

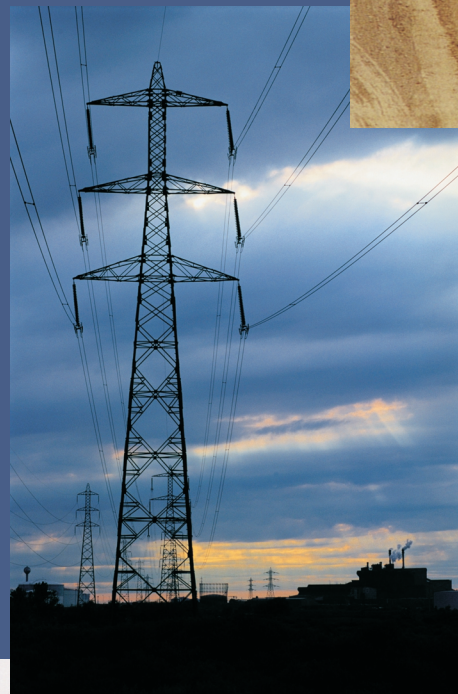


Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Rapport annuel au Parlement

2000



Annexes

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2000-1F
ISBN 0-662-85577-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

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

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

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

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2000-1E
ISBN 0-662-29997-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

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

Printed in Canada

Mention de source :

Photos en page couverture : Drilling Bits: ©2001 Louis Bencze/Stone, Digital Imagery©
copyright 2001 PhotoDisc, Inc. et de l'Office national de l'énergie

Conception de la couverture : Donna Dunn

Table de Matières

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 1999	1
A3	Offre et utilisation de gaz naturel	2
A4	Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable - au 31 décembre 1999	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 2000 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur	6
B2	Ordonnances délivrées en 2000 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur	6
B3	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1999 et 2000	8
B4	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens, 1996 à 2000	9
B5	Exportations de produits pétroliers par mois - 2000	9
B6	Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1999 et 2000	10

ANNEXE C

C1	Certificats délivrés en 2000 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur	11
C2	Ordonnances délivrées en 2000 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 2000	14
C4	Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2000	22
C5	Exportations de gaz naturel par point d'exportation, 1996 à 2000	23
C6	Exportations totales nettes de propane et de butanes, 1999 et 2000	24



ANNEXE D

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

ANNEXE E

E1	Certificats et permis délivrés en 2000 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	27
E2	Ordonnances modificatrices délivrées en 2000 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	27
E3	Ordonnances de révocation rendues en 2000 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité	27
E4	Licences délivrées en 2000 relativement à l'exportation d'électricité	27
E5	Permis et ordonnances délivrés en 2000 relativement à l'exportation d'électricité	28
E6	Exportations d'électricité en 2000	29
E7	Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2000 (par province)	34
E8	Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 2000 (par région ou État américain)	35



A1. OFFRE ET UTILISATION DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS (en milliers de mètres par jour)

	1996	1997	1998	1999	2000 ^(e)
Offre					
production canadienne ^(a)	317,0	331,5	347,8	334,4	345,1
importations ^(b)	108,6	121,1	122,4	130,6	146,1
Offre totale^(d)	425,6	452,6	470,2	465,0	491,2
Utilisation					
consommation intérieure ^(b)	253,3	264,2	253,2	261,7	265,1
exportations ^(c)	178,4	193,7	213,5	199,1	221,7
Utilisation totale^(d)	431,7	457,9	466,7	460,8	486,8

a) Source : ONÉ

b) Source : Statistique Canada/Rapport hebdomadaire de l'ONÉ sur les quantités de brut traitées

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) Estimations

A2. RÉSERVES ÉTABLIES ESTIMATIVES DE PÉTROLE BRUT ET DE BITUME AU 31 DÉCEMBRE 1999 (en millions de mètres cubes)

	initiales	restantes
Pétrole brut classique		
Colombie-Britannique ^(a)	118,8	26,4
Alberta ^(b)	2 521,6	301,7
Saskatchewan ^(c)	712,6	164,2
Manitoba ^(d)	37,4	3,8
Ontario ^(d)	14,0	1,9
T.N.-O et Yukon :		
îles Arctiques et région extracôtière de l'est de l'Arctique ^(f)	0,5	0,0
partie continentale des Territoires	37,5	8,2
Nouvelle Écosse ^(d) - Cohasset et Panukea	7,0	0,0
Newfoundland ^(d) - Hibernia & Terra Nova	205,1	195,3
Total	3 654,5	701,5
Bitume brut		
Exploitation de surface ^{(b), (g)}	5 590,0	5 240,0
Exploitation in-situ ^{(b), (g)}	22 740,0	22 610,0
Total	28 330,0	27 850,0
Total - pétrole classique et bitume	31 984,5	28 551,5

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

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

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

c) Estimation provinciale au 31 décembre 1998, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1999

d) Organismes provinciaux et Offices des hydrocarbures extracôtiers

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

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

g) Réflète des changements faits par les provinces

A3. OFFRE ET UTILISATION DE GAZ NATUREL

(en milliards de mètres cubes)

	1996	1997	1998	1999	2000 ^(d)
Offre					
production de gaz commercialisable ^(a)	158,7	161,1	165,1	170,3	174,5
importations	1,4	1,5	1,1	1,4	2,2
Offre totale	160,1	162,6	166,2	171,7	176,7
Utilisation					
consommation intérieure ^(b)	67,1	67,3	64,0	66,3	69,3
exportations	80,7	82,5	88,1	95,5	99,5
autres utilisations ^(c)	12,3	12,8	14,1	9,9	7,9
Utilisation totale	160,1	162,6	166,2	171,7	176,7

a) Association canadienne des producteurs pétroliers (données révisées pour toutes les années)

b) Source : Statistique Canada

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

d) Estimations

A4. RÉSERVES ÉTABLIES ESTIMATIVES DE GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE AU 31 DÉCEMBRE 1999

(en milliards de mètres cubes)

	initiales	restantes
Colombie-Britannique ^(a)	604,8	236,7
Alberta ^(b)	3 919,3	1 207,2
Saskatchewan ^(c)	192,4	70,3
Ontario ^(d)	44,1	12,0
T. N.-O. et Yukon	28,2	17,7
région extracôtière de la Nouvelle-Écosse	85,0	85,0
Total	4 873,8	1 628,9

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

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

c) Estimation provinciale au 31 décembre 1998, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1999

d) Association canadienne des producteurs pétroliers

A5. OFFRE ET UTILISATION DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL

(en milliers de mètres cubes par jour)

	1996	1997	1998	1999	2000 ^(e)
Offre					
production canadienne ^(a)	91,2	93,5	96,3	101,2	110,3
importations ^(b)	0,9	1,2	1,3	1,4	1,8
Offre totale^(d)	92,1	94,7	97,6	102,6	112,1
Utilisation					
consommation intérieure ^(b)	60,7	63,3	62,6	72,4	76,6
exportations ^(c)	32,4	31,0	37,6	34,0	33,7
Utilisation totale^(d)	93,1	94,3	100,2	106,4	110,3

a) Source : ONÉ

b) Source : Formulaire 145 de l'ONÉ

c) Source : Formulaires 157 et 86A de l'ONÉ

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

e) Estimations

A6. TRAVAUX GÉOPHYSIQUES

(équipes sismiques actives)

	1996	1997	1998	1999	2000
janvier	70	79	75	48	49
février	67	78	74	37	49
mars	74	78	55	36	45
avril	8	31	12	13	22
mai	24	33	22	10	16
juin	32	39	37	16	15
juillet	35	35	36	24	38
août	36	39	27	37	34
septembre	33	26	22	38	20
octobre	43	39	24	35	28
novembre	53	42	27	38	34
décembre	78	64	43	40	27

Source : Petroleum Explorer

A7. DÉPENSES D'EXPLORATION ET DE MISE EN VALEUR (en millions \$)

	1996	1997	1998	1999	2000 ^(c)
Exploration					
régions classiques ^(a)	4 191	5 229	4 840	3 873	5 818
régions pionnières ^(b)	91	139	214	513	646
Total Canada	4 282	5 368	5 054	4 386	6 464
Mise en valeur					
régions classiques ^(a)	6 889	10 710	8 076	6 842	10 328
régions pionnières ^(b)	897	900	1 865	2 347	2 270
Total Canada	7 786	11 610	9 941	9 189	12 598
Dépenses totales	12 068	16 978	14 995	13 575	19 062

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

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

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

c) Estimations

A8. VENTES DE DROITS D'EXPLORATION DANS L'OUEST DU CANADA

	1996	1997	1998	1999	2000
surface (1 000 ha)					
Alberta	4 680	5 150	3 015	2 996	3 831
Colombie-Britannique	565	736	483	731	693
Saskatchewan	1 047	944	509	398	283
Manitoba	12	50	4	4	5
Total	6 304	6 880	4 011	4 129	4 812
prix (en million \$)					
Alberta	764	1 153	597	593	1 142
Colombie-Britannique	125	216	96	176	248
Saskatchewan	122	130	61	46	48
Manitoba	2	6	0	0	1
Total	1 013	1 505	754	815	1 439

Source : Daily Oil Bulletin

A9. VENTES DE DROITS D'EXPLORATION DANS LES RÉGIONS PIONNIÈRES

	1996	1997	1998	1999	2000
Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse					
licences	1	1	8	21	19
dépenses (en million \$)	86	2	94	597	253
surface (1 000 ha)	74	13	1 134	2 402	2 499
Région extracôtière de Terre-Neuve					
licences	8	7	10	5	10
dépenses (en million \$)	126	284	175	193	89
surface (1 000 ha)	910	619	630	818	1 605
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie					
licences	0	0	0	4	9
dépenses (en million \$)	0	0	0	183	466
surface (1 000 ha)	0	0	0	293	709
Vallée centrale du Mackenzie					
licences	7	5	0	0	6
dépenses (en million \$)	27	9	0	0	58
surface (1 000 ha)	444	375	0	0	764
Total					
licences	16	13	18	30	44
dépenses (en million \$)	239	295	270	973	866
surface (1 000 ha)	1 427	1 007	1 764	3 514	5 577

Source : Affaires indiennes et du Nord Canada

A10. PRODUCTION ET UTILISATION D'ÉLECTRICITÉ (en térawattheures)

	1996	1997	1998	1999	2000 ^(b)
Offre					
production totale	547,9	550,0	542,9	557,5	575,5
importations ^(a)	6,2	9,4	15,8	14,6	14,3
Offre totale	554,1	559,4	558,7	572,1	589,8
Utilisation					
demande	510,1	514,2	516,1	529,2	539,8
exportations ^(a)	42,2	43,0	39,5	42,9	50,0
Utilisation totale	555,9	559,4	556,8	572,1	589,8

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

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

b) Estimations

B1. CERTIFICATS DÉLIVRÉS EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS D'OLÉODUC, Y COMPRIS DES PIPELINES DE PLUS DE 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	N° de certificat	Délivré le	Projets	Coût estimatif (\$)
Pacific & Western, au nom de Pipestone Pipelines Ltd.	OC-46	02/10/2000	(OHW-1-99) Exploitation du pipeline Pipestone	10 400 000

B2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS D'OLÉODUC, Y COMPRIS DES PIPELINES NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivré le	Projets	Coût estimatif (\$)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-1-2000	01/11/2000	Projets d'immobilisations courants	5 700 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-2-2000	01/21/2000	Projets d'immobilisations de 2000 (24 projets)	15 240 500
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E102-3-2000	01/26/2000	Poser des instruments de mesure des pentes	47 800
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-4-2000	02/28/2000	Neuvième et dixième demandes supplémentaires	2 527 300
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-T002-5-2000	01/25/2000	Remplacer des conduites	150 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T004-6-2000	02/10/2000	Découper et remplacer des tronçons de conduite	260 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-7-2000	03/03/2000	Raccorder Joarcam Pipeline Ltd. aux gisements de gaz acide d'Enbridge au terminal Edmonton	94 400
Amoco Canada Petroleum Company on behalf of Dome NGL Pipeline Limited	XO-D007-8-2000	03/15/2000	Modifier le sas de départ du réseau de livraison de l'est, au terminal Windsor	25 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T004-9-2000	05/01/2000	Exemption de l'application de l'art. 47 de la Loi sur l'ONÉ pour l'ordonnance XO-T4-9-99	0
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-T002-10-2000	05/19/2000	Remplacer et abaisser des conduites sur le lot. P.236, à Saint-Vincent de Paul, Laval (Québec)	300 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-T002-11-2000	06/02/2000	Déplacer et cesser l'exploitation de conduites - Montréal-Nord (Québec)	1 200 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-12-2000	06/26/2000	Enlever une vanne et remplacer un tronçon de conduite sur la canalisation 4, BM 330.9	359 000
Amoco Canada Petroleum Company	XO-A010-13-2000	07/18/2000	Installer un dispositif d'injection de peroxide d'hydrogene dans le circuit de retour de la saumure au terminal Windsor	127 000
Montreal Pipe Line Limited	XO-M3-14-2000	08/03/2000	Installer une vanne d'isolement - Boucherville (Québec)	245 000
Montreal Pipe Line Limited	XO-M003-15-2000	10/06/2000	Construire un raccordement d'eau pour l'extinction d'incendies et les vannes connexes au champs North Tank	75 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T4-16-2000	02/21/2000	Dispositifs de confinement à Kamloops	3 600 000
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.	XO-E103-17-2000	08/03/2000	Modifier les gares de racleur des pipelines de pétrole brut SM-09 et SM-10	80 000
Montreal Pipe Line Limited	XO-M003-18-2000	08/18/2000	Réactiver et améliorer les installations de pompage sur la conduite princ. de 457 mm (18 po) de MPL à la station Saint-Césaire; améliorer les installations de pompage sur la conduite princ. de 457 mm (18 po) de MPL à la station Highwater	2 450 000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-T002-19-2000	08/23/2000	Remplacer des conduites dans les cantons de Murray, Brighton, Hamilton et Hope (Ontario)	930 000

