	XG-W5-12-98	1998/07/07	Construire 7,35 km de doublement de 36 po sur la canalisation principale Fort Nelson.	13 100 000
	XG-W5-13-98	1998/03/12	Installer une génératrice thermoélectrique actionnée au propane et un système de mise à la terre pour la protection cathodique des pipelines Silver Dahl, Umbach, Dahl et Silver.	28 000
	XG-W5-15-98	1998/03/26	Surveiller et remplacer des conduites à Tributary et Bougie Creek; remplacer la canalisation principale Fort Nelson à la hauteur du ruisseau Jackfish.	6 350 000
	XG-W5-16-98	1998/03/18	Installer ou agrandir le système numérique à hyperfréquences de Westcoast aux endroits suivants : Radar Hill, Cabin Lake, Mobil Sahtaneh, Pesh, station de compression N-2 et Hossitl.	1 300 000
	XG-W5-18-98	1998/04/22	Améliorer l'installation de traitement des effluents à l'usine McMahon.	720 000
	XG-W5-20-98	1998/03/27	Six projets dans la région de service Fort St. John.	736 000
	XG-W5-22-98	1998/03/30	Huit projets dans les régions de transport du Nord, du Centre et du Sud.	3 491 000
	XG-W5-23-98	1998/03/30	Huit projets dans la région de service de Grizzly Valley.	1 987 000

C2. Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Projets	Coûts estimatif (\$)
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-25-98	1998/04/29	Ajouter un tuyau de revêtement aux tubes existants à la BM 31,8 sur la canalisation principale Alberta et à la BM 24,5 sur la canalisation principale Boundary; améliorer le croisement de routes dans la région de transport du Nord; améliorer le croisement de routes dans la région de transport du Centre; améliorer le croisement de routes dans la région de transport du Sud.	190 000
	XG-W5-26-98	1998/04/20	Installer une vanne de purge d'urgence à la station Siphon.	90 000
	XG-W5-28-98	1998/04/28	Remplacer les anodes enterrées à la hauteur de Aitken Creek.	11 000
	XG-W5-30-98	1998/05/19	Installer des raccords pour producteurs dans le réseau de transport de gaz brut Grizzly Valley.	250 000
	XG-W5-33-98	1998/06/11	Acheminer du combustible propre aux pilotes des brûleurs; remplacer la génératrice d'urgence.	250 000
	XG-W5-36-98	1998/05/28	Quatorze projets dans la région de service Fort St. John.	1 033 000
	XG-W5-37-98	1998/05/29	Clôturer deux sites de franchissement à la réserve indienne Katz et au lac Loon; installer des transmetteurs de température sur les dix conduites de comptage du pipeline Northwest à Huntington; installer un épurateur de gaz à l'entrée de la station de compression N4.	491 000
	XG-W5-38-98	1998/06/02	Remplacer le transformateur MCC au parc de réservoirs en place à l'usine McMahon.	109 000
	XG-W5-42-98	1998/06/19	Raccorder trois nouveaux raccords de vente près de la station de compression 8A.	35 000
	XG-W5-43-98	1998/06/19	Remplacer la génératrice à la station Nig.	200 000
	XG-W5-12-98	1998/07/16	Construire un doublement de 7,35 km (4,57 milles) sur la canalisation principale Fort Nelson entre les stations de compression N4 et N5.	13 100 000
	XG-W5-47-98	1998/07/13	Déplacer la tuyauterie de la gare de réception de racleur Chamberlain.	30 000
	XG-W5-51-98	1998/07/20	Construire un revêtement de pierre à la borne milliaire 580,5 le long du doublement Fort St. John (franchissement de la rivière Coquihalla).	60 000
	XG-W5-62-98	1998/10/08	Améliorer la station de comptage 66 pour permettre le transport de volumes accrus de gaz à destination de l'usine de chevauchement Solex et en provenance de celle-ci.	627 000
	XG-W5-63-98	1998/10/21	Déplacer la gare de lancement de racleur de la BK 0,0 à la BK 2,0 sur le pipeline de prolongement North Jedney.	60 000

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Abitibi-Consolidated Corporation	GOL-1-98 (a)	Sprague (Man.)	1998-03-01	2002-10-31	-	-	-
AG-Energy L.P.	GL-182	Iroquois (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	467,0	170,6	2 587,0
			2008-11-01	2008-12-31	467,0	28,5	
Alberta Northeast Gas, Limited et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois (Ont.)	1991-12-01	1992-10-31	399,0	146,4	2 714,0
			1992-11-01	2006-10-31	533,0	194,7	
			2006-11-01	2007-03-31	533,0	80,5	
Alberta Northeast Gas, Limited et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois (Ont.)	1991-12-01	1992-10-31	790,0	289,9	5 428,0
			1992-11-01	2006-10-31	1 057,0	386,1	
			2006-11-01	2007-03-31	1 057,0	159,7	
Alberta Northeast Gas, Limited et ProGas Limited	GL-103	Iroquois (Ont.)	1991-12-01	1992-10-31	1 399,0	513,4	10 236,0
			1992-11-01	2006-10-31	1 870,0	683,0	
			2006-11-01	2007-03-31	1 870,0	282,6	
Alberta Northeast Gas, Limited et TransCanada Pipelines Limited	GL-102	Iroquois et Niagara Falls (Ont.) maximum combiné	1991-11-01	1992-10-31	5 830,3	2 139,1	42 646,0
			1992-11-01	2006-10-31	7 790,3	2 845,3	
			2006-11-01	2007-02-28	7 790,3	935,5	
		maximum combiné à Iroquois (Ont.) dans le cadre du volume combiné Iroquois/Niagara Falls	1991-11-01	1992-10-31	5 547,0	2 035,7	
			1992-11-01	2006-10-31	7 507,0	2 741,9	
			2006-11-01	2007-02-28	7 507,0	901,5	
		maximum combiné à Iroquois (Ont.) dans le cadre du volume combiné Iroquois/Niagara Falls	1991-11-01	2006-10-31	283,3	103,4	
			2006-11-01	2007-02-28	283,3	34,0	
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	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 (C.-B.)	1993-09-01	2000-04-30	-	-	-
	GOL-3-95 (c)	Huntingdon (C.-B.)	1995-05-01	2000-04-30	-	-	-
Brooklyn Navy Yard Cogen Partners, L.P.	GL-232	Iroquois (Ont.)	Date des prem. livraisons pour une durée 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

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
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
	GL-230	Huntingdon (C.-B.)	Date des prem. livraisons pour une durée de 20 ans		300,5	109,7	2 194,0
Centra Gas Ontario, Inc.	GOL-15-93 (d)	Sprague (Man.)	1993-12-01	2018-11-30	-	-	-
Chevron Canada Resources Limited	GL-250	Kingsgate (C.-B.)	Date des prem. livraisons pour une durée de 15 ans		585,8	214,4	3 210,0
CoEnergy Trading Company	GL-276	East Hereford (Qué.) Emerson (Man.) maximum combiné	Date des prem. livraisons pour une durée de 10 ans		2 266,2	827,2	8 272,0
					2 266,2	827,2	
	GOL-5-98 (e)	Emerson (Man.)	1998-11-01	2008-11-31	-	-	-
Cornerstone Gas Marketing	GOL-3-97 (f)	Emerson (Man.)	1997-11-01	2008-11-31	-	-	-
CoWest Energy	GOL-1-97 (g)	St. Clair, Niagara, Chippewa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Man.)	1997-02-04	2022-02-03	-	-	-
	GOL-2-97 (h)	St. Clair, Niagara, Chippewa, 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
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 (Qué.)	1992-10-29	1992-10-31	171,0	,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	
	GL-147	Huntingdon (C.-B.)	1991-01-24	1991-10-31	272,9	76,7	1 843,0
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	

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Encogen Four Partners, L.P.	GL-152	Niagara Falls (Ont.) et Chippawa (Ont.) maximum combiné	1993-09-01	1993-10-31	424,9	26,4	2 326,6
			1993-11-01	2007-10-31	424,9	155,1	
			2007-11-01	2008-08-31	424,9	129,2	
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 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	
Marketing Company	GL-183	Huntingdon (C.-B.)	1992-11-01	2002-10-31	273,9	100,0	1 000,3
	GL-221	Kingsgate (C.-B.)	1993-11-01	1999-10-31	396,6	74,2	868,6
	GL-222	Kingsgate (C.-B.)	1994-11-01	1999-10-31	136,5	49,8	249,0
	GL-223	Kingsgate (C.-B.)	1994-11-01	1999-10-31	115,4	42,1	210,5
	GL-224	Kingsgate (C.-B.)	1994-11-01	1999-10-31	115,4	42,1	210,5
	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	500,0
	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	
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-1-94 (i)	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 (i)	Emerson (Man.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
	GOL-5-94 (j)	Cardston (Alb.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
	GO-16-96	-	1996-03-07	2000-09-19	30,0	-	-

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ⁶ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Enron Capital and 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	
Forty Mile Gas Co-op Ltd.	GO-21-98	-	1998-05-01	43220	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-16-93 (i)	St. Clair et Windsor (Ont.)	1993-12-01	2003-11-30	-	-	-
	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	
	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		
GL-247	Huntingdon (C.-B.)	Date des prem. livraisons pour une durée de 15 ans		398,0	145,3	2 179,1	
Interenergy Sheffield Processing Company	GO-59-96	-	Date des prem. livraisons pour une durée de 10 ans		30,0	-	-
Imperial Oil Resources Limited	GL-151	Iroquois (Ont.)	1991-11-01	2006-10-31	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	
Kamine Beaver Falls Cogen Co., Inc.	GL-198	Iroquois (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	456,1	167,1	2 494,9
Kamine Carthage Cogen Co., Inc.	GL-158	Chippawa (Ont.)	1991-11-01	2006-10-31	402,2	139,5	2 093,7
Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.	GL-191	Iroquois (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	348,4	117,8	1 767,1
Kamine South Glens Falls Cogen Co., Inc.	GL-159	Emerson (Ont.)	1991-11-01	2006-10-31	402,3	139,5	2 093,7
Kamine Syracuse Cogen Co., Inc.	GL-199	Chippawa (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	461,7	168,5	2 506,8
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 (k)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1996-12-18	2006-12-31	-	-	-

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journulier (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
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 Corporation	GOL-8-96 (i)	Windsor (Ont.)	1996-12-18	2000-12-17	-	-	-
New England Power Company	GL-160	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1991-11-01	2006-11-01	1 700,0	621,0	9 308,0
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
			1993-12-01	1994-10-31	283,3	95,0	
			1994-11-01	2003-10-31	283,3	103,5	
	GL-220	Chippawa (Ont.)	2003-11-01	2003-11-30	283,3	8,5	1 035,0
Northern Minnesota Utilities	GL-171	Sprague (Man.)	1992-04-30	1992-10-31	917,8	168,9	3 685,0
	GOL-17-93 (d)	Fort Francis (Ont.)	1992-12-01	2002-10-31	-	-	-
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson (Man.) et Niagara Falls (Ont.) maximum combiné	1987-11-01	1996-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			1996-11-01	1997-10-31	3 249,4	1 186,0	
			1997-11-01	1998-10-31	2 166,2	790,7	
			1998-11-01	1999-10-31	1 083,1	395,4	
	Maximum autorisé à Niagara Falls (Ont.) dans le cadre des volumes combinés 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	
Paramount Resources Ltd.	GL-266	Huntingdon (C.-B.)	1997-11-01	2016-12-31	78,9	28,8	575,9
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	4 844,3

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum				
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (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			
	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 autorisé à Monchy (Sask.) dans le cadre des volumes combinés Emerson/Monchy	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				
	1995-08-01	1995-10-31		2 124,6	195,5				
	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				

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	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	
	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	1994-10-31	75,7	13,9	179,8
			1994-11-01	2000-10-31	75,7	27,5	
	GL-234	Emerson (Man.)	1994-05-01	1994-10-31	84,8	15,6	294,3
			1994-11-01	2003-10-31	84,8	31,0	
	GL-235	Emerson (Man.)	1994-05-01	1994-10-31	807,1	148,5	1 916,0
			1994-11-01	2000-10-31	807,1	294,6	
	GL-236	Emerson (Man.)	1994-05-01	1994-10-31	304,0	55,9	1 054,6
			1994-11-01	2003-10-31	304,0	111,0	
	GL-237	Emerson (Man.)	1994-05-01	1994-10-31	95,9	17,7	332,8
			1994-11-01	2003-10-31	95,9	35,0	
	GL-238	Emerson (Man.)	1994-05-01	1994-10-31	313,8	57,7	1 088,5
			1994-11-01	2003-10-31	313,8	114,5	
	GL-240	Emerson (Man.)	1994-05-01	1994-10-31	187,4	34,5	581,7
			1994-11-01	2002-10-31	187,4	68,4	
	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