B2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS D'OLÉODUC, Y COMPRIS DES PIPELINES NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivré le	Projets	Coût estimatif (\$)
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-20-2000	08/31/2000	Amélioration du SCADA, des consoles et des biens locatifs au centre de commande d'Edmonton	3 620 000
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.	XO-E103-21-2000	09/01/2000	Réparer des canalisations (Réf. : 00079MP, 00084MP, 00086MP) de construction en 2000	122 000
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.	XO-E103-22-2000	09/08/2000	Projets CON6, CON15, CON19, CON42, CON63 - Projets	487 330
Trans-Northern Pipelines Inc.	XO-T002-23-2000	10/05/2000	Remplacer un réservoir de vidange	50 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-24-2000	10/15/2000	Mettre en place des installations pour produits raffinés	490 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-25-2000	10/17/2000	Installer une buse et une vanne de buse au terminal Edmonton	27 900
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T004-26-2000	11/21/2000	Approuver 20 projets d'immobilisations pour 2001	3 300 000
Enbridge Pipeline (Westspur) Inc.	XO-E103-28-2000	10/30/2000	Améliorer le matériel SCADA au centre de commande Estevan	92 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T004-29-2000	11/16/2000	Enlever par découpage et remplacer des tronçons contenant des défauts	240 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T004-30-2000	11/17/2000	Modifier la tuyauterie au terminal Edmonton	45 000

B3. EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS CANADIENS - 1999 ET 2000

(en mètres cubes)

Destinataire	1999		2000 ^{a)}	
	Total	Moyenne journalière	Total	Moyenne journalière
Arco Chemicals	147 135	403	19 279	53
Astra Oil	35 539	97	0	0
BP Amoco	10 667 758	29 227	10 325 638	28 212
Chevron U.S.A.	566 707	1 553	672 803	1 838
Coastal States Trading Inc.	0	0	204 075	558
Conoco Inc.	3 719 204	10 190	4 693 289	12 823
Diamond Shamrock Refining Co. L.P.	39 349	108	0	0
Equiva Trading International	1 764 782	4 835	1 682 660	4 597
Exxon Company, U.S.A.	1 449 111	3 970	1 409 662	3 852
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	2 163 673	5 928	2 174 431	5 941
Flying J. Inc.	378 914	1 038	293 729	803
Frontier Oil & Refining Company	939 951	2 575	1 151 869	3 147
Inland Refining	9 231	25	0	0
Koch Refining Company	10 347 669	28 350	13 650 159	37 296
Lantern Petroleum	10 500	29	0	0
Little America Refining Co.	59 938	164	0	0
Marathon Ashland Petroleum LLC	5 418 126	14 844	5 607 128	15 320
Mobil Oil Corporation	9 941 957	27 238	10 984 008	30 011
Montana Refining Company	314 942	863	302 750	827
Murphy Oil USA Inc.	1 787 525	4 897	1 704 133	4 656
PDV Midwest Refining	5 608 534	15 366	7 603 201	20 774
Phillips Petroleum Company	26 664	73	103 346	282
Premcor Refining (formerly Clark Refining)	1 228 435	3 366	1 257 628	3 436
Shell Refining and Marketing Company	319 609	876	97 217	266
Sinclair Oil Corp.	1 108 253	3 036	680 517	1 859
Sun Refining and Marketing Company	5 464 346	14 971	5 420 884	14 811
Tesoro Refining	2 387 482	6 541	2 298 039	6 279
Tosco Refining	2 670 065	7 315	4 706 625	12 860
Total Petroleum, Inc.	235 217	644	0	0
U. S. Oil & Refining Co.	22 551	62	0	0
Union Oil Company of California	17 215	47	0	0
United Refining Company	3 707 550	10 158	3 728 583	10 187
Valero Marketing & Supply	82 538	226	95 282	260
Autre	42 599	117	286 427	783
Total	72 683 068	199 131	81 153 360	221 730

a) Estimations

B4. EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS CANADIENS - 1996 À 2000

(en mètres cubes par jour)

	1996	1997	1998	1999	2000 ^(a)
Pétrole brut léger et équivalents	86 587	80 761	93 225	91 793	94 855
Pétrole brut lourd	91 848	112 914	118 776	107 338	126 875
Total	178 436	193 675	213 461	199 131	221 730

a) Estimations

B5. EXPORTATIONS DE PRODUITS PÉTROLIERS^(a) PAR MOIS - 2000

(en mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillats moyens	Mazout Lourd	Carburéacteur	Pétrole partiellement traité	Total
janvier	468 503	599 784	61 475	23 850	11 568	1 165 181
février	523 589	551 268	108 551	423	69 578	1 253 408
mars	512 530	547 096	141 298	15 267	52 542	1 268 733
avril	508 666	501 925	118 454	16 017	4 940	1 150 003
mai	415 445	474 877	91 230	2 646	11 163	995 361
juin	583 010	433 485	139 347	4 625	32 227	1 192 695
juillet	493 439	479 142	153 016	20 623	9 511	1 155 732
août	447 831	533 294	149 635	38 216	26 342	1 195 318
septembre	489 887	536 040	160 806	29 550	3 635	1 219 918
octobre	308 724	442 431	116 231	4 676	0	872 063
novembre ^(b)	573 030	437 038	146 503	23 262	0	1 179 834
décembre ^(b)	748 209	736 572	151 166	15 845	0	1 651 791
Total	6 072 865	6 272 951	1 537 713	195 001	221 505	14 300 035

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

b) Estimations

B6. EXPORTATIONS DE PRODUITS PÉTROLIERS PAR COMPAGNIE - 1999 ET 2000

(en mètres cubes)

Exportateur	1999	2000^(a)
Chevron Canada Limited	189 966	212 538
Consumers Co-operative Refineries Ltd.	40 068	43 943
Equiva Trading International	7 945	9 500
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	51 650	52 952
Gale's Gas Bars Limited	117	386
GRA HAM Energy Ltd.	165	0
Griffith Oil Co.	33 592	58 931
Husky Oil Marketing Ltd.	61 370	62 997
Imperial Oil Limited	996 459	1 313 429
Irving Oil Limited	6 832 895	5 963 475
Kildair Service Ltee	130 839	43 523
MacEwen Petroleum Inc.	45 208	48 016
MX Petroleum Corp.	114 061	117 021
Neste Petroleum (Canada) Inc.	1 356	1 371
North 60 Petro Ltd.	19 088	19 990
North Atlantic Refining Limited	4 611 653	4 437 532
Northern Transportation Co. Ltd.	752	0
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.	160 338	109 482
Olco Oil	85 895	174 731
Petro-Canada Products	267 918	343 647
Petroles Norcan Inc.	2 324	481
Shell Canada Products Limited	386 537	443 634
Suncor Energy Marketing Inc.	161 283	179 508
Sunoco Inc.	35 995	47 472
Ultramar Canada Inc.	684 558	615 475
Universal Terminals Ltd. ^(b)	39 578	0
TOTAL	14 961 610	14 300 035

a) Estimations

b) Universal Terminals Ltd. a été vendue à Ultramar Canada Inc. en 2000

C1. CERTIFICATS DÉLIVRÉS EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUC DE PLUS DE 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	N° de certificat	Délivré le	Projets	Coût estimatif (\$)
AEC Suffield	GC-103	08/22/2000	(GH-2-2000) Gazoduc North Suffield	22 300 000

C2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE GAZODUC NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	Order Number	N° d'ordonnance	Projets	Coût estimatif (\$)
Suprex Energy Corporation	XG-S065-1-2000	01/20/2000	Construire une station de comptage et une canalisation à Coutts (Alberta)	100 000
Consumers' Gas (Canada) Ltd.	XG-C283-2-2000	01/18/2000	Nouveau raccord pour vente dans la ville de Vaughan (Ontario)	10 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-3-2000	01/13/2000	Installer un analyseur d'humidité à la station de comptage au point de vente de Nanticoke (Ontario)	73 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-4-2000	01/21/2000	Construire des locaux à bureaux supplémentaires à la station de compression 130, à Maple (Ontario)	207 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F6-5-2000	01/20/2000	Demande aux termes de l'article 58 - Pose d'un crampon pour enrayer la vibration de tuyaux à la station 392	11 000
Northstar Energy Corporation	XG-N150-6-2000	02/14/2000	Construire un nouveau pipeline de gaz non corrosif	100 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-7-2000	01/27/2000	Remplacer 200 m de conduite entre la VCP 115 et la VCP 116 près de North Bay (Ontario)	858 000
Amoco Canada Petroleum Company	XG-A010-8-2000	01/24/2000	Remplacer le système de chauffage dans le ballon tampon du système de torchage	145 000
Shiha Energy Transmission Ltd.	XG-S056-9-2000	01/26/2000	Construire un nouveau gazoduc	5 658 200
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-10-2000	02/03/2000	Modifications à des stations de compression	899 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-11-2000	02/03/2000	Zone de service Fort Nelson - Projets Q0110, Q0112 et Q0138	910 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-12-2000	02/17/2000	Zones de service Fort Nelson et Grizzly Valley	760 000
TransCanada PipeLines Ltd, B.C. System	XG-A002-13-2000	02/10/2000	Installer du matériel de compression	607 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-14-2000	02/11/2000	Remettre en service le pipeline Junior afin que Westcoast puisse ajouter 18 m de conduite pour faciliter le raccordement d'AEC	3 300 000
TransCanada PipeLines Ltd, B.C. System	XG-A002-15-2000	02/25/2000	Améliorer l'approvisionnement en gaz combustible du dispositif de commande de soupape	50 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F7-16-2000	03/08/2000	Agrandir les installations de décompression/recompression de Foothills	1 700 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-17-2000	03/01/2000	Construire 5 projets d'installations	237 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-18-2000	03/31/2000	Installer des réservoirs de recette et une pompe à l'usine à gaz Sikanni	80 000
Shiha Energy Transmission Ltd.	XG-S56-19-2000	02/23/2000	Installations de raccordement sur le gazoduc Shiha	100 000
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-C87-20-2000	02/28/2000	Construire le raccord du pipeline a-41-A de Hiding Creek	384 377
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-21-2000	02/25/2000	Installer des réservoirs d'inhibiteur et de l'équipement de raclage	570 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-22-2000	03/02/2000	Deuxième phase du programme de remise en état du sol à la station de compression 99	1 684 000
Cochin Pipe Lines Ltd.	XG-C018-23-2000	03/07/2000	Poser une connexion latérale à Corunna	48 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-M029-24-2000	09/28/2000	Construire un gazoduc de 37,3 km de long et 168,3 mm de d.e. (4,5 1010pi3/j) entre le Man. et la Sask.	3 307 080
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-25-2000	03/15/2000	Approuver 7 projets	216 000