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
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	1995-10-31	140,0	42,6	460,0
			1995-11-01	2003-10-31	140,0	51,1	
	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	1995-10-31	79,3	1,2	265,5
			1995-11-01	2004-10-31	79,3	28,9	
	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 (I)	Chippawa (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	-	-	-
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
San Diego Gas & Electric Company et Summit Resources Ltd.	GL-209	Kingsgate (C.-B.)	1993-11-01	2003-10-31	195,1	71,2	570,0
Saranac Power Partners L.P. et Shell Canada Limited	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	2007-10-31	651,5	237,8	3 685,9
			2007-11-01	2008-10-30	651,5	117,9	
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 Limited	GL-119	Emerson (Man.)	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 234,0
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	
	GL-120	Emerson (Man.)	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 250,0
			1989-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	
	GL-134	Niagara Falls (Ont.)	1990-07-27	1990-10-31	450,0	43,7	2 755,0
			1990-11-01	2010-10-31	450,0	145,0	
			2010-11-01	2011-08-31	450,0	95,9	

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	GL-180	Monchy (Sask.)	1992-08-27	1992-10-31	278,0	18,3	1 014,0
			1992-11-01	2001-10-31	278,0	102,0	
			2001-11-01	2002-08-26	278,0	83,1	
	GL-181	Monchy (Sask.)	1992-08-27	1992-10-31	580,0	38,3	3 181,0
			1992-11-01	2006-10-31	580,0	212,0	
			2006-11-01	2007-08-26	580,0	173,4	
	GL-241	Huntingdon (C.-B.)	1994-07-19	1994-10-31	609,0	64,2	2 001,3
			1994-11-01	2009-10-31	609,0	223,0	
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GL-219	Chippawa (Ont.)	1995-03-01	1995-10-31	805,0	196,0	2 940,0
			1995-11-01	2004-10-31			
	GOL-13-92 (i)	Chippawa (Ont.)	1993-02-01	2014-12-31			
St. Lawrence Gas Company, Inc.	GL-264	Cornwall et Iroquois (Ont.)	1996-11-01	1997-06-30	574,3	106,2	637,2
			1997-07-01	1997-10-31	531,8	30,6	484,5
			1997-10-01	2002-10-31	531,8	100,0	
Summit Resources Limited	GL-214	Kingsgate (C.-B.)	1993-11-01	1994-03-31	219,2	21,8	300,0
			1994-04-01	1994-09-30	141,3	26,5	
			1994-10-01	1994-10-31	219,2	4,5	
			1994-11-01	1995-03-31	219,2	21,8	
			1995-04-01	1995-09-30	141,3	26,5	
			1995-10-01	1995-10-31	219,2	4,5	
			1995-11-01	1996-03-31	219,2	21,8	
			1996-04-01	1996-09-30	141,3	26,5	
			1996-10-01	1996-10-31	219,2	4,5	
			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	
			1998-04-01	1998-09-30	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

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Tennessee Gas Pipeline Company	GOL-11-92 (i)	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	Philipsburg (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		
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		

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
TransCanada Gas Services comme agent de CanStates Gas Marketing	GL-248	Kingsgate (C.-B.)	Date des prem. livraisons pour une durée de 15 ans		841,5	307,1	4 606,9
	GL-249	Kingsgate (C.-B.)	Date des prem. livraisons pour une durée de 15 ans		420,7	153,5	2 303,2
TransCanada Gas Services comme agent de CanStates Gas Marketing et Transco EnergyMarketing 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	
	GL-137	Niagara Falls (Ont.)	1990-11-08	1991-10-31	1 371,1	450,5	5 593,8
			1991-11-01	2000-10-31	1 371,1	459,3	
			2000-11-01	2002-10-31	1 371,1	500,4	
TransCanada Pipelines Limited	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 (m)	Emerson (Man.)	1991-11-01	2005-10-31	-	-	-
UMC Petroleum Corporation	GOL-12-95 (n)	Emerson (Man.)	1995-09-22	2008-12-31	-	-	-
Union Gas Limited	GOL-5-97 (k)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	1997-06-25	2002-06-24	-	-	-
	GOL-6-97 (p)	Emerson (Man.) et Monchy(Sask.)	1997-06-25	2002-06-24	-	-	-
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.)	1998-11-01	2008-11-01	384,2	140,2	1 402,3
		Niagara Falls (Ont.) maximum combiné	1998-11-01	2008-11-01	384,2	140,2	

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998

Exportateur	No de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journali- er (10 ³ m ³)	annual (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
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 l'importation subséquent près de Huntingdon (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 Huntingdon (C.-B.).
- d) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Rainy River (Ont.).
- e) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair (Ont.).
- f) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Loomis (Sask.).
- g) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor et Blue Water (Ont.).
- h) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Willow Creek et Loomis (Sask.).
- i) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair et/ou Windsor (Ont.).
- j) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Willow Creek (Sask.).
- k) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.).
- l) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Sarnia (Ont.).
- m) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Sarnia et Sault Ste. Marie (Ont.).
- n) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Willow Creek et Loomis (Sask.).
- o) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure 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 1998

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)
B.C. Gas Utility Ltd.	GOL-6-93 (a)	Huntingdon (C.-B.)	1992-08-11	2000-04-30	-	-	-
	GOL-3-95 (b)	Huntingdon (C.-B.)	1995-05-01	2000-04-30	-	-	-
Bearpaw Gathering Systems, Inc.	GOL-12-94 (c)	Loomis (Sask.)	1994-11-01	1999-10-31	-	-	-
CoWest Energy	GOL-1-97 (d)	St. Clair, Windsor, et Blue Water, Ont.	1997-02-04	2022-02-03	-	-	-
	GOL-2-97 (e)	St. Clair, Windsor, & Blue Water (Ont.)	1997-02-04	2022-02-03	-	-	-
Cornerstone Gas Marketing	GOL-3-97 (c)	Loomis (Sask.)	1997-08-08	2008-10-31	-	-	-
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-1-94 (f)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
	GOL-2-94 (a)	Huntingdon (C.-B.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
	GOL-3-94 (g)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
	GOL-4-94 (c)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
	GOL-5-94 (h)	Willow Creek (Sask.)	1994-03-01	2002-09-15	-	-	-
Gaz Métropolitain, Inc.	GOL-14-93 (i)	St. Clair et Windsor (Ont.)	1993-12-01	2003-11-30	-	-	-
	GOL-16-93 (j)	Windsor et St. Clair (Ont.)	1993-12-01	2003-11-30	-	-	-
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 (k)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1996-12-18	2006-12-31	-	-	-
National Steel Corporation	GOL-8-96 (l)	Windsor (Ont.)	1996-12-18	2000-12-17	-	-	-
Northern Minnesota Utilities	GOL-17-93 (m)	Rainy River (Ont.)	1992-12-01	2002-10-31	-	-	-
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 (c)	Willow Creek	1995-09-22	2008-12-31	-	-	-
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 (n)	Sarnia (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	-	-	-
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GOL-13-92 (n)	Sarnia et Windsor (Ont.)	1993-02-01	2014-12-31	-	-	-
Tennessee Gas Pipeline Company	GOL-11-92 (o)	St. Clair (Ont.)	1992-11-01	2002-10-31	-	-	-
TransCanada Pipelines Limited	GOL-2-91 (p)	Sarnia et SS Marie (Ont.) Loomis (Sask.)	1991-11-01	2005-10-31	-	-	-

C4. Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1998

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)
Union Gas Limited	GOL-15-93 (q)	Sprague (Man.)	1993-12-01	2018-11-30	-	-	-
	GOL-5-97 (b)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	1997-06-25	2002-06-24	-	-	-
	GOL-6-97 (p)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	1997-06-25	2002-06-24	-	-	-

- a) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Kingsgate et Huntingdon (C.-B.).
 - b) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Huntingdon (C.-B.).
 - c) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Emerson, (Man.).
 - d) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Man.).
 - e) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Man.).
 - f) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Iroquois et Niagara Falls (Ont.).
 - g) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Monchy (Sask.) et St. Clair (Ont.).
 - h) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Cardston (Alb.).
 - i) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de St. Clair et Windsor (Ont.).
 - j) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de St. Clair et Windsor (Ont.).
 - k) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.).
 - l) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Windsor (Ont.).
 - m) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Fort Francis (Ont.).
 - n) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Chippawa (Ont.).
 - o) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Niagara Falls (Ont.).
 - p) Cette ordonnance autorise l'importation de gaz naturel aux fins d'exportation ultérieure près de Emerson (Man.) et/ou Monchy (Sask.).
 - q) Cette ordonnance autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Rainy River (Ont.).
- Non précisé

C5. Exportations de gaz naturel par point d'exportation, 1994-1998

(en millions de mètres cubes)

Point d'exportation	1994	1995	1996	1997	1998 (a)
Huntingdon	7 910	8 989	10 693	10 313	11 958
Kingsgate	20 451	22 199	22 545	23 986	24 168
Monchy	14 782	15 633	15 528	15 395	15 600
Emerson	11 029	11 298	11 944	12 108	13 651
Niagara Falls	7 407	7 700	7 609	8 147	8 523
Iroquois	7 128	7 986	8 072	8 305	8 654
Autre	2 962	4 596	4 334	4 065	4 821
Total	71 669	78 401	80 725	82 319	87 374

a) Estimation

C6. Exportations totales nettes de propane et de butane - 1997 et 1998 (en mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butane	
	1997 réel	1998 estimatif	1997 réel	1998 estimatif
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	3 355 552	3 839 400	1 294 034	1 438 100
Anderson Exploration	474	0	2 385	0
Burnwell Gas of Canada Ltd.	109 590	114 300	s.o.	s.o.
Canada Imperial Oil Limited	489 915	574 700	21 931	9 600
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	49 641	92 600	1 058	5 200
CANPET Energy Group Inc.	99 192	113 400	20 663	36 200
CENEX, Inc.	0	218 200	s.o.	s.o.
Centennial Gas Liquids, L.L.C.	0	1 700	s.o.	s.o.
Chevron Canada Resources	19 154	0	0	0
Chevron Standard Ltd.	221 768	200 700	s.o.	0
Consumers' Co-operative Refineries Limited	2 633	8 500	0	0
Dow Chemical Canada Inc.	3 175	30 300	0	0
Dynegy Midstream Services, L.P.	28 904	50 200	0	20 600
Elbow River Resources Ltd.	25 713	48 900	171 104	233 000
Energy Transportation Inc.	180 332	161 900	0	0
enerkon Resources (Canada)	914	600	811	0
ENRON Capital & Trade Resources Canada Corp.	8 785	0	0	0
Factor Gas Liquids Inc.	4 694	23 600	2 460	0
Farmland Industries, Inc.	20 817	27 600	s.o.	s.o.
Ferrellgas L.P.	81 083	113 000	s.o.	s.o.
Gas Supply Resources, Inc.	s.o.	212 700	s.o.	s.o.
Gibson Gas Liquids Ltd.	0	0	5 268	800
Great Western Resources Inc.	15 084	8 100	0	0
Gulf Canada Resources Limited	54 513	58 800	27 609	22 500
Husky Oil Operations Ltd.	547	s.o.	0	0
Irving Oil Limited	26 142	33 100	0	0
Kinetic Resources (LPG)	962 323	1 157 500	408 933	412 500
Level Energy Inc.	305	0	s.o.	s.o.
Link Petroleum Services Ltd.	6 026	6 100	1 065	2 400
M-P Oils	197 329	192 100	0	0
Mapco Canada Energy Inc.	28 819	35 200	0	0
Mobil Canada Products Ltd.	34 562	32 500	9 762	11 300
Mobil Oil Canada	66 329	97 600	15 384	11 300
NGL Supply Co. Ltd.	121 457	203 800	130 519	190 700
Norcal Gas Liquids Ltd.	11 306	1 200	16 336	5 900
Northridge Gas Liquids Marketing Inc.	34 748	56 200	7 973	0
Petro-Canada Hydrocarbons Inc.	353 379	301 200	269 530	184 000
Petrogas Marketing Ltd.	82 223	110 000	36 658	25 200
Petromont and Company Limited Partnership	30 127	12 600	0	0
Pratt's Wholesale Group	4 313	0	s.o.	s.o.
Quadra Energy Trading Ltd.	47 952	105 900	10 542	8 900
Quality Energy Inc.	2 166	0	0	0
Resource Energy Marketing Ltd.	18 372	49 100	22 330	40 000
Rivecal Energy Ltd.	6 962	2 100	0	0

C6. Exportations totales nettes de propane et de butane - 1997 et 1998 (en mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butane	
	1997 réel	1998 estimatif	1997 réel	1998 estimatif
Shell Canada Limited	272 795	238 200	99 868	101 100
Stittco Energy Limited	17 956	20 200	1 714	1 200
Suburban Propane, L.P.	5 915	800	s.o.	s.o.
Sunoco Inc.	131 400	125 300	0	47 900
Texaco Canada Petroleum Inc.	71 567	65 700	0	155 600
Texaco Products Inc.	0	0	188 704	0
Triangle Three Service Ltd.	795	900	361	0
Ultramar Canada Inc.	17 343	400	0	0
Total	7 325 091	8 746 900	2 767 002	2 964 000

s.o. - sans objet

D1. Certificats délivrés en 1998 pour la construction d'installations de productoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de certificat	Délivré le	Installations	Coût estimatif (\$)
Souris Valley Pipeline Limited	CC-1	1998/12/03	Pipeline de 61 kilomètres pour le transport de dioxyde de carbone dans le sud de la Saskatchewan.	13 600 000