C2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE GAZODUC NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	Order Number	N° d'ordonnance	Projets	Coût estimatif (\$)
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-26-2000	03/16/2000	Mettre en place des installations de vidange et de stockage en canalisation à la station de compression Alameda	212 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F006-27-2000	03/17/2000	Cinq petits projets d'immobilisations de l'année 2000	744 000
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-28-2000	03/21/2000	Exemption de l'app. de l'art. 22 de la Loi sur l'ONÉ pour certaines installations approuvées suivant le certificat GC-98	0
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-29-2000	03/27/2000	Approuver 3 projets visés par la demande no 7 de Westcoast pour l'année 2000	216 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F006-30-2000	04/11/2000	Remplacer un réservoir souterrain	185 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-31-2000	04/04/2000	Approuver la demande no 10 de Westcoast	980 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-32-2000	04/07/2000	Construire l'interconnexion Alliance/Aitken Creek et améliorer le pipeline Boundary Lake	2 352 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F006-33-2000	04/11/2000	Excaver des conduites dans la zone 7 et en refaire le revêtement	100 000
Beau Canada Exploration Ltd.	XG-B032-34-2000	04/14/2000	Modifier les connexions amont et aval sur le pipeline Chinchaga	76 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-35-2000	04/12/2000	Divers projets dans le secteur	882 000
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-36-2000	04/17/2000	Exemption de l'app. de l'art. 22 de la Loi sur l'ONÉ pour certaines installations approuvées suivant le certificat GC-98	0
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-37-2000	04/25/2000	Approuver des projets d'entretien d'été - année 2000	42 930 700
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-38-2000	04/27/2000	Construire une station de comptage et les installations connexes (projet no U0193)	1 704 000
TransCanada PipeLines Ltd, B.C. System	XG-A002-39-2000	05/18/2000	Construire des installations d'interconnexion pour l'agrandissement du carrefour East Kootenay et projet de doublement de latéral	2 088 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F011-40-2000	05/18/2000	Construire un chemin d'accès, agrandir le carrefour East Kootenay et réaliser un doublement de latéral	190 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-41-2000	05/03/2000	Déménager une gare de racleur de la BK 0.0 à la BK 2.01 sur le pipeline Cache Creek	115 000
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-42-2000	05/16/2000	Ajouter des sections de mesure à la station de comptage Aitken Creek (BC02)	1 829 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-43-2000	05/15/2000	Demande no 8 - Station de comptage au point de vente de l'usine de chevauchement Taylor	1 300 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-44-2000	05/18/2000	Projets de remplacement de conduites entre les VCP 132-133	4 238 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-45-2000	05/25/2000	Prévention du déversement d'amines à l'usine à gaz McMahon	100 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-46-2000	05/30/2000	Projet U0255- Station de comptage MS-31 au croisement Kingsvale/Southern	570 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-47-2000	06/21/2000	Demande no 13 de Westcoast	8,9 millions
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-48-2000	06/07/2000	Construire 380 mètres de conduite de 114,3 mm de d.e. (prolongement des installations proposées de Lake Utopia sur le latéral Saint John)	94 400
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-49-2000	06/12/2000	Apporter des modifications à la station de comptage au point de vente Lennox	246 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-50-2000	06/28/2000	Autoriser des échangeurs de chaleur pour le réchauffement du gaz combustible	885 600
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-51-2000	08/18/2000	Replacer un tronçon du pipeline Oak de 16 po et installer des repères de surveillance des glissements de terrain sur le talus de la rivière Quesnel	534 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-52-2000	08/22/2000	Construire une usine de récupération de LGN à Patry Lake	8 000 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-53-2000	07/18/2000	Projet Q0110 - nouvelle protection cathodique	27 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F006-54-2000	07/20/2000	Installer trois raccords pour vente temporaires	162 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-55-2000	08/08/2000	Projet U0277.T01- Revêtement de pierre le long du cours supérieur de la rivière Coldwater	75 000

C2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2000 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE GAZODUC NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	Order Number	N° d'ordonnance	Projets	Coût estimatif (\$)
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-56-2000	07/28/2000	Demande no 18, projet T0136- Station d'analyse d'eau AS-33 Burlington/Grizzly	290 000
Petroleum Transmission Company	XG-P015-57-2000	08/03/2000	Remplacer des tronçons de canalisation aux BK 724 et 770.	127 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-58-2000	08/03/2000	Programme de construction de 2000 pour lutter contre la corrosion	13 965 800
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-59-2000	08/08/2000	Exemption des exigences de l'ordonnance MO-08-2000 pour les systèmes de tuyauterie au glycol des stations de comptage des latéraux Halifax et St. John	0
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-60-2000	08/08/2000	Modifier la tuyauterie alimentant la gare de racleur à la VCP 58	20 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-61-2000	annulé		
Champion Pipeline Corporation Ltd.	XG-C017-62-2000	08/16/2000	Programme de réparation et d'entretien de pipeline	100 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-63-2000	08/18/2000	Projet U0267 - Installer des vannes, des tuyaux de pulsation et des canalisations de recyclage à la station de compression 7	280 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-64-2000	08/23/2000	Projet U0282 - Installer 3 indicateurs de pente	48 000
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-65-2000	09/01/2000	Station de comptage BC01 autoroute-WGSI	1 300 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XG-T004-66-2000	09/06/2000	Approbation de la mise hors service	0
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-67-2000	09/08/2000	Construire le latéral de Moncton et une station de transfert de propriété	5,76 millions
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-68-2000	09/11/2000	Exemption de l'ordonnance MO-08-2000 concernant l'usine de récupération de LGN de Patry Lake	0
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-69-2000	09/15/2000	Construire le latéral de St. George et des installations de transfert de propriété	1,82 million
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-70-2000	09/28/2000	Construire les installations de la station de transfert de propriété de Fredericton	1,64 million
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-71-2000	10/31/2000	Construire et exploiter la station de comptage AB44 (Edson-Talisman) - ajouter une section de mesure	1,03 million
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-72-2000	10/16/2000	Remplacer des groupes de batteries à la station 1206	20 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-73-2000	10/24/2000	Accroître la sécurité à trois emplacements de vannes	250 000
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-74-2000	10/25/2000	Construire la station de transfert de propriété de Saint John	2 980 000
TransCanada PipeLines Limited et Gazoduc Tran Québec & Maritimes Inc.	XG-T028-75-2000	10/26/2000	Exemption de l'app. de l'art. 30 de la Loi sur l'ONÉ pour l'ordonnance XG-T1-21-98	0
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-M029-76-2000	11/02/2000	Construire un pipeline et les installations connexes	129 600
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	XG-M124-77-2000	11/30/2000	Modifier l'ordonnance MO-8-2000	0
Alta Gas Services Inc.	XG-A169-78-2000	12/05/2000	Construire deux raccords sur le réseau collecteur Alsask	14 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W5-79-2000	12/14/2000	Améliorer les roues des compresseurs à la station de compression N2	500 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-80-2000	12/19/2000	Améliorer le réseau de transport principal à Quesnel (C.-B.)	4 250
Ricks Nova Scotia Co.	XG-R029-81-2000	12/20/2000	Construire un nouveau gazoduc interprovincial	3 000 000
All regulated companies	XG/XO-100-2000	09/21/2000	Ordonnance de simplification de l'ONÉ	n-p

n-p Non précisé

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ⁶ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Abitibi-Consolidated Corporation	GOL-2-98 ^(a)	Sprague (Man.)	03/01/1998	10/31/2002	-	-	-
AG-Energy L.P.	GL-182	Iroquois (Ont.)	11/01/1993	10/31/2008	467,0	170,6	2 587,0
			11/01/2008	12/31/2008	467,0	28,5	
Alberta Northeast Gas, Limited et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois (Ont.)	12/01/1991	10/31/1992	399,0	146,4	2 714,0
			01/11/1992	10/31/2006	533,0	194,7	
			11/01/2006	03/31/2007	533,0	80,5	
Alberta Northeast Gas, Limited et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois (Ont.)	12/01/1991	10/31/1992	790,0	289,9	5 428,0
			11/01/1992	10/31/2006	1 057,0	386,1	
			11/01/2006	03/31/2007	1 057,0	159,7	
Alberta Northeast Gas, Limited et ProGas Limited	GL-103	Iroquois (Ont.)	12/01/1991	10/31/1992	1 399,0	513,4	10 236,0
			11/01/1992	10/31/2006	1 870,0	683,0	
			11/01/2006	03/31/2007	1 870,0	282,6	
Alberta Northeast Gas, Limited et TransCanada Pipelines Limited	GL-102	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	11/01/1991	10/31/1992	5 830,3	2 139,1	42 646,0
			11/01/1992	10/31/2006	7 790,3	2 845,3	
		maximum combiné	11/01/2006	02/28/2007	7 790,3	935,5	
		Maximum permis à Iroquois (Ont.) dans le cadre du volume combiné Iroquois/Niagara Falls	11/01/1991	10/31/1992	5 547,0	2 035,7	
			11/01/1992	10/31/2006	7 507,0	2 741,9	
			11/01/2006	02/28/2007	7 507,0	901,5	
Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	GL-112	Huntingdon (C.-B.)	07/24/1989	10/31/1989	704,0	70,4	3 856,0
			11/01/1989	10/31/2004	704,0	257,0	
	GL-176	Emerson (Man.)	11/01/1992	10/31/2002	424,9	155,1	1 551,0
Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company	GL-127	Niagara Falls (Ont.)	04/30/1992	10/31/1992	873,0	160,8	4 778,0
			11/01/1992	10/31/2005	873,0	319,0	
Anadarko Canada Corporation (antérieurement Union Pacific Resources)	GL-116	Emerson (Man.)	05/03/1990	10/31/1990	184,1	33,5	1 034,0
			11/01/1990	10/31/1994	184,1	67,2	
			11/01/1994	10/31/2001	283,3	104,8	
Androscoggin Energy LLC	GL-283	Cornwall (Ont.)	11/01/1999	10/31/2009	1 242,0	453,4	4 534,0
		East Hereford, (Qc)	11/01/1999	10/31/2009	1 242,0	453,4	
		Niagara Falls (Ont.)	11/01/1999	10/31/2009	1 242,0	453,4	
Bearpaw Processing Company (Canada) Ltd.	GO-59-96	North Portal, (Sask.)	03/26/1999	03/01/2009	-	-	-
Brooklyn Navy Yard Cogen Partners, L.P.	GL-232	Iroquois (Ont.)	10/01/1996	09/30/2011	750,0	274,0	5 480,0
Burlington Resources Canada Energy Ltd.	GL-118	Emerson (Man.)	04/01/2000	10/31/2004	424,9	155,1	2 248,9
	GL-205	Kingsgate (C.-B.)	04/01/2000	09/30/2003	445,1	148,8	869,5
Canadian Hunter Marketing Ltd.	GL-107	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	11/01/1990	10/31/2010	845,0	254,0	3 381,0
Canadian Occidental Petroleum Ltd.	GL-177	Emerson (Man.)	11/01/1992	10/31/2002	212,5	77,5	775,0

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ⁶ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
CanWest Gas Supply Inc.	GL-189	Huntingdon (C.-B.)	01/28/1993	10/31/1993	2 606,0	722,5	11 415,0
			11/01/1993	11/01/2003	2 606,0	952,0	
	GL-218	Huntingdon (C.-B.)	11/01/1993	10/31/2008	273,2	100,0	1 495,0
Chevron Canada Resources Limited	GL-250	Kingsgate (C.-B.)	09/01/1997	08/30/2012	585,8	214,4	3 210,0
Chinook Pipeline Company	GOL-4-00 ^(a)	Emerson (Man.)	11/03/2000	11/02/2010	-	-	-
		Monchy, (Sask.)	11/03/2000	11/02/2010	-	-	-
		Niagara Falls (Ont.)	11/03/2000	11/02/2010	-	-	-
Coastal Gas Marketing Company	GL-259	Chippawa (Ont.)	11/01/1997	10/31/2007	1 367,5	500,0	5 000,0
	GL-260	Emerson (Man.)	11/01/1997	10/31/2007	199,1	73,0	730,0
	GL-261	Emerson (Man.)	11/01/1997	10/31/2007	313,5	114,4	1 144,0
	GL-267	Iroquois (Ont.)	11/01/1997	10/31/2007	396,6	145,0	1 450,0
	GL-274	Emerson (Man.)	11/01/1998	10/31/2008	864 000,0	316,0	3 160,0
	GL-275	St. Clair (Ont.)	11/01/1998	10/31/2008	1 400,0	511,0	5 110,0
CoEnergy Trading Company	GL-276	East Hereford, (Qué.)	03/10/1999	03/09/2009	2 266,2	827,2	8 272,0
		Emerson, Man maximum combiné			2 266,2	827,2	
	GOL-5-98 ^(a)	Emerson (Man.)	11/01/1998	31/11/2008	-	-	-
Cornerstone Gas Marketing	GOL-3-97 ^(a)	Emerson (Man.)	11/01/1997	31/11/2008	-	-	-
CoWest Energy	GOL-1-97 ^(a)	St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Sask.)	02/04/1997	02/03/2022	-	-	-
		St. Clair, Niagara, Chippawa, Blue Water, Windsor (Ont.) et Emerson (Man.)	02/04/1997	02/03/2022	-	-	-
Crestar Energy Marketing Corporation	GL-108	Emerson (Man.)	11/01/1993	10/31/2001	422,5	154,0	1 504,0
	GL-257	Monchy (Sask.)	11/01/1996	10/31/2001	179,8	65,6	328,1
Dartmouth Power Associates Limited Partnership	GL-164	Iroquois (Ont.)	11/01/1992	10/31/2007	400,9	146,4	2 196,0
Direct Energy Marketing Limited	GL-188	Highwater et	10/29/1992	10/31/1992	171,0	0,5	936,2
		East Hereford, (Qc)	11/01/1992	10/31/2006	171,0	62,4	
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	GL-147	Huntingdon (C.-B.)	01/24/1991	10/31/1991	272,9	76,7	1 843,0
			11/01/1991	10/31/1992	272,9	99,6	
			11/01/1992	10/31/2003	409,4	149,4	
	GL-269	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1997	10/31/2007	246,5	90,0	899,7
ENCO Gas, Ltd.	GL-203	Huntingdon (C.-B.)	08/01/1993	10/31/1993	155,1	7,2	3 258,0
			11/01/1993	10/31/1994	429,1	156,6	
			11/01/1994	10/31/2008	601,3	219,5	
Encogen Northwest, L.P.	GL-190	Huntingdon (C.-B.)	11/01/1993	10/31/2008	271,6	99,1	1 441,3
Engage Energy Canada, L.P à titre de mandataire de	GL-166	Monchy (Sask.)	04/30/1992	10/31/1992	2 820,0	527,7	10 300,0
			11/01/1992	10/31/2001	2 820,0	1 030,0	
Westcoast Gas Services Inc.	GL-183	Huntingdon (C.-B.)	11/01/1992	10/31/2002	273,9	100,0	1 000,3
	GL-225	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	12/15/1993	10/31/1994	2 581,5	533,2	13 691,1
			11/01/1994	10/31/2004	2 581,5	1 040,8	