E1. Renseignements financiers – Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs

1998 (a)	Enbridge Pipelines Inc.	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	Trans-Northern Pipelines Inc.
Exploitation (000 \$)			
recettes	406 174	113 655	27 337
combustibles et électricité	76 239	6 622	3 089
dépréciation	62 641	13 848	2 895
exploitation et entretien	115 332 (b)	61 700 (f)	14 777 (g)
revenu net	78 082	15 324	3 553
Statistiques sur le débit			
débit (m ³ /j)	275 100	40 160	28 639
débit - km (000 m ³ /km)	91 500 000	14 561 574	1 468 521
Statistiques sur la performance			
recettes moyennes (\$/m ³)	4,05	7,750	2,615
recettes le m ³ - km (\$)	0,004	0,008	0,019
dépenses le m ³ - km (\$)	0,002 (c)	0,004	0,010
revenu net au-dessus / (au-dessous) seuil des rentrées	16 776	2 734	852
incitatifs négociés (000 \$) (d)	14 633	3 958	770
autres rajustements (000 \$) (e)	(2 223)	2 157	(26)

Notes :

- Les données sont basées sur des estimations préliminaires.
- Somme des traitements, des salaires, des frais d'exploitation et d'entretien, et des taxes autres que l'impôt sur le revenu.
- Somme des frais de combustible et d'électricité ainsi que des frais d'exploitation et d'entretien, divisée par le débit-km.
- Part de tous les incitatifs de 1998 revenant aux expéditeurs. Ce montant sera déduit des besoins en recettes de 1999.
- Part de tous les ajustements revenant aux expéditeurs aux termes du règlement incitatif (p. ex. inflation de base, déduction d'impôt, ajustements supplémentaires, montant différé d'ajustement, pénalité pour inexécution différée et recettes de transport). Le montant net sera soustrait (ajouté) aux besoins en recettes de 1999.
- Somme des frais d'entretien, de transport, d'administration et les frais liés aux revenus divers.
- Somme des frais d'entretien, de transport, d'administration et les frais liés aux revenus divers (c.-à-d. toutes les dépenses sauf la dépréciation et l'électricité).

E2. Renseignements financiers – Compagnies d'oléoducs du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service

1998 (a)	Cochin Pipe Lines (Ltd.) (b) (c)	Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Besoins en recettes (000 \$)		
dette	7 564	6 557
rendement des capitaux propres	8 317	10 944
combustible et électricité	5 360	683
dépréciation	2 750	8 991
salaires et avantages	1 875	3 634
exploitation et entretien (autres)	7 956	6 422 (f)
Impôt sur le revenu	6 771	9 137
autres taxes	1 412	-
Total	42 005	46 368
Rendement des actions ordinaires (%)		
approuvé	10,21	10,21
réel	7,6 (d)	10,21
Base tarifaire (000 \$)		
	au 31 décembre	au 31 décembre
installations en service, nettes	106 622	193 831
fonds de roulement	3 297	895
autre	-	-
Total	109 919	194 726
Capitalisation de la base tarifaire (000 \$)		
dette	-	58 442
impôts reportés	-	29 192
actions ordinaires	109 919 (e)	107 108
Total	109 919	194 742
Débit annuel (10⁹m³)	6 038	1 839

Notes :

- Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.
- Section canadienne uniquement.
- Les renseignements sont fondés sur une base tarifaire semi-dépréciée, conformément à l'ordonnance RH-5-80 de l'Office.
- Moyenne sur le 13 mois.
- Capitaux investis en coentreprise.
- Comprend l'entretien; les transports mais pas le combustible, l'électricité, les frais administratifs et les frais liés aux revenus divers.

E3. Renseignements financiers – Compagnies (gazoducs) du group 1

1998 (a)	Alberta Natural Gas Company Ltd.	Foothills Pipe Lines Ltd.	TransCanada PipeLines Limited	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Westcoast Energy Inc.
Besoin en recettes (000 \$)					
dette	10 636	35 734	495 959	19 888	
rendement des capitaux propres préférés	5 697	21 635	252 518	9 134	
dépréciation	9 211	37 605	276 600	14 076	
combustible et électricité	5 983	7 365		91	
salaries et avantages	5 301	5 263		4 344	
exploitation et entretien (autres)	8 826	18 562	692 100	2 937	
frais spéciaux	2 771	8 477			
transport par des tierces parties	27 478				
recouvrements des coûts de l'ONÉ		1 696		428	
ajustement unique pour l'amortissement des taux incitatifs de rendements		1 032			
autres	2 855				
impôt sur le revenu	450	(1 509)	71 600	9 929	
autres taxes	3 227	12 567	105 900	2 847	
Total	82 435	148 426	1 921 900	63 674	549 600 (b)
Capitalisation de la base tarifaire (000 \$)					
	au	au	au	au	au
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
dette	130 227	520 212	5 398 900	202 420	1 459 500
actions privilégiées	-	-	377 600	-	31 100
actions ordinaires	55 811	222 948	2 475 700	86 752	802 600
ajustement unique pour TIR	s.o.	8 815	-	-	-
actions spéciales	s.o.	57 555	-	-	-
Total	186 038	809 530	8 252 200	289 172	2 293 200
Rendement des actions ordinaires (%)					
approuvé	10,21	10,21	10,21	10,21	10,21
réel	10,21	10,21	10,63	10,32	12,95

s.o. - sans objet

Notes :

- a) Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.
- b) Total - recettes perçues.

F1. Certificats et permis délivrés en 1998 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	No. de certificat	Délivré le	Observations
Ontario Hydro	EPE-113	19-03-98	Autorisation de mise en service d'une ligne international de transport d'électricité

F2. Ordonnances modificatrices délivrées en 1998 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	No. de permis	Délivré le	Observations
Ontario Hydro	AO-2-EPE-60	19-03-98	Transfert de permis à Ontario Hydro
Ontario Hydro	AO-3-EPE-60	19-03-98	Annulation de certaines conditions
Manitoba Hydro	AO-1-XE-1-79	13-11-98	Élévation de la tension d'exploitation

F3. Licences délivrées en 1998 relativement à l'exportation d'électricité

Aucune licence n'a été délivrée en 1998.

F4. Permis et ordonnances délivrés en 1998 relativement à l'exportation d'électricité

F4 (a) Permis délivrés

Demandeur	No. de permis	Catégorie	Kilowatts	Heures annuelles en mégawatts	Durée de	à	Délivré le
Ontario Hydro	EPE-110	urgence	150 000	-	19-03-98	30-06-25	19-03-98
British Columbia Power Exchange Corp.	EPE-116	interruptible	-	40 000 000(a)	1-10-98	30-09-98	1-10-98
	EPE-117	garantie	-	20 000 000	1-10-98	30-09-98	1-10-98
	EPE-118	interruptible	-	27 000 000(b)	1-10-98	30-09-98	1-10-98
	EPE-119	garantie	-	15 000 000	1-10-98	30-09-98	1-10-98
Citizens Power Sales	EPE-120	interruptible	-	432 000	25-06-98	25-06-08	25-06-98
	EPE-121	garantie	400 000	2 160 000	25-06-98	25-06-08	25-06-98
Nova Scotia Power Inc.	EPE-122	interruptible	-	1 200 000(c)	9-7-98	9-7-08	9-7-98
	EPE-123	garantie	-	1 200 000(d)	9-7-98	9-7-08	9-7-98
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-124	interruptible	-	(e)	1-2-98	31-01-09	17-12-98
	EPE-125	garantie	-	(f)	1-2-98	31-01-09	17-12-98
	EPE-126	interruptible	-	(g)	1-2-98	31-01-09	17-12-98
	EPE-127	garantie	-	(h)	1-2-98	31-01-09	17-12-98
Manitoba Hydro	EPE-128	garantie	3 000	26 780	1-10-99	30-09-04	13-11-98

F4 (b) Ordonnances modificatrices de licences et de permis d'exportations

Demandeur	No. de permis	Délivré le	Observations
Ontario Hydro	AO-37-EPE-21	14-01-98	Ajout d'un client.
	AO-38-EPE-21	20-02-98	Ajout d'un client.
	AO-39-EPE-21	19-03-98	Quantity included from Permit EPE-110.
	AO-40-EPE-21	19-03-98	Ajout de trois clients.
	AO-41-EPE-21	30-03-98	Ajout d'un client.
	AO-42-EPE-21	22-04-98	Ajout d'un client.
	AO-43-EPE-21	22-06-98	Ajout d'un client.
	AO-44-EPE-21	27-07-98	Ajout d'un client.
	AO-45-EPE-21	28-07-98	Ajout d'un client.
	AO-46-EPE-21	24-08-98	Ajout de deux clients.
AO-47-EPE-21	27-08-98	Ajout d'un client.	
British Columbia Hydro and Power Authority et British Columbia Power Exchange Corp.	AO-3-EPE-43	16-09-98	Prolongation du période de validité.
	AO-3-EPE-44	16-09-98	Prolongation du période de validité.
Cominco Ltd.	AO-1-EPE-55	21-12-98	Prolongation du période de validité.
	AO-1-EPE-56	21-12-98	Prolongation du période de validité.
	AO-1-EPE-57	21-12-98	Prolongation du période de validité.
	AO-1-EPE-58	21-12-98	Prolongation du période de validité.

F4 (c) Ordonnance d'annulation

Demandeur	No. de permis	Délivré le	Observations
The Utility-Trade Corp.	RO-1-EPE-76 RO-1-EPE-77	16-09-98	Révocation de permis d'exportation.

- a) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 40 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-117.
- b) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 27 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-119.
- c) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-123.
- d) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-122.
- e) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité basées en Colombie-Britannique moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-125, EPE-126 et EPE-127.
- f) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité basées en Colombie-Britannique moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-124, EPE-126 et EPE-127.
- g) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité basées en Colombie-Britannique moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-124, EPE-125 et EPE-127.
- h) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité basées en Colombie-Britannique moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-124, EPE-125 et EPE-126.

F5. Exportations d'électricité en 1998 (en mégawattheures)

Exportateur	No de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute de l'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruption	garantie	interruption	échange (a)	garantie	interruption
New Brunswick								
Fraser Paper Inc. (Canada)	EPE-102	400 000	-	316 020	-	-	20 946 490	-
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-177	200 000	-	92 365	-	-	2 534 791	-
New Brunswick Power Corporation	EPE-15	-	6 482 400(b)	-	4 098	119	-	212 099
	EPE-16	-	400 000	-	80 121	(63 322)	-	4 544 257
	EPE-17	250 000	-	-	-	52 449	-	-
	EPE-18	-	179 000	-	28 889	129	-	1 415 071
	EPE-28	1 000	-	34	-	-	4 086	-
	EPE-47	175 200	-	82 888	-	-	6 361 422	-
	EPE-48	-	32 000	-	-	-	-	-
	EPE-90	6 482 000(c)	-	9685	-	-	328 655	-
	EPE-91	-	6 482 000(d)	-	3 768 656	-	-	149 511 730
Total				500 992	3 881 764	(10 625)	30 175 444	155 683 157
Nova Scotia								
Nova Scotia Power Inc.	EPE-122	-	1 200 000(e)	-	-	-	-	-
	EPE-123	1 200 000(f)	-	-	-	-	-	-
Total				0	0	0	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	-	5 535 093	-	-	188 474 065	-
	EL-178*	3 000 000	-	1 811 840	-	-	77 541 735	-
	EL-180	1 402 000	-	972 671	-	-	102 739 623	-
	EL-181	400 000	-	343 114	-	-	46 033 714	-
	EL-182	406 000	-	168 193	-	-	15 904 866	-
	EL-183	540 000	-	243 079	-	-	26 950 965	-
	EL-184	273 000	-	128 442	-	-	14 304 997	-
	EPE-20	18 922	-	1 248	-	-	88 289	-
	EPE-64	-	30 000 000(g)	-	630 961	390 431	-	25 993 024
	EPE-65	20 000 000(h)	-	2 718 194	-	-	110 335 894	-
James Maclaren Industries Inc.	EPE-111	-	8 760 000(i)	-	3 205	-	156 862	-
	EPE-112	8 760 000	-	-	-	-	-	-
Montwegan International	EPE-108	-	8 760 000(j)	-	-	-	-	-
Energia Resource Inc.	EPE-109	8 760 000(k)	-	-	-	-	-	-
Tractebel Energy Marketing Inc.	EPE-86	-	8 760 000(l)	-	-	-	-	-
	EPE-87	8 760 000	-	-	-	-	-	-
Total				11 921 874	634 166	390 431	582 531 010	25 993 024

F5. Exportations d'électricité en 1998 (en mégawattheures)