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum			
			de	à	journalier (10 ⁶ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)	
Engage Energy Canada, L.P.	GL-226	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	12/15/1993 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2004	988,6 988,6	317,5 360,8	4 746,8	
	GL-227	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	12/15/1993 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2004	570,3 570,3	183,2 360,8	2 738,6	
	GL-267	Iroquois (Ont.)	11/01/1997	10/31/2007	396,6	145,0	1 450,0	
	GL-282	Emerson (Man.)	11/08/1998	10/31/2008	572,0	208,8	2 452,0	
	GOL-1-94 ^(a)	Iroquois (Ont.) et Niagara Falls (Ont.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-	
	GOL-2-94 ^(a)	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-	
	GOL-3-94 ^(a)	Monchy (Sask.) et St. Clair (Ont.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-	
	GOL-4-94 ^(a)	Emerson (Man.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-	
	GOL-5-94 ^(a)	Cardston (Alb.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-	
	GOL-9-93 ^(a)	St. Clair (Ont.)	11/01/1997	03/31/2008	-	-	-	
Enron Capital et Trade Resources Corp.	GO-16-96	Monchy, (Sask.)	03/07/1996	09/19/2000	30,0	-	-	
	GL-258	Iroquois (Ont.)	11/01/1996	10/31/2006	425,0	155,0	1 550,0	
	GL-268	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1997	11/01/2007	435,9	159,0	1 590,0	
	GL-277	Monchy (Sask.)	11/01/1998	11/01/2008	1 185,2	432,7	4 327,3	
	GL-278	Emerson (Man.) St. Clair (Ont.) maximum combiné	11/01/1998 11/01/1998	11/01/2008 11/01/2008	901,0 901,0	329,7 329,7	3 296,6	
	GL-279	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1998	11/01/2008	256,4	93,6	936,0	
	GL-293	St. Clair (Ont.)	11/01/1999	10/31/2009	566,0	206,8	2 068,0	
	Forty Mile gas Co-op Ltd.	GO-21-98	Monchy, (Sask.)	05/01/1998	04/30/2018	-	-	-
	Gaz Métropolitain, Inc.	GOL-14-93 ^(b)	St. Clair et Windsor (Ont.)	12/01/1993	11/30/2003	-	-	-
		GOL-16-93 ^(b)	St. Clair et Windsor (Ont.)	12/01/1993	11/30/2003	-	-	-
Husky Gas Marketing (à titre de mandataire de Canterra Energy Ltd.)	GL-114	Emerson (Man.)	08/24/1989 11/01/1989	10/31/1989 2004-10-31	424,9 424,9	29,3 155,1	2 246,4 2 556,6	
	Husky Oil Operations Ltd.	GL-144	Cornwall/Iroquois (Ont.)	08/01/1992	10/31/1992	566,6	52,1	3 154,0
11/01/1992				11/01/2007	566,6	206,8	3 154,0	
Pétrolière impériale ressources Ltée./Boston Gas Company	GL-247	Huntingdon (C.-B.)	Dates des prem. livraisons pour une durée de 15 ans		398,0	145,3	2 179,1	
			GL-294	Iroquois (Ont.)	Dates des prem. livraisons	03/31/2007	991,5	362,0
Indeck-Yerkes Limited Partnership	GL-215	Niagara Falls (Ont.)	03/16/1993	10/31/1993	341,0	77,7	1 115,9	
			11/01/1993	10/31/2005	341,0	123,4		
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 ^(b)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	12/18/1996	12/31/2006	-	-	-	
Mead Corporation, The	GO-16-00	Cornwall (Ont.)	05/01/2000	12/31/2004	-	-	-	
National Steel Corporation	GOL-8-96 ^(b)	Windsor (Ont.)	12/18/1996	12/17/2000	-	-	-	
	GOL-5-00 ^(b)	Windsor (Ont.)	12/18/2000	12/17/2002	-	-	-	

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum				
			de	à	journalier (10 ⁶ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)		
New York State Electric et Gas Corporation	GL-195	Chippawa, Iroquois, et Niagara Falls (Ont.) et Napierville, (Qué.)	11/01/1993	10/31/2005	225,0	93,1	1 117,0		
	GL-220	Chippawa (Ont.)	12/01/1993	10/31/1994	283,3	95,0	1 035,0		
			11/01/1994	10/31/2003	283,3	103,5			
11/01/2003			11/30/2003	283,3	8,5				
Northern Minnesota Utilities	GL-171	Sprague (Man.)	04/30/1992	10/31/1992	917,8	168,9	3 685,0		
	GOL-17-92 ^(m)	Fort Frances (Ont.)	12/01/1992	10/31/2002	-	-	-		
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 ^(k)	Loomis et Willow Creek, (Sask.) et Emerson, (Man.)	12/01/1992	10/31/2002	-	-	-		
Pan-Alberta Gas Ltd.	Maximum permis à Niagara Falls (Ont.) dans le cadre de volume combiné Emerson/Niagara Falls		11/01/1987	10/31/1996	1 442,7	526,6			
			11/01/1996	10/31/1997	1 082,1	394,9			
			11/01/1997	10/31/1998	721,3	263,3			
			11/01/1998	10/31/1999	360,7	131,7			
	GL-97	Monchy (Sask.)	12/20/1984	10/31/1985	24 928,5	7 582,8	75 296,7		
			11/01/1985	10/31/2001	24 928,5	8 294,4			
GL-106	Kingsgate (C.-B.)	11/01/1988	10/31/2012	7 478,6	2 488,3	37 324,5			
PanCanadian Petroleum Ltd.	GL-284	Monchy, (Sask.)	11/01/1998	10/31/2008	4 277,5	1 562,4	15 624,0		
	GL-285	Kingsgate, (C.-B.)	11/01/1998	10/31/2008	2 727,0	996,2	9 962,0		
Pawtucket Power Associates Limited Partnership	GL-149	Iroquois (Ont.)	11/01/1991	10/31/2006	362,5	132,4	1 986,0		
Petro-Canada Inc.	GL-186	Huntingdon (C.-B.)	04/01/1994	10/31/1994	409,6	87,5	2 580,9		
			11/01/1994	10/31/2011	409,6	150,0			
Pittsfield Generating Company, L.P.	GL-256	Niagara Falls (Ont.)	04/01/1996	10/31/2011	895	326,7	4844,3		
Poco Petroleum Ltd.	GL-173	Huntingdon (C.-B.)	06/11/1992	10/31/1992	424,9	60,8	1 138,4		
			11/01/1992	10/31/2000	424,9	155,1			
			11/01/2000	08/11/2001	424,9	120,7			
	GL-174	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	06/11/1992	10/31/1992	566,6	81,0	1 583,0		
			11/01/1992	10/31/2000	566,6	206,8			
			11/01/2000	06/10/2001	566,6	126,4			
GL-205	Kingsgate (C.-B.)	11/01/1993	10/31/2002	445,1	138,8	869,5			
		11/01/2002	09/30/2003	445,1	126,6				
ProGas Limited	GL-98	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.) maximum combiné	08/13/1986	10/31/1986	9 440,9	2 583,2	30 064,3		
			11/01/1986	10/31/1987	7 552,7	2 480,0			
			11/01/1987	10/31/1993	9 440,9	3 100,0			
			11/01/1993	10/31/1994	5 211,1	1 560,3			
			11/01/1994	02/28/1995	5 211,1	380,5			
			03/01/1995	07/31/1995	4 788,7	584,2			
			08/01/1995	10/31/1995	4 515,0	328,5			
			11/01/1995	10/31/1997	4 515,0	1 303,5			
			11/01/1997	10/31/2000	4 741,4	1 386,1			
			11/01/2000	10/31/2001	1 416,4	517,3			
			Maximum permis à Monchy (Sask.) dans le cadre du volume combiné Emerson/Monchy	08/13/1986	10/31/1986	6 797,4		2 480,0	8 718,7
				11/01/1986	10/31/1987	3 776,3		1 240,0	
				11/01/1987	10/31/1993	2 124,6		899,0	
	11/01/1993	10/31/1994		2 124,6	775,5				
	11/01/1994	02/28/1995		2 124,6	255,0				
	03/01/1995	07/31/1995		2 124,6	325,1				
	08/01/1995	10/31/1995		2 124,6	195,5				
	GL-101	Niagara Falls (Ont.)	05/01/1989	10/31/1989	1 420,0	260,6	10 340,0		
			11/01/1989	10/31/2009	1 420,0	517,0			

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	GL-109	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	05/01/1991 11/01/1991	10/31/1991 10/31/2011	708,2 708,2	130,3 258,5	5 170,0
	GL-129	Niagara Falls (Ont.)	07/27/1990 11/01/1990 11/01/1992 11/01/2006	10/31/1990 10/31/1992 10/31/2006 10/31/2013	2 861,1 2 861,1 2 521,1 2 039,6	277,5 1 044,3 920,2 744,4	19 015,3
	GL-161	Iroquois (Ont.)	11/01/1992 11/01/2010	10/31/2010 04/30/2011	708,2 708,2	258,4 128,2	4 800,4
	GL-178	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1992	10/31/2007	339,9	124,1	1 861,1
	GL-179	Emerson (Man.)	11/01/1992	10/31/2002	212,5	77,5	775,5
	GL-231	Emerson (Man.)	11/01/1993	10/31/2003	2 407,9	879,0	8 651,9
	GL-234	Emerson (Man.)	05/01/1994 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2003	84,8 84,8	15,6 31,0	294,3
	GL-236	Emerson (Man.)	05/01/1994 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2003	304,0 304,0	55,9 111,0	1 054,6
	GL-237	Emerson (Man.)	05/01/1994 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2003	95,9 95,9	17,7 35,0	332,8
	GL-238	Emerson (Man.)	05/01/1994 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2003	313,8 313,8	57,7 114,5	1 088,5
	GL-240	Emerson (Man.)	05/01/1994 11/01/1994	10/31/1994 10/31/2002	187,4 187,4	34,5 68,4	581,7
	GL-270	Emerson (Man.)	05/01/1997	10/31/2012	225,0	41,4	2 071,3
	GL-271	Emerson (Man.)	05/01/1997	10/31/2012	67,0	12,3	378,3
	GL-272	Iroquois (Ont.)	11/01/1997	10/31/2007	458,0	167,2	1 672,0
	GL-286	Emerson (Man.)	11/01/1998	10/31/2008	849,6	310,3	620,6
	GL-287	Monchy (Sask.)	11/01/1998	10/31/2008	849,6	310,3	620,6
	GL-288	Kingsgate (C.-B.)	07/01/1998	03/01/2007	222,3	26,7	703,4
	GL-295	Emerson (Man.)	01/01/1999	10/31/2009	171,4	62,6	626,0
Ranger Oil Limited	GL-280	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1997	10/31/2007	141,6	51,7	517,0
Renaissance Energy Ltd.	GL-251	Monchy (Sask.)	01/31/1995 11/01/1995	10/31/1995 10/31/2003	140,0 140,0	42,6 51,1	460,0
	GL-252	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1995	10/31/2005	180,0	66,0	660,0
	GL-253	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1995	10/31/2005	28,0	10,1	101,0
	GL-255	Niagara Falls (Ont.)	10/17/1995 11/01/1995	10/31/1995 10/31/2004	79,3 79,3	1,2 28,9	265,5
	GL-263	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1997	11/01/2002	281,9	102,9	514,5
	GL-292	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1998	11/01/2008	663,0	242,0	2 421,0
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ⁽⁹⁾	Chippawa (Ont.)	11/01/1993	10/31/2008	-	-	-
San Diego Gas and Electric Company et Husky Oil Operations	GL-208	Kingsgate (C.-B.)	11/01/1993	10/31/2001	609,9	222,6	2 226,0
Saranac Power Partners L.P. et Shell Canada Limitée	GL-197	Napierville, (Qc)	11/01/1993	10/31/2008	1 445,0	529,0	7 125,0
Selkirk Cogen Partners, L.P.	GL-157	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	11/01/1992 11/01/2007	10/31/2007 10/30/2008	651,5 651,5	237,8 117,9	3 685,9
Selkirk Cogen Partners, L.P. et Atcor Ltd.	GL-192	Iroquois (Ont.)	11/01/1994	10/31/2009	479,0	176,0	2 712,0