Exportateur	No de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute de l'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange (a)	garantie	interruptible
Ontario								
Canadian Niagara Power Company Limited	EPE-84	656 000	-	287 748	-	-	8 345 871	-
	EPE-85	250 000	-	-	-	92 568	-	-
The Canadian Transit Company	EPE-29	50	-	-	-	-	-	-
Cornwall Electric	EPE-82	-	45 000	-	11 681	-	-	254 804
	EPE-83	250 000	-	-	-	255 355	-	-
Destec Power Services Inc.	EPE-80	-	1 200 000	-	-	-	-	-
	EPE-81	1 200 000	-	-	-	-	-	-
The Detroit and Windsor Subway Company	EPE-26	4 000	-	1 762	-	-	-	-
Ontario Hydro	EPE-22	-	10 000 000	-	-	2 538 631	-	-
	EPE-24	15 000	-	185	-	-	369	-
	EPE-25	200	-	38	-	-	641	-
	EPE-110	(m)	-	-	-	-	-	-
Ontario Hydro et Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	-	25 000 000	-	2 301 817	185 715	-	113 185 993
Stone-Consolidated Corporation	EPE-75	-	175 000	-	-	-	-	-
St. Clair Tunnel Company	EPE-70	6	-	-	-	-	-	-
Total				289 733	2 313 359	2 816 914	8 346 881	113 437 688
Manitoba								
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba	EL-170	3 405 000	-	3 318 319	-	-	160 796 504	-
	EPE-33	883 000	-	176 231	-	-	3 696 838	-
	EPE-34	1 766 000	-	145 900	-	-	3 210 998	-
	EPE-35	663 000	-	120 556	-	-	3 227 979	-
	EPE-45	16 650 000(n)	-	1 844 780	-	-	53 551 457	-
	EPE-46	-	16 650 000(o)	-	5 021 608	(1 100 342)	-	123 921 107
	EPE-52	177 000	-	28 264	-	-	1 595 606	-
	EPE-61	9 460	-	4 253	-	-	197 792	-
	EPE-68	294 000	-	111 651	-	-	5 997 144	-
	EPE-72	20	-	-	-	-	-	-
Total				5 749 954	5 021 608	(1 100 342)	232 274 318	123 921 107

F5. Exportations d'électricité en 1998 (en mégawattheures)

Exportateur	No de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute de l'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruption	garantie	interruption	échange (a)	garantie	interruption
Saskatchewan								
Saskatchewan	EL-118	438 000(p)	-	-	-	66 250	-	-
Power Corporation	EL-119	-	876 000(q)	-	64 213	(30 325)	-	2 388 854
	EL-120	876 000	-	-	-	-	-	-
	EPE-88	-	7 008 000(r)	-	-	-	-	-
	EPE-89	7 008 000(s)	-	131 619	-	-	5 242 295	-
Total				131 619	64 213	35 925	5 242 295	2 388 854
Alberta								
Alberta Power Ltd et	EPE-93	-	10 600 000(t)	-	-	-	-	-
CU Power International Ltd.	EPE-94	10 600 000(u)	-	-	-	-	-	-
Aquila Canada Corp.	EPE-114	-	5 000 000	-	-	-	-	-
	EPE-115	5 000 000	-	-	-	-	-	-
Chandler Energy Inc.	EPE-100	-	500 000(v)	-	-	-	-	-
	EPE-101	500 000(w)	-	-	-	-	-	-
Citizens Power Sales	EPE-120	-	432 000	-	-	-	-	-
	EPE-121	2 160 000	-	-	-	-	-	-
Edmonton Power Authority	EPE-62	-	3 000 000(x)	-	-	-	-	-
	EPE-63	1 000 000	-	-	-	-	-	-
Engage Energy Canada, L.P.	EPE-96	-	3 000 000(y)	-	-	-	-	-
	EPE-97	3 000 000(z)	-	-	-	-	-	-
Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.	EPE-98	-	5 000 000(aa)	-	887	-	-	15 504
	EPE-99	5 000 000(bb)	-	-	-	-	-	-
Sonat Power Marketing Inc. et Sonat Power Marketing L.P.	EPE-103	-	3 500 000(cc)	-	-	-	-	-
	EPE-104	3 500 000(dd)	-	-	-	-	-	-
TransAlta Energy Marketing Corp.	EPE-73	-	8 760 000(ee)	-	150	-	-	2 349
	EPE-74	8 760 000	-	60 483	-	-	1 304 316	-
TransCanada Power Corp.	EPE-78	-	2 000 000	-	-	-	-	-
	EPE-79	1 000 000	-	-	-	-	-	-
Utility-Trade Corp.	EPE-76**	-	3 000 000(ff)	-	-	-	-	-
	EPE-77**	3 000 000	-	-	-	-	-	-
Total				165 097	21 500		2 784 824	523 084

F5. Exportations d'électricité en 1998 (en mégawattheures)

Exportateur	No de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute de l'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange (a)	garantie	interruptible
Colombie-Britannique								
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-41*	-	20 000 000(gg)	-	-	-	-	-
and British Columbia Power Exchange Corp.	EPE-42* EPE-43	6 000 000(hh)	-	-	-	-	-	-
	EPE-43	-	20 000 000(ii)	-	5 489 294	-	-	224 550 228
	EPE-44	6 000 000(jj)	-	179 632	-	-	4 912 349	-
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-105 (kk)	1 410	-	992	-	-	58 382	-
		-	-	-	-	330 488	-	-
British Columbia Power Exchange Corp.	EPE-71 EPE-92 EPE-95 EPE-116 EPE-117 EPE-118 EPE-119	25 951 340 000(ll) 176 000 - 40 000 000(mm) 20 000 000 - 27 000 000(nn) 15 000 000	- - - - - -	25 650 760 160 75 585 - - - 64 995	- - - 1 064 - 2 096 035 -	- - - - - -	1 083 626 - 2 940 057 - - - - 1 851 459	- - - 43 497 - 80 333 035 -
Cominco Ltd.	EPE-55 EPE-56 EPE-57 EPE-58	50 000 250 000 - -	- - 1 000 000 1 000 000	- - - -	- - 237 720 -	- - - -	- - - -	- - 8 758 829 -
Inland Pacific Energy Services Ltd.	EPE-106 EPE-107	- 2 000 000(oo) 2 000 000(pp)	- -	- -	- -	- -	- -	- -
West Kootenay Power Ltd.	EPE-13 EPE-66 EPE-67	50 - 100 000(rr)	- 100 000(qq) -	36 - -	- - -	- - -	2 356 - -	- - -
Total				830 611	9 039 303	303 369	3 040 793	219 027 565
Total Canada (ss)				19 589 880	20 975 913	2 435 672	864 395 565	640 974 479

- Les échanges comprennent l'acheminement accidentel et en circuit, l'échange déquivalent, le stockage, le transfert de rajustement et le transit ou transfert qui n'ont notamment pas de revenu associé.
- 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 transporté par la ligne, tel qu'autorisé par le certificat EC-III-8.
- 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.
- 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.
- Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-123.
- Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-122.
- Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-65.
- 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, sauf permis EPE-64.
- Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-112.
- Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-87.
- Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-108.

F5. Exportations d'électricité en 1998 (en mégawattheures)

Exportateur	No de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute de l'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange (a)	garantie	interruptible

- l) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-87.
- m) Quantité y compris en vertu du permis EPE-21.
- n) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 16 650 GW.h moins les quantités exportées en vertu de tout autre autorisation délivrée à Manitoba Hydro, sauf pour le service frontalier.
- o) 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 tout autre autorisation délivrée à Manitoba Hydro, sauf pour le service frontalier.
- p) L'énergie sera retournée.
- q) Le total des exportations en vertu des licences EL-119 et EL-120 combinées ne devrait pas dépasser 876 GW.h.
- r) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 7 008 GW.h moins les quantités exportées en vertu de tout autre autorisation en vertu de tout autre autorisation délivrée à Saskpower, sauf pour le service frontalier.
- s) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 7 008 GW.h moins les quantités exportées en vertu de tout autre autorisation en vertu de tout autre autorisation délivrée à Saskpower, sauf pour le service frontalier.
- t) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 600 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-94.
- u) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 600 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-93.
- v) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-101.
- w) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-100.
- x) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-63.
- y) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-97.
- z) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-96.
- aa) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-99.
- bb) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-98.
- cc) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-104.
- dd) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 500 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-103.
- ee) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-74.
- ff) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-77.
- gg) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 20 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-42, EPE-43 et EPE-44.
- hh) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-44.
- ii) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 20 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-41, EPE-42 et EPE-44.
- jj) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-42.
- kk) 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.
- ll) Le total des exportations ne devrait dépasser 340 GW.h durant la première année contractuelle et 770 GW.h durant les quatre années contractuelles suivantes.
- mm) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 40 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-117.
- nn) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-119.
- oo) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-107.
- pp) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-106.
- qq) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 100 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-67.
- rr) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 100 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-66.
- ss) Ne comprend pas les recettes de 6 159 977 \$ provenant du transit, du transport, de la location unitaire et du transfert pour stockage.

* A pris fin en 1998.

** Annulé en 1998.

F6. Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis (a) (par province, en gigawattheures)

Province	Région / État	Exportation (b)	Importation (c)	Exportation Nette (b)-(c)
Nouveau-Brunswick	Maine	4 383	10	4 373
Total Nouveau-Brunswick		4 383	10	4 373
Québec	Vermont	2 162	61	2 101
	New England (d)	8 361	37	8 323
	New York	2 033	929	1 104
Total Québec		12 556	1 027	11 529
Ontario	New York	467	744	- 278
	Pennsylvania	11	175	- 164
	Michigan	2 027	3 561	-1 534
	New England (d)	41	0	41
	Minnesota	57	67	- 10
Total Ontario		2 603	4 547	-1 944
Manitoba	Autre (e)	142	119	22
	Minnesota	8 889	950	7 940
	North Dakota	139	11	128
	South Dakota	22	49	- 27
	Texas	738	0	738
	Wisconsin	840	33	807
Total Manitoba		10 771	1 162	9 609
Saskatchewan	Minnesota	7	1	7
	Montana	1	0	1
	North Dakota	84	413	- 329
	Washington	104	24	80
Total Saskatchewan		197	438	- 249
Alberta	Montana	0	4	- 4
	Oregon	1	113	- 112
	South Dakota	0	3	- 3
	Washington	61	67	- 6
Total Alberta		62	187	- 125
Colombie-Britannique	California	1 341	0	1 341
	Colorado	1	0	1
	Montana	25	0	25
	Oregon	703	0	703
	Autre (e)	155	0	155
	Washington	6 704	4 311	2 393
Total Colombie-Britannique		8 930	4 312	4 619
Total		39 502	11 683	27 819

Notes :

- 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 avec précision.
- e) Comprend Iowa, Kansas, Missouri et Nebraska.
- f) Comprend Alaska, Arizona, Idaho et Utah.

F7. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par région ou État américain, en gigawattheures)

Région / État	Province	Importation (b)	Exportation (c)	Importation Nette (b)-(c)
New England				
Maine	Nouveau-Brunswick	4 383	10	4 373
Vermont	Québec	2 162	61	2 101
New England (d)	Québec	8 361	37	8 323
	Ontario	41	0	41
Total New England		14 947	108	14 839
New York				
New York	Québec	2 033	929	1 104
	Ontario	467	744	- 278
Total New York		2 500	1 674	826
Michigan	Ontario	2 027	3 561	-1 534
Pennsylvania	Ontario	11	175	- 164
Total Pennsylvania		11	175	- 164
Midwest				
Autre (e)	Manitoba	142	119	22
Minnesota	Ontario	57	67	- 10
	Manitoba	8 889	950	7 940
North Dakota	Saskatchewan	7	1	7
	Manitoba	139	11	128
South Dakota	Saskatchewan	84	413	- 329
	Alberta	0	3	- 3
Texas	Manitoba	22	49	- 27
	Manitoba	738	0	738
Wisconsin	Manitoba	840	33	807
Total Midwest		10 920	1 647	9 273
Western				
California	Colombie-Britannique	1 341	0	1 341
Colorado	Colombie-Britannique	1	0	1
Montana	Alberta	0	4	- 4
	Colombie-Britannique	25	0	25
Oregon	Manitoba	1	0	0
	Saskatchewan	1	0	1
	Alberta	1	113	- 112
Autre (f)	Colombie-Britannique	703	0	703
	Colombie-Britannique/Alberta	155	0	155
Washington	Alberta	61	67	- 6
	Colombie-Britannique	6 704	4 311	2 393
	Saskatchewan	104	24	80
Total Western		9 097	4 519	4 578
Total		39 502	11 683	27 819

Notes :

- Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
- Achats du Canada.
- Ventes au Canada.
- Transactions avec le New England Power Pool - les quantités destinées à chaque État ne peuvent être déterminées avec précision.
- Comprend Iowa, Kansas, Missouri et Nebraska.
- Comprend Alaska, Arizona, Idaho et Utah.

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule et le pétajoule. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 pied cube de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures