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
Selkirk Cogen Partners, L.P. et Pétrolière impériale ressources Ltée	GL-193	Iroquois (Ont.)	11/01/1994	10/31/2009	538,2	196,6	3 031,0
Selkirk Cogen Partners, L.P. et PanCanadian Petroleum Ltd.	GL-194	Iroquois (Ont.)	11/01/1994	10/31/2009	538,2	196,6	3 031,0
Shell Canada Limitée/ Coral Energy Canada Inc.	GL-120	Emerson (Man.)	08/24/1989 11/01/1989	10/31/1989 10/31/2004	424,9 424,9	29,3 155,1	2 250,0
	GL-134	Niagara Falls (Ont.)	07/27/1990 11/01/1990 11/01/2010	10/31/1990 10/31/2010 08/31/2011	450,0 450,0 450,0	43,7 145,0 95,9	2 755,0
GL-180	Monchy (Sask.)		08/27/1992	10/31/1992	278,0	18,3	1 014,0
			11/01/1992	10/31/2001	278,0	102,0	
			11/01/2001	08/26/2002	278,0	83,1	
GL-181	Monchy (Sask.)		08/27/1992	10/31/1992	580,0	38,3	3 181,0
			11/01/1992	10/31/2006	580,0	212,0	
			11/01/2006	08/26/2007	580,0	173,4	
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GL-219	Chippawa (Ont.)	03/01/1995 11/01/1995	10/31/1995 10/31/2004	805,0	196,0	2 940,0
	GOL-13-92 ^(b)	Chippawa (Ont.)	02/01/1993	12/31/2014	-	-	-
St. Lawrence Gas Company, Inc.	GL-264	Cornwall et Iroquois (Ont.)	11/01/1996	06/30/1997	574,3	106,2	637,2
			07/01/1997	10/31/1997	531,8	30,6	484,5
			10/01/1997	10/31/2002	531,8	100,0	
Summit Resources Limited	GL-214	Kingsgate (C.-B.)	11/01/1993	03/31/1994	219,2	21,8	300,0
			04/01/1994	09/30/1994	141,3	26,5	
			10/01/1994	10/31/1994	219,2	4,5	
			11/01/1994	03/31/1995	219,2	21,8	
			04/01/1995	09/30/1995	141,3	26,5	
			10/01/1995	10/31/1995	219,2	4,5	
			11/01/1995	03/31/1996	219,2	21,8	
			04/01/1996	09/30/1996	141,3	26,5	
			10/01/1996	10/31/1996	219,2	4,5	
			11/01/1996	03/31/1997	219,2	21,8	
			04/01/1997	09/30/1997	141,3	26,5	
			10/01/1997	10/31/1997	219,2	4,5	
			11/01/1997	03/31/1998	219,2	21,8	
			04/01/1998	09/30/1998	141,3	26,5	
			10/01/1998	10/31/1998	219,2	4,5	
			11/01/1998	03/31/1999	219,2	21,8	
			04/01/1999	09/30/1999	141,3	26,5	
			10/01/1999	10/31/1999	219,2	4,5	
			11/01/1999	03/31/2000	219,2	21,8	
			04/01/2000	09/30/2000	141,3	26,5	
10/01/2000	10/31/2000	219,2	4,5				
11/01/2000	03/31/2001	219,2	21,8				
04/01/2001	09/30/2001	141,3	26,5				
10/01/2001	10/31/2001	219,2	4,5				
Talisman Energy Inc.	GL-196	Huntingdon (C.-B.)	10/01/1993	10/31/2011	504,1	184,0	3 128,0
	GL-265	Huntingdon (C.-B.)	01/01/1997	12/31/2016	74,7	27,3	545,5
	GL-266	Huntingdon (C.-B.)	01/01/1997	12/31/2016	78,9	28,8	575,9
Tennessee Gas Pipeline Company	GOL-11-92 ^(b)	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1992	10/31/2002	-	-	-
TransCanada Gas Services Limited	GL-128	Cornwall (Ont.)	07/27/1990 11/01/1990	10/31/1990 10/31/2005	331,0 331,0	32,1 121,3	1 820,0
	GL-141	Emerson (Man.)	11/08/1990	10/31/1991	424,9	152,1	2 326,5
			11/01/1991	10/31/2005	424,9	155,1	

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	GL-163	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1992	10/31/2007	283,0	103,7	1 552,0
	GL-167	Emerson (Man.)	05/01/1992	10/31/1992	1 346,0	247,7	4 920,0
			11/01/1992	10/31/2001	1 346,0	492,0	
	GL-169	Monchy (Sask.)	05/01/1992	10/31/1992	708,0	130,3	2 590,0
			11/01/1992	10/31/2001	708,0	259,0	
	GL-170	Emerson (Man.)	05/01/1992	10/31/1992	283,0	52,1	978,2
			11/01/1992	10/31/2000	283,0	103,0	
			11/01/2000	05/01/2001	283,0	51,2	
	GL-172	Philipsburg, (Qc)	04/30/1992	10/31/1992	906,0	166,7	4 980,0
			11/01/1992	10/31/2006	906,0	332,0	
	GL-175	Iroquois (Ont.)	08/27/1992	10/31/1992	1 445,0	95,4	7 910,0
			11/01/1992	10/31/2005	1 445,0	529,0	
	GL-200	Niagara Falls (Ont.)	02/01/1994	10/31/1994	509,0	139,6	2 800,0
			11/01/1994	10/31/2008	509,0	186,6	
			11/01/2009	01/31/2009	509,0	47,0	
	GL-242	Emerson (Man.)	05/01/1994	10/31/1994	2 533,0	467,3	8 811,5
			11/01/1994	10/31/2003	2 533,0	927,0	
	GL-243	Emerson (Man.)	05/01/1994	10/31/1994	776,0	142,7	2 689,5
			11/01/1993	10/31/2010	504,1	184,0	
			11/01/1994	10/31/2003	776,0	283,0	
	GL-244	Emerson (Man.)	05/01/1994	10/31/1994	752,0	138,6	2 613,9
			11/01/1994	10/31/2003	752,0	275,0	
	GL-245	Emerson (Man.)	05/01/1994	10/31/1994	237,0	43,7	824,1
			11/01/1994	10/31/2003	237,0	86,7	
	GL-246	Emerson (Man.)	05/01/1994	10/31/1994	210,0	38,7	730,0
			11/01/1994	10/31/2003	210,0	76,8	
	GL-254	Emerson (Man.)	01/31/1995	10/31/1995	205,0	56,5	675,0
			11/01/1995	10/31/2003	205,0	75,0	
TransCanada Gas Services à titre de mandataire de CanStates Gas Marketing	GL-248	Kingsgate (C.-B.)	08/01/1996	07/31/2011	841,5	307,1	4 606,9
	GL-249	Kingsgate (C.-B.)	08/01/1996	07/31/2011	420,7	153,5	2 303,2
TransCanada Gas Services à titre de mandataire de CanStates Gas Marketing et Transco	GL-136	Niagara Falls (Ont.)	08/27/1992	10/31/1992	2 125,0	140,3	9 307,5
			11/01/1992	10/31/2002	2 125,0	775,6	
Energy Marketing Company	GL-137	Niagara Falls (Ont.)	11/08/1990	10/31/1991	1 371,1	450,5	5 593,8
			11/01/1991	10/31/2000	1 371,1	459,3	
			11/01/2000	10/31/2002	1 371,1	500,4	
TransCanada Pipelines Limited	GL-83	Niagara Falls (Ont.)	11/01/1986	10/31/2002	2 620,3	959,0	16 371,0
			11/01/2002	01/15/2003	2 620,3	199,1	
			01/06/2003	01/15/2004	2 620,3	959,0	
	GL-110	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	05/01/1991	10/31/1991	708,2	130,3	5 443,2
			11/01/1991	10/31/2012	708,2	258,5	
	GL-121	Emerson (Man.)	08/24/1989	10/31/1989	424,9	29,3	2 326,5
			11/01/1989	10/31/2003	424,9	155,1	
	GL-122	Emerson (Man.)	08/24/1989	10/31/1989	424,9	29,3	2 326,5
			11/01/1989	10/31/2004	424,9	155,1	
	GL-187	Emerson (Man.)	08/27/1992	10/31/1992	2 785,0	183,8	12 035,0
			11/01/1992	10/31/2005	2 785,0	875,0	
	GOL-2-91 ^(a)	Emerson (Man.)	11/01/1991	10/31/2005	-	-	-
Union Gas Limited	GOL-15-93 ^(a)	Sprague (Man.)	12/01/1993	11/30/2018	-	-	-
	GOL-5-97 ^(a)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	06/25/1997	06/24/2002	-	-	-

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum		
			de	à	journalier (10 ³ m ³)	annuel (10 ⁶ m ³)	global (10 ⁶ m ³)
	GOL-6-97 ^(a)	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.)	06/25/1997	06/24/2002	-	-	-
United States Gypsum Company	GL-273	Emerson (Man.)	11/01/1997	11/01/2007	382,4	139,6	1 395,8
US Gen New England Inc.	GL-160	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	07/28/1999	11/01/2008	1 700,0	621,0	9 308,0
Vermont Gas Systems, Inc.	GL-289	Philipsburg (Qc)	11/01/1998	10/31/2008	226,6	82,7	827,0
WasCana Energy Inc.	GL-229	Niagara Falls (Ont.)	12/15/1993	10/31/1994	708,2	227,5	2 391,1
			11/01/1994	10/31/2002	708,2	258,5	
WasCana Energy Inc. Rock-Tenn Company, Mill	GL-290	Philipsburg (Qc.)	11/01/1998	10/31/2008	61,2	22,3	223,4
Washington Water Power Company	GL-204	Kingsgate (C.-B.)	11/01/1993	10/31/1994	1 013,0	277,0	3 357,0
			11/01/1994	10/31/1995	1 100,0	302,0	
			11/01/1995	10/31/1996	1 190,0	328,0	
			11/01/1996	10/31/1997	1 285,0	356,0	
			11/01/1997	10/31/1998	1 380,0	382,0	
			11/01/1998	10/31/1999	1 471,0	408,0	
			11/01/1999	10/31/2000	1 563,0	434,0	
			11/01/2000	10/31/2001	1 145,0	275,0	
			11/01/2001	10/31/2002	1 201,0	290,0	
			11/01/2002	10/31/2003	1 258,0	305,0	
Westcoast Gas Services Inc	GL-183	Huntingdon (C.-B.)	04/28/1994	10/31/2002	273,9	100,0	1 000,3
	GL-282	Emerson (Man.)	11/01/1998	10/31/2001	572,0	208,8	2 452,0
			11/01/2001	10/31/2008	715,0	261,0	

- (a) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Rainy River (Ont.).
- (b) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Windsor (Ont.).
- (c) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Huntingdon (C.-B.).
- (d) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair (Ont.).
- (e) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Loomis (Sask.).
- (f) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.).
- (g) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor et Blue Water (Ont.).
- (h) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair et Windsor (Ont.).
- (i) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Willow Creek (Sask.).
- (j) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair et Windsor (Ont.).
- (k) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Willow Creek (Sask.).
- (l) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.).
- (m) Cette ordonnance autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Rainy River (Ont.).
- (n) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Sarnia (Ont.).
- (o) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Sarnia and Sault Ste. Marie (Ont.).
- (p) Cette ordonnance autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia, S.S. Marie and Blue Water (Ont.).
- Non précisé

C4. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'IMPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2000

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximum journalier (103m3)	Volume maximum annuel (106m3)	global (106m3)
			de	à			
Abitibi-Consolidated Corporation	GOL-2-98 ^(a)	Rainy River (Ont.)	03/01/1998	10/31/2002	-	-	-
Chinook Pipeline Company	GOL-4-00 ^(c)	Loomis (Sask.)	11/03/2000	11/02/2010	-	-	-
Cornerstone Gas Marketing	GOL-3-97 ^(d)	Loomis (Sask.)	08/08/1997	10/31/2008	-	-	-
CoWest Energy	GOL-1-97 ^(e)	Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor, et Blue Water (Ont.)	02/04/1997	02/03/2022	-	-	-
	GOL-2-97 ^(f)	Chippawa, Niagara, St. Clair, Windsor, et Blue Water (Ont.)	02/04/1997	02/03/2022	-	-	-
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-1-94 ^(g)	Windsor et St. Clair (Ont.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-
	GOL-2-94 ^(h)	Huntingdon (C.-B.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-
	GOL-3-94 ⁽ⁱ⁾	Windsor et St. Clair (Ont.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-
	GOL-4-94 ^(j)	Windsor et St. Clair (Ont.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-
	GOL-5-94 ^(k)	Willow Creek (Sask.)	03/01/1994	09/15/2002	-	-	-
	GOL-9-93 ^(l)	St. Clair (Ont.)	01/01/1997	03/31/2008	-	-	-
Gaz Métropolitain, Inc.	GOL-14-93 ^(m)	St. Clair et Windsor (Ont.)	12/01/1993	11/30/2003	-	-	-
	GOL-16-93 ⁽ⁿ⁾	Windsor et St. Clair (Ont.)	12/01/1993	11/30/2003	-	-	-
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 ^(o)	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	12/18/1996	12/31/2006	-	-	-
National Steel Corporation	GOL-8-96 ^(p)	Windsor (Ont.)	12/18/1996	12/17/2000	-	-	-
Northern Minnesota Utilities	GOL-17-92 ^(q)	Rainy River (Ont.)	12/01/1992	10/31/2002	-	-	-
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 ^(r)	Willow Creek (Sask.)	09/22/1995	12/31/2008	-	-	-
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ^(s)	Sarnia (Ont.)	11/01/1993	10/31/2008	-	-	-
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GOL-13-92 ^(t)	Sarnia et Windsor (Ont.)	02/01/1993	12/31/2014	-	-	-
Tennessee Gas Pipeline Company	GOL-11-92 ^(a)	St. Clair (Ont.)	11/01/1992	10/31/2002	-	-	-
TransCanada Pipelines Limited	GOL-2-91 ^(b)	Sarnia et SS Marie (Ont.)	11/01/1991	10/31/2005	-	-	-
Union Gas Limited	GOL-15-93 ^(c)	Rainy River (Ont.)	12/01/1993	11/30/2018	-	-	-
	GOL-5-97 ^(d)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	06/25/1997	06/24/2002	-	-	-
	GOL-6-97 ^(e)	St. Clair, Windsor, Sarnia, et Blue Water (Ont.)	06/25/1997	06/24/2002	-	-	-

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

C5. EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL PAR POINT D'EXPORTATION - 1996 À 2000

(en millions de mètres cubes)

Point d'exportation	1996	1997	1998	1999	2000 (a)
Huntingdon	10 693	10 455	11 979	11 379	10 100
Kingsgate	22 545	23 985	24 187	22 835	23 500
Monchy	15 499	15 451	15 815	21 912	22 400
Emerson	11 944	12 122	13 737	14 345	14 200
Niagara Falls	7 609	8 147	8 637	10 234	11 250
Iroquois	8 137	8 564	9 006	10 121	10 275
Autres	4 334	4 078	4 778	4 714	7 800
Total	80 761	82 802	88 139	88 139	99 525

a) Estimations

C6. EXPORTATIONS TOTALES NETTES DE PROPANE ET DE BUTANE - 1999 ET 2000 (en mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butane	
	1999 réel	2000 estimatif	1999 réel	2000 estimatif
Amoco	3 346 848	3 528 220	1 215 139	1 181 068
Burnwell	138 367	132 177	s.o.	s.o.
Canada Imperial Oil	657 106	583 939	14 460	54 087
Canpet Energy	150 344	157 697	18 854	7 124
Canadian Enterprise	74 443	83 724	0	0
Cenex	88 684	s.o.	s.o.	s.o.
Centennial Gas Liquids	4 993	7 968	s.o.	s.o.
Chevron Standard Ltd.	208 807	161 726	0	0
Coast Energy Canada Inc.	18 051	31 495	0	351
Conoco Canada Limited	s.o.	368 614	s.o.	214 855
Consumers Coop	1 527	3 304	0	0
Country Energy	228 264	126 556	s.o.	s.o.
Dow Chemical	29 296	63 144	0	0
Dynegy Midstream Services	78 950	96 514	33 748	4 650
Elbow River Resources	68 908	65 934	188 720	105 146
ETI	127 165	72 755	0	0
Factor	35 958	45 462	1 751	23 583
Farmland	3 844	s.o.	s.o.	s.o.
Ferrellgas	183 200	124 554	s.o.	s.o.
Gas Supply Resources Inc.	532 278	556 507	s.o.	s.o.
Great Western	6 557	7 858	0	0
Gulf Canada	77 297	67 121	19 760	6 224
ICG Propane	672	0	0	0
Irving Oil	17 101	26 768	0	0
Kinetic	951 263	928 083	290 419	271 769
Link	11 224	7 479	14 249	109
M-P Energy	188 669	165 569	0	0
Mapco	30 698	67 827	0	0
Marathon Ashland	0	0	30 010	29 156
Mobil Canada Products	16 185	9 096	0	0
Mobil Oil Canada	58 807	53 209	0	0
NGL Supply	274 411	306 694	190 575	167 285
Novagas Canada Ltd.	56 961	0	0	0
Petro Canada Hydrocarbons	381 164	149 864	229 733	57 171
Petro Canada (U.S.A) Inc.	s.o.	121 350	s.o.	s.o.
Petrogas	88 210	66 329	16 197	2 219
Petromont	11 636	21 916	0	0
Quadra Energy	159 741	99 333	11 083	13 702
Resource Energy Marketing	62 301	53 696	5 289	0
Shell	220 715	241 313	134 507	62 169
Stittco	26 186	21 422	s.o.	s.o.
Sunoco Inc.	119 600	108 160	100	0
Texaco Canada Petroleum	72 309	20 105	145 907	193 797
TransCanada Gas Liquids	281 158	187 092	0	0
Triangle Three Service	837	1 402	s.o.	s.o.
Ultramar	0	72	0	0
Western Gas Liquids	113	12 298	0	4 807
Williams Energy Marketing	s.o.	131 304	s.o.	12 619
Total	9 090 848	9 085 650	2 560 501	2 411 891

s.o. sans objet

D1. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclues règlements pluriannuels avec droits incitatifs

2000 ^(a)	Enbridge Pipelines Inc.	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	Trans-Northern Pipelines Inc.
Exploitation (en milliers \$)			
recettes	425 248	115 278	29 721
combustible et électricité	55 640	4 977	3 085
dépréciation	122 941	15 740	3 319
exploitation et entretien	146 785	59 187	14 961
revenu net	106 308	16 078	4 676
Statistiques sur le débit			
débit (m ³ /j)	280 200	32 417	30 517
débit-km (milliers de m ³ /km)	91 263 865	11 983 544	1 546 040
Statistiques sur la performance			
recettes moyennes (\$/m ³)	4,16	9,72	2,66
recettes le m ³ - km (\$)	0,005	0,010	0,019
dépenses le m ³ - km (\$)	0,002	0,005	0,001
revenu net au-dessus/(en dessous) du seuil des gains	4 395	4 973	1 386
incitatifs négociés (milliers \$) ^(b)	6 760	4 735	1 214
autres rajustements (milliers \$) ^(c)	153 573	(1 831)	1 261

Notes :

- Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires
- Les coûts d'exploitation et d'entretien égalent la somme des dépenses d'entretien, de transport et d'administration, et autres dépenses.
- Part des incitatifs de 1999 revenant aux expéditeurs; ce montant sera déduit des besoins en recettes de 2000.
- Part des rajustements revenant aux expéditeurs aux termes du règlement de chaque compagnie le montant sera soustrait (ajouté) aux besoins en recettes de 2000.

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

2000 ^(a)	Cochin Pipe Lines Ltd	Enbridge Pipelines
Besoins en recettes (en milliers \$)		
dette	7 515	3 278
rendement des capitaux propres	7 147	9 818
combustible et électricité	4 071	760
dépréciation	1 440	8 825
salaires et avantages	2 064	2 225
exploitation et entretien (autres)	7 829	7 578
autre	-	72 ^(c)
impôt sur le revenu	5 083	7 835
autres taxes	1 523	376
Total	36 672	40 767
Rendement des actions ordinaires (%)		
approuvé	5,75 - 8,25	9,90
réel	6,5 (6)	9,90
Base tarifaire (en milliers \$) au 31 décembre 1999		
installations en service - net	107 917	16 458
fonds de roulement	2 773	880
autre	-	5 439
Total	110 690	175 777

Capitalisation de la base tarifaire (en milliers \$)		
dette	-	57 547
impôts reportés	-	23 539
actions ordinaires	110 690	99 106
Total	110 690	180 192

Débit annuel (103m3)	4 976	1 777
-----------------------------	--------------	--------------

Notes :

- Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.
- Recettes fondées sur une base tarifaire semi-dépréciée, conformément à l'ordonnance RH-5-80 de l'Office.
- Comprend l'effet des futurs rajustements du taux d'imposition sur le revenu suivant la règle 3465 de l'ICCA.
- Ne comprend pas l'effet des futurs rajustements du taux d'imposition sur le revenu suivant la règle 3465 de l'ICCA.

D3. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS

Compagnies (gazoducs) du groupe 1

2000 (a)	TransCanada, TransCanada's B.C. System ^(c)	Foothills Pipe Lines Ltd.	TransCanada PipeLines Limited	Trans Québec & Maritimes Inc.	Westcoast Energy Inc.	Maritimes & Northeast Pipelines ^(b)	Alliance Pipeline
Besoins en recettes (en milliers \$)							
dette	12 016	39 980	577 406	29 045		31 823	11 480
rendement des capitaux propres	6 270	24 545	279 299	16 261		19 346	7 350
dividende privilégié	-	-	-	-		-	-
combustible et électricité	4 969	9 543	67 597	1 750		-	(c)
dépréciation	10 843	43 082	326 297	22 160		24 734	7 154
salaires et avantages	6 324 ^(d)	4 559	4 559 ^(e)	5 291		1 295	(c)
exploitation et entretien (autres)	10 558	17 407	229 386	4 619		6 969	3 789
frais spéciaux	-	7 806	1 799 ^(f)	-		-	-
transport par des tierces parties	26 651	-	374 644	-		-	83
recouvrements des frais de l'ONÉ	3 915	2 654	11 467	811		520	119
autres	-	1 032	47 022	-		-	(198)
impôt sur le revenu	448	(2 967)	104 881	12 041		1 723	486
autres taxes	3 024	11 766	104 649	4 921		11 682	1 277
Total	85 018	155 013	2 124 447	96 899	598,1^(g)	98 092	31 541
Rendement des actions ordinaires (%)							
approuvé	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	13,00	11,21
réel	9,90	9,90	10,00	9,96	12,68	N/A	11,21
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers \$) au 31 décembre 1999							
dette	146 516	558 132	6 582 801	3 739	1 476	604 000	1 855 273
actions privilégiées	-	-	-	-	31	-	-
actions ordinaires	62 793	291 986	2 821 201	-	811	201 000	795 117
ajustement unique pour T.I.R.	-	6 752	-	-	-	-	-
Total	209 309	856 670	9 404 002		2 318	805 000	2 650 390

Notes :

- Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.
- Données déposées conformément au RH-1-2000 pour la période du 1er décembre 1999 à septembre 2000
- Les autres frais d'exploitation et d'entretien comprennent le combustible et l'énergie ainsi que les salaires et avantages sociaux.
- Amortissement du rajustement unique du taux de rendement prévu par le règlement incitatif.
- Selon les coûts de fusionnement et l'entente sur les avantages sociaux.
- Prime de réduction de la dette.
- Les droits sont fixés à l'aide d'une formule prévue par le règlement négocié, lorsque la ventilation des besoins en recettes est sans objet.

E1. CERTIFICATS ET PERMIS DÉLIVRÉS EN 2000 RELATIVEMENT À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Demandeur	N° de certificat	Délivré/le	Observations
------------------	-------------------------	-------------------	---------------------

Aucun certificat ou permis n'a été délivré en 2000.

E2. ORDONNANCES MODIFICATRICES DÉLIVRÉES EN 2000 RELATIVEMENT À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Demandeur	N° de certificat	Délivré/le	Observations
------------------	-------------------------	-------------------	---------------------

Hydro One Networks Inc	AO-4-EC-11 AO-5-EC-12 AO-4-EC-13 AO-4-EC-14 AO-4-EC-15 AO-4-EC-16 AO-6-EC-17 AO-4-18 AO-AO-4-EC-III-6 AO-4-EC-III-13 AO-4-EC-III-20	6/27/00	Transfert de certificats de Ontario Hydro Networks Inc. à Hydro One Networks Inc.
------------------------	---	---------	---

Hydro One Networks Inc	AO-3-EPE-25 AO-4-EPE-59 AO-6-EPE-60 AO-3-EPE-113 AO-4-XE-72	6/27/00	Transfert de certificats de Ontario Hydro Networks Inc. à Hydro One Networks Inc.
------------------------	---	---------	---

E3. ORDONNANCES DE RÉVOCATION RENDUES EN 2000 À L'ÉGARD DE LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Demandeur	N° de certificat	Délivré/le	Observations
------------------	-------------------------	-------------------	---------------------

Aucune ordonnance d'annulation n'a été délivrée en 2000

E4. LICENCES DÉLIVRÉES EN 2000 RELATIVEMENT À L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ

Demandeur	N° de certificat	Délivré/le	Observations
------------------	-------------------------	-------------------	---------------------

Aucune licence n'a été délivrée en 2000.

E5. PERMIS ET ORDONNANCES DÉLIVRÉS EN 2000 RELATIVEMENT À L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ

E5^(a) Permis délivrés

Demandeur	N° de permis	Catégorie	Kilowatts	Mégawatt- heures		Term		Délivré le
				par année	de	à		
Canadian Niagara Power Company Ltd.	EPE-149	garantie	50 000	250 000 000 ^(a)	03/01/2000	02/28/2010	02/17/2000	
	EPE-150	interruptible	-	250 000 000 ^(b)	03/01/2000	02/28/2010	02/17/2000	
Engage Energy US, L.P.	EPE-151	interruptible	-	2 234 000	02/17/2000	02/16/2010	02/17/2000	
	EPE-152	garantie	-	7508 000	02/17/2000	02/16/2010	02/17/2000	
Entergy Power Marketing Corp.	EPE-153	interruptible	-	5 000 000 ^(c)	03/09/2000	03/16/2010	03/09/2000	
	EPE-154	garantie	1 000 000	5 000 000 ^(d)	03/09/2000	03/08/2010	03/09/2000	
Hydro-Manitoba	EPE-155	garantie	60 000	350 000 ^(e)	05/01/2000	04/30/2012	30/04/2000	
Sempra Energy Trading Co.	EPE-156	interruptible	-	8 760 000	05/25/2000	05/24/2010	05/25/2000	
	EPE-157	garantie	-	8 300 000	05/25/2000	05/24/2010	05/25/2000	
Columbia Power Corp.	EPE-158	interruptible	-	500 000 ^(f)	06/02/2000	05/31/2009	06/02/2000	
	EPE-159	garantie	350 000 ^(g)	500 000 ^(h)	06/02/2000	05/31/2009	06/02/2000	
	EPE-160	équivalent garantie	-	200 000	06/02/2000	05/31/2009	06/02/2000	
CMS Marketing, Services and Trading Company	EPE-161	interruptible	-	6 310 000 ⁽ⁱ⁾	07/05/2000	07/05/2010	06/29/2000	
	EPE-162	garantie	250 000	1 752 000	07/05/2000	07/05/2010	06/29/2000	
Idaho Power Company	EPE-163	interruptible	-	876 000 ^(j)	08/31/2000	09/01/2000	08/31/2000	
	EPE-164	garantie	100 000	876 000	08/31/2000	09/01/2000	08/31/2000	
Candela Energy Corp.	EPE-165	interruptible	-	8 760 000 ^(k)	08/31/2000	08/30/2010	08/31/2000	
	EPE-166	garantie	1 000 000	8 760 000	08/31/2000	08/30/2010	08/31/2000	
Transalta Energy Marketing Corp.	EPE-167	interruptible	-	8 760 000 ^(l)	11/01/2000	10/31/2010	10/19/2000	
	EPE-168	garantie	1 000 000	8 760 000	11/01/2000	10/31/2010	10/19/2000	
Enmax Energy Corporation	EPE-169	interruptible	-	8 760 000	01/01/2001	12/12/2005	12/08/2000	
	EPE-170	garantie	400 000	3 504 000	01/01/2001	12/12/2005	12/08/2000	

E5^(b) Ordonnances modificatrices de licences et de permis d'exportation délivrées en 1999

Demandeur	N° de certificat	Délivré/le	Observations
Ontario Power Generation Inc.	AO-54-EPE-21	01/13/2000	Ajout d'une entente de transaction
	AO-55-EPE-21	02/23/2000	Ajout d'un client
	AO-56-EPE-21	02/25/2000	Ajout d'un client
	AO-57-EPE-21	04/06/2000	Ajout d'un client
	AO-58-EPE-21	04/13/2000	Ajout d'un client
	AO-59-EPE-21	06/14/2000	Ajout d'un client
	AO-60-EPE-21	08/03/2000	Changement de nom d'un client
	AO-61-EPE-21	11/10/2000	Ajout d'un client
	AO-62-EPE-21	11/21/2000	Ajout d'une entente de transaction
Citizens Power Sales LLC	AO-1-EPE-120	07/13/2000	Transfert de permis de Citizens Power Sales à Citizens Power Sales LLC
	AO-1-EPE-121	07/13/2000	
Energie Maclaren Inc.	AO-2-EPE-111	06/05/2000	Transfert de permis de Great Lakes Power Inc. à Energie Maclaren Inc.
	AO-2-EPE-112		
TransCanada Energy Ltd	MO--13-2000	06/15/2000	Autorisation de fusionner
	AO-2-EPE-78	06/15/2000	Changement de nom de TransCanada Power Corp. à TransCanada Energy Ltd.
	AO-2-EPE-79	06/15/2000	
TransAlta Energy Marketing Corp.	AO-4-EPE-73	07/13/2000	Hausse de la limite d'exportation
	AO-4-EPE-74	07/13/2000	
Edison Mission Marketing & Trading Inc. Powerex Corp.	AO-2-EPE-120	09/25/2000	Transfert de permis de Citizens Power Sales LLC à Edison Mission Marketing & Trading Inc.
	AO-2-EPE-121	09/25/2000	
	AO-1-EPE-71	10/27/2000	Changement de nom de British Columbia Power Exchange Corporation à Powerex Corp.
	AO-1-EPE-116	10/27/2000	
	AO-1-EPE-117	10/27/2000	
	AO-1-EPE-118	10/27/2000	
	AO-1-EPE-119	10/27/2000	

E5(c) Ordonnances d'annulation de licences et de permis d'exportation délivrées en 1999

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
Aucune ordonnance d'annulation n'a été délivrée en 2000 relativement à l'exportation d'électricité.			
a)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 250000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-150.
b)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-136.
c)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-154.
d)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-153.
e)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 350 GW.h entre 2000 et 2009; 526 GW.h par année pendant la période comprise entre 2001 et 2008; 263 GW.h en 2010 et 2011 et 88 GW.h. en 2012.
f)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GW.h à compter du 1er juin pour les années 2000 et 2004 à 2009; 750 GW.h à compter du 1er juin pour les années 2001 et 2003; 1 000 GW.h à compter du 1er juin 2002. et 146 GW.h pendant la période comprise entre le 1er janvier 2010 et le 30 avril 2010.
g)			Jusqu'au 31 octobre 2003, le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 TW.h pendant toute période de douze mois consécutifs; après le 31 octobre 2001, il sera limité à 1 150 GW.h pour la période comprise entre le 1er avril et le 31 octobre.
h)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GW.h à compter du 1er juin pour les années 2000 et 2004 à 2009; 750 GW.h à compter du 1er juin pour les années 2001 et 2003; 1 000 GW.h à compter du 1er juin 2002.
i)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 310 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-161.
j)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 876 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-164.
k)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-166.
l)			Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GW.h moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-168.

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2000

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence garantie		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)		
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	garantie	interruptible	
Nouveau-Brunswick									
Fraser Paper Inc. (Canada)	EPE-147	400 000	--	339 810	--	--	22 862 234	--	
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	EPE-15*	--	6 482 400 ^(b)	--	500	6 386	--	155 937	
	EPE-16*	--	400 000	--	247 505	- 2 119	--	12 944 847	
	EPE-17	250 000	--	--	--	56 413	--	--	
	EPE-18*	--	179 000	--	11 153	- 1 134	--	735 320	
	EPE-28	1 000	--	60	--	--	6 445	--	
	EPE-47	175 200	--	81 813	--	--	4 675 955	--	
	EPE-48	--	32 000	--	--	--	--	--	
	EPE-90	6 482 000 ^(c)	--	51 119	--	- 6 636	2 729 640	--	
	EPE-91	--	6 482 000 ^(d)	--	3 530 540	594	--	204 539 861	
PDI Canada Inc.	EL-177	200 000	--	90 042	--	--	3 840 525	--	
TOTAL				562 844	3 789 698	53 504	34 114 799	218 375 965	
Nouvelle-Écosse									
Nova Scotia Power Inc.	EPE-122	--	1 200 000 ^(e)	--	--	--	--	--	
	EPE-123	1 200 000 ^(f)	--	--	--	--	--	--	
TOTAL									
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	--	4 304 972	--	--	133 473 270	--	
	EL-180	1 402 000	--	1 086 631	--	--	106 869 764	--	
	EL-181	400 000	--	197 646	--	--	19 588 470	--	
	EL-182	406 000	--	169 247	--	--	15 999 679	--	
	EL-183	540 000	--	275 383	--	--	28 195 605	--	
	EL-184	273 000	--	163 376	--	--	16 192 342	--	
	EPE-20	18 922	--	1 213	--	--	87 420	--	
	EPE-64	--	30 000 000 ^(g)	--	11 028 915	471 062	--	613 951 298	
	EPE-65	20 000 000 ^(h)	--	2 533 631	--	--	104 687 369	--	
	Energie Maclaren Inc.	EPE-111	--	8 760 000 ⁽ⁱ⁾	--	--	--	--	--
		EPE-112	8 760 000	--	--	--	--	--	--
	James Maclaren	EPE-111	--	8 760 000 ^(j)	--	163 715	--	--	8 821 338

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2000 (en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	garantie	interruptible
Industries Inc.	EPE-112	8 760 000	--	61 535	--	--	4 128 546	--
Great Lakes Power Inc.	EPE-111	--	8 760 000 ^(b)	--	21 159	--	--	713 447
	EPE-112	8 760 000	--	--	--	--	--	--
Marketing D'Énergie HQ Inc.	EPE-129	--	30 000 000 ^(b)	--	225 321	--	--	14 736 431
	EPE-130	30 000 000 ^(b)	--	--	--	--	--	--
Montwegan International	EPE-108	--	8 760 000 ^(b)	--	--	--	--	--
Energia Resorce Inc.	EPE-109	8 760 000 ^(m)	--	--	--	--	--	--
Tractebel Energy Marketing Inc.	EPE-86	--	8 760 000 ⁽ⁿ⁾	--	--	--	--	--
	EPE-87	8 760 000	--	--	--	--	--	--
TOTAL				8 793 634	11 439 110	471 062	429 222 465	638 222 514
ONTARIO								
Canadian Niagara Power Company Limited	EPE-84	656 000	--	360 762	--	--	15 332 754	--
	EPE-85*	250 000	--	--	--	--	--	--
	EPE-149	250 000 000 ^(b)	--	--	--	--	--	--
	EPE-150	--	250 000 000 ^(b)	--	--	--	--	--
The Canadian Transit Company	EPE-29	50	--	--	--	--	--	--
Cornwall Electric	EPE-82*	--	45 000	--	--	--	--	--
	EPE-83*	250 000	--	--	--	--	--	--
Destec Power Services, Inc.	EPE-80	--	1 200 000 ^(b)	--	--	--	--	--
	EPE-81	1 200 000	--	--	--	--	--	--
The Detroit and Windsor Subway Company	EPE-26	4 000	--	1 870	--	--	--	--
Ontario Hydro	EPE-22	--	10 000 000	--	--	--	--	--
	EPE-24	15 000	--	--	--	--	--	--
	EPE-25	200	--	--	--	--	--	--
	EPE-110	-- ^(f)	--	--	--	--	--	--
Ontario Hydro et Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	--	25 000 000	--	--	--	--	--
Ontario Power Generation Inc. et Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	--	25 000 000	--	3 961 664	101 265	--	272 610 534
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité	EPE-22	--	10 000 000	--	--	1 342 129	--	--
Ontario Power Generation Inc.	EPE-24	15 000	--	186	--	--	372	--
	EPE-110	-- ^(f)	--	--	--	--	--	--
Ontario Hydro Company Services Inc.	EPE-25	200	--	--	--	--	--	--
Ontario Hydro Networks Company Inc.	EPE-25	200	--	--	--	--	--	--
Stone-Consolidated Corporation	EPE-75	--	175 000	--	--	--	--	--
St. Clair Tunnel Company	EPE-70	6	--	--	--	--	--	--
TOTAL				362 818	3 961 664	1 443 394	15 333 126	272 610 534

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2000 (en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence garantie		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	garantie	interruptible
MANITOBA								
Manitoba Hydro	EL-170	3 405 000	--	3 337 178	--	--	174 520 413	--
	EPE-33	883 000	--	168 653	--	--	4 470 562	--
	EPE-34	663 000	--	147 473	--	--	9 620 849	--
	EPE-35	663 000	--	443 885	--	--	21 828 711	--
	EPE-45	16 650 000 ^(b)	--	645 472	--	--	51 016 709	--
	EPE-46	--	16 650 000 ^(b)	--	3 881 834	- 517 710	--	148 929 927
	EPE-52	199 000	--	107 635	--	--	4 276 243	--
	EPE-68	438 000	--	155 240	--	--	6 982 159	--
	EPE-72	20	--	6	--	--	830	--
	EPE-128	26 780	--	5 346	--	--	287 755	--
	EPE-144	292 000 ^(c)	--	168 688	--	--	9 794 410	--
	EPE-155	350 000 ^(d)	--	241 295	--	--	12 608 058	--
British Columbia Power Exchange Corp.	EPE-116	--	40 000 000 ^(e)	--	400	--	--	9 100
TOTAL				5 420 871	3 882 234	- 517 710	295 406 699	148 939 027
SASKATCHEWAN								
Saskatchewan Power Corporation	EL-118	438 000 ^(f)	--	--	--	--	--	--
	EL-119	--	876 000 ^(g)	--	1 200	- 113 920	--	60 922
	EL-120	876 000	--	--	--	--	--	--
	EPE-88	--	7 008 000 ^(h)	--	--	--	--	--
	EPE-89	7 008 000 ⁽ⁱ⁾	--	227 075	--	--	17 607 699	--
British Columbia Power Exchange Corp.	EPE-116	--	40 000 000 ^(e)	--	504	--	--	30 619
TOTAL				227 075	1 704	- 113 920	17 607 699	91 541
ALBERTA								
Atco Electric Ltd. And Atco Power Ltd.	EPE-93	--	10 600 000 ^(j)	--	--	--	--	--
	EPE-94	10 600 000 ^(b)	--	--	--	--	--	--
Aquila Canada Corp.	EPE-114	--	5 000 000	--	10 660	--	--	779 366
	EPE-115	5 000 000	--	--	--	--	--	--
Candela Energy Corporation	EPE-165	--	8 760 000 ^(k)	--	--	--	--	--
	EPE-166	8 760 000	--	--	--	--	--	--
Chandler Energy Inc.	EPE-100	--	500 000 ^(d)	--	--	--	--	--
	EPE-101	500 000 ^(e)	--	--	--	--	--	--
CMS Marketing, Services and Trading	EPE-161	--	6 310 000	--	--	--	--	--
	EPE-162	1 752 000 ^(f)	--	--	--	--	--	--
Constellation Power Source Inc.	EPE-138	--	1 752 000	--	--	--	--	--
	EPE-139	5 256 000 ^(g)	--	--	--	--	--	--
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	EPE-135	--	2 000 000 ^(h)	--	--	--	--	--
	EPE-136	2 000 000 ⁽ⁱ⁾	--	--	--	--	--	--
Edison Mission Marketing & Trading Inc.	EPE-120	--	432 000	--	--	--	--	--
	EPE-121	2 160 000	--	--	--	--	--	--
Enmax Energy Corporation	EPE-169	--	8 760 000	--	--	--	--	--
	EPE-170	3 504 000	--	--	--	--	--	--
Engage Energy Canada, L.P.	EPE-96	--	3 000 000 ^(j)	--	--	--	--	--
	EPE-97	3 000 000 ^(k)	--	--	--	--	--	--
Engage Energy US L.P.	EPE-151	--	2 234 000	--	--	--	--	--
	EPE-152	7 508 000	--	--	--	--	--	--
Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.	EPE-98	--	5 000 000 ^(l)	--	--	--	--	--
	EPE-99	5 000 000 ^(m)	--	205	--	--	18 113	--
Entergy Power Marketing Corporation	EPE-153	--	5 000 000 ⁽ⁿ⁾	--	--	--	--	--
	EPE-154	5 000 000 ^(o)	--	--	--	--	--	--
Idaho Power Company	EPE-163	--	876 000 ^(p)	--	--	--	--	--
	EPE-164	876 000	--	--	--	--	--	--
PG&E Energy Trading - Power L.P.	EPE-145	--	5 000 000	--	--	--	--	--
	EPE-146	5 000 000	--	--	--	--	--	--

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2000 (en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de Permis/licence garantie		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)		
		garantie	interruptible	garantie	interruptible	échange ^(a)	garantie	interruptible	
Sempra Energy Trading Co.	EPE-156	--	8 760 000						
	EPE-157	8 300 000	--						
Sonat Power Marketing Inc. and Sonat Power Marketing L.P.	EPE-103	--	3 500 000 ^(w)	--	--	--	--	--	
	EPE-104	3 500 000 ^(v)	--	--	--	--	--	--	
Southern Company Energy Marketing L.P.	EPE-142	--	3 000 000	--	--	--	--	--	
	EPE-143	2 000 000	--	--	--	--	--	--	
TransAlta Energy Marketing Corp.	EPE-73*	--	8 760 000 ^(s)	--	--	--	--	--	
	EPE-74*	8 760 000	--	--	78 636	--	3 582 752	--	
	EPE-167	--	8 760 000 ^(t)						
	EPE-168	8 760 000	--	5 403	--	--	817 740	--	
TransCanada Power Corp. ^(u)	EPE-78	--	2 000 000	--	32 302	--	--	3 852 807	
	EPE-79	1 000 000	--	--	--	--	--	--	
TOTAL				5 608	121 598		4 418 605	4 632 173	
Colombie-Britannique									
Bonneville Power Authority	EPE-140	--	-- ^(w)	--	--	--	--	--	
	EPE-141	-- ^(ww)	--	--	--	--	--	--	
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-105	1 410	--	1 247	--	(77 804)	95 002	--	
	EPE-124	--	-- ^(y)	--	--	--	--	--	
	EPE-125	--	-- ^(z)	--	--	--	--	--	
	EPE-126	--	-- ^(aaa)	--	--	--	--	--	
	EPE-127	--	-- ^(bbb)	--	--	--	--	--	
British Columbia Power Exchange Corp. (Powerex)	EPE-71	25 951	--	--	--	--	--	--	
	EPE-92*	770 000 ^(ccc)	--	419 405	--	--	--	--	
	EPE-95*	176 000	--	117 875	--	--	4 123 041	--	
	EPE-116	--	40 000 000 ^(d)	--	--	--	--	--	
	EPE-117	20 000 000	--	--	--	--	--	--	
	EPE-118	--	27 000 000 ^(ddd)	--	7 618 601	--	--	1 257 224 720	
Powerex Corp.	EPE-118	--	--	--	1 771 181	--	--	724 612 719	
	EPE-119	15 000 000	--	12 872	--	--	342 241	--	
Columbia Power Corporation	EPE-158	--	500 000 ^(eee)						
	EPE-159	500 000 ^(ff)	--						
	EPE-160	200 000	--						
Cominco Ltd.	EPE-131	--	1 000 000 ^(ggg)	--	--	--	--	--	
	EPE-132	1 000 000	--	5 426	--	--	211 586	--	
	EPE-133	--	50 000	--	--	--	--	--	
	EPE-134	250 000	--	--	--	--	--	--	
Inland Pacific Energy Services Ltd.	EPE-106	--	2 000 000 ^(hhh)	--	--	--	--	--	
	EPE-107	2 000 000 ⁽ⁱⁱ⁾	--	--	--	--	--	--	
West Kootenay Power Ltd.	EPE-13	50	--	12	--	--	1 330	--	
TOTAL				556 837	9 389 782	- 77 804	4 773 200	1 981 837 439	
TOTAL CANADA^(j)				15 929 687	32 585 790	1 258 526	800 876 593	3 264 709 193	

* A expiré en 2000.

- a) Les échanges comprennent l'acheminement accidentel et en circuit, l'échange d'équivalent, le stockage, le transfert de rajustement et le transfert de transit, pour lequel il n'y a généralement pas de recettes connexes.
- b) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-97.
- c) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-96.
- d) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre en vertu duquel l'électricité est transportée par la ligne autorisée suivant le certificat EC-III-8.
- e) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Énergie Nouveau-Brunswick.
- f) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Énergie Nouveau-Brunswick.
- g) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-123.
- h) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-122.
- i) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-65.
- j) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Québec, outre le permis EPE-64.

- k) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-112.
- l) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 TWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-130.
- m) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 30 TWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-129.
- n) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-109.
- o) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-108.
- p) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-87.
- q) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 250 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-150.
- r) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 250 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-149.
- s) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 200 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-81.
- t) Quantité incluse dans le permis EPE-21.
- u) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 16 650 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Manitoba sauf pour le service frontalier.
- v) Le total des exportations en vertu du permis EPE-46 ne devrait pas dépasser 16 650 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Manitoba sauf pour le service frontalier.
- w) Le total des exportations en vertu du permis EPE-144 ne devrait pas dépasser 292 GWh pendant la période comprise entre le 1er mai et le 31 décembre 2000; 438 GWh par année pendant la période comprise entre le 1er janvier 2001 et le 31 décembre 2009; et 146 GWh pendant la période comprise entre le 1er janvier 2010 et.....
- x) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 350 GWh pendant la période comprise entre 2000 et 2009; 526 GWh par année pendant la période comprise entre 2001 et 2008.
- y) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 40 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-117.
- z) L'énergie sera retournée.
- aa) Le total des exportations en vertu des licences EL-119 et EL-120 ne devrait pas dépasser 876 GWh, en tout.
- bb) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 7 008 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Saskpower, sauf pour le service frontalier.
- cc) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 600 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-94.
- dd) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 600 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-93.
- ee) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 700 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-166.
- ff) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-101.
- gg) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-100.
- hh) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 310 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-162.
- ii) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 256 GWh moins toute quantité excédant 876 GWh exportée en vertu du permis EPE-138.
- jj) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-136.
- kk) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-135.
- ll) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-99.
- mm) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-98.
- nn) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-154.
- oo) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 5 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-153.
- pp) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 876 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-164.
- qq) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 500 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-104.
- rr) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 3 500 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-103.
- ss) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-168.
- tt) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 8 760 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-168.
- uu) Antérieurement TransCanada Energy Inc.
- vv) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de BC Hydro et Cominco.
- ww) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de BC Hydro et Cominco.
- xx) 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.
- yy) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-125, EPE-126 et EPE-127.
- zz) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-124, EPE-126 et EPE-127.
- aaa) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-124, EPE-125 et EPE-127.
- bbb) Le total des exportations ne devrait pas dépasser les limites maximum des lignes internationales de transport d'électricité de moins les quantités exportées en vertu des permis EPE-124, EPE-125 et EPE-126.
- ccc) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 340 GWh durant la première année contractuelle et 770 GWh durant les quatre années contractuelles suivantes.
- ddd) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-119.
- eee) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GWh à compter du 1er juin pour les années 2000 et 2004 à 2009; 750 GWh à compter du 1er juin pour les années 2001 et 2003; 1 000 GWh à compter du 1er juin 2002.
- fff) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 500 GWh à compter du 1er juin pour les années 2000 et 2004 à 2009; 750 GWh à compter du 1er juin pour les années 2001 et 2003; 1 000 GWh à compter du 1er juin 2002.
- ggg) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-132.
- hhh) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-107.
- iii) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 2 000 GWh moins les quantités exportées en vertu du permis EPE-106.
- jjj) Ne comprend pas les recettes de 6 159 977 \$ provenant du transit, du transport, des installations de location et du transfert pour stockage.

E7. COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS EN 2000 (par province)

Province	Région / État	Exportation ^(b)	Importation ^(c)	Exportation nette ^{(b) - (c)}
Nouveau-Brunswick	Maine	4 353	18	4 334
Total Nouveau-Brunswick		4 353	18	4 334
Québec	Maine	225	1	225
	Vermont	2 332	707	1 625
	Nouvelle-Angleterre ^(d)	7 634	2 174	5 460
	New York	10 041	1 072	8 969
Total Québec		20 233	3 953	16 280
Ontario	New York	622	221	401
	Michigan	1 329	1 656	(327)
	Nouvelle-Angleterre ^(d)	1 956	0	1 956
	Minnesota	417	2	415
Total Ontario		4 324	1 879	2 445
Manitoba		9 303	716	
Total Manitoba		9 303	716	8 587
Saskatchewan	North Dakota	229	697	(468)
Total Saskatchewan		229	697	(468)
Alberta	Californie	0	0	0
	Minnesota	2	0	2
	Montana	0	3	(3)
	North Dakota	2	0	
	Oregon	2	27	(25)
	Washington	119	145	(26)
Total Alberta		126	175	(50)
Colombie-Britannique	Californie	1 699	0	1 699
	Colorado	11	0	11
	Montana	70	0	70
	Oregon	178	0	178
	Autre ^(e)	164	1	163
	South Dakota	13	0	13
	Washington	7 814	5 245	2 569
Total Colombie-Britannique		9 948	5 246	4 702
TOTAL		48 515	12 684	35 830

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 État ne peuvent être déterminées.
- f) Comprend Alaska, Arizona, Idaho et Utah.

E8. COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRE LES ÉTATS UNIS ET LE CANADA EN 2000

(par région ou État américain)

Province	Région / État	Exportation ^(b)	Importation ^(c)	Exportation nette ^{(b) - (c)}
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	4 353	18	4 334
	Québec	225	1	225
Vermont	Québec	2 332	707	1 625
Nouvelle-Angleterre ^(d)	Québec	7 634	2 174	5 460
	Ontario	1 956	0	1 956
Total Nouvelle-Angleterre		16 500	2 900	13 600
New York				
	Québec	10 041	1 072	8 969
	Ontario	622	221	401
Total New York		10 663	1 293	9 370
Michigan				
Total Michigan	Ontario	1 329	1 656	(327)
		1 329	1 656	(327)
Midwest				
Minnesota	Alberta	2	0	2
	Ontario	417	2	415
ND/Minn	Manitoba	9 303	716	8 587
North Dakota	Alberta	2	0	2
	Saskatchewan	229	697	(468)
South Dakota	Colombie-Britannique	13	0	13
Total Midwest		9 965	1 415	(8 551)
Ouest				
Californie	Alberta	0	0	0
	Colombie-Britannique	1 699	0	1 699
Colorado	Colombie-Britannique	11	0	11
Montana	Alberta	0	3	(3)
	Colombie-Britannique	70	0	70
Oregon	Alberta	2	27	(25)
	Colombie-Britannique	178	0	178
Autres ^(f)	Alberta/Colombie-Britannique	164	1	163
Washington	Alberta	119	145	(26)
	Colombie-Britannique	7 814	5 245	2 569
Total Ouest		10 057	5 421	4 636
TOTAL		48 515	12 684	(35 830)

Notes :

- a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
- b) Achats du Canada.
- c) Ventes au Canada.
- d) Transactions avec le New England Power Pool - les quantités destinées à chaque État ne peuvent être déterminées.
- e) Comprend Iowa, Kansas, Maryland, Missouri, Montana (Manitoba et Saskatchewan) et Nebraska.
- f) Comprend Alaska, Arizona, Idaho et New Mexico.

TABLE DE CONVERSION AU SYSTÈME MÉTRIQUE

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. 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



Canada