



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Motifs de décision

Enbridge Pipelines Inc.

OH-1-2000

Mai 2001

Installations

Motifs de décision

relativement à

Enbridge Pipelines Inc.

Programme d'agrandissement Terrace
- Phase II

OH-1-2000

Mai 2001

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

N° de cat. NE22-1/2001-3F
ISBN 0-662-85783-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : orders@neb.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

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

Cat. No. NE22-1/2001-3E
ISBN 0-662-30423-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations	iii
Exposé et comparutions	v
1. Introduction	1
2. Installations	3
2.1 Exploitation actuelle et proposée	3
2.2 Installations visées par la demande	3
2.3 Intégrité	6
2.3.1 Canalisation 4 - Capacité d'inspection interne	6
2.3.2 Canalisation 2 - Écoulement laminaire et tronçons inactifs	6
2.4 Conception et sécurité sur le plan de la construction	7
3. Questions environnementales, foncières et socio-économiques	8
3.1 Questions environnementales	8
3.2 Questions foncières	8
3.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations	8
3.2.2 Besoins en terrains et acquisition de terres	10
3.2.3 Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour le tronçon de doublement 1	10
3.3 Questions socio-économiques	12
3.3.1 Questions intéressant les Autochtones	12
4. Approvisionnement et marchés	17
4.1 Approvisionnement	17
4.2 Marchés	18
4.3 Pétrole brut de l'Ouest canadien mis à la disposition d'Enbridge	19
4.4 Débit	19
5. Questions financières et faisabilité économique	21
5.1 Questions financières	21
5.2 Faisabilité économique	22
7. Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour les installations des stations	23
6.1 Articles 52 et 58 de la Loi	23
6.2 Arguments d'Enbridge	24
6.3 Exemption des dispositions de la Loi concernant l'autorisation de mise en service ...	27
8. Dispositif	28

Liste des tableaux

2-1	Installations visées par la demande	5
2-2	Coût en capital estimatif des installations visées par la demande	6
3-1	Emplacement des tronçons actuels et proposés	9
4-1	Prévision de l’approvisionnement, de la demande et du débit pour le pétrole brut lourd de l’Ouest canadien	18

Liste des figures

2-1	Carte du réseau d’Enbridge - Terrace phase II	4
-----	---	---

Liste des annexes

I	Liste des questions	29
II	Configuration du réseau pipelinier	30
III	Conditions proposées par le groupe de travail	31
IV	Conditions du certificat et de l’ordonnance d’exemption	33

Abréviations

AR	autorité responsable en vertu de la LCÉE
ARAP	Administration du rétablissement agricole des Prairies
ARC	Aboriginal Resource Consortium
b/j	barils par jour
BK	borne kilométrique
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
CTB	Conseil tribal Battlefords
d.e.	diamètre extérieur
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
FSIN	Federation of Saskatchewan Indian Nations
GGC	gouverneur général en conseil ou gouverneure générale en conseil
GH-4-98	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., Motifs de décision en date de janvier 1999
groupe de travail	groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6
HP	horsepower
km	kilomètre
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
m ³ /j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
Office	Office national de l'énergie
OH-1-98	Pipeline Interprovincial Inc., Motifs de décision en date de juin 1998
PADD	Petroleum Administration for Defense Districts, établis aux États-Unis

PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
PPLR	plans, profils et livres de renvoi
Terrace phase II	Programme d'agrandissement Terrace d'Enbridge - Phase II
WTI	West Texas Intermediate

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande datée du 15 novembre 2000 qu'Enbridge Pipelines Inc. a présentée en vue d'obtenir un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi et des ordonnances connexes aux termes de l'article 58 de la Loi, afin de construire les installations faisant partie de la phase II de son programme d'agrandissement Terrace;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience OH-1-2000.

DEMANDE ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 19 et 20 mars 2001.

DEVANT :

J.A. Snider	Membre présidant l'audience
J.S. Bulger	Membre
E. Quarshie	Membre

COMPARUTIONS :

M.L. Henderson Enbridge Pipelines Inc.

O. DeVries Association canadienne des producteurs pétroliers

S. Castonguay BP Canada Energy Company

L. Keough Express Pipeline Limited

D. Armstrong Compagnie pétrolière impériale Ltée

G. Baerg Tidal Energy Marketing Inc.

M. Boyle Trans Mountain Pipe Line Company Limited

M. Ozirny Groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6

P. Enderwick Avocat de l'Office

Chapitre 1

Introduction

Le 15 novembre 2000, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (Office), aux termes des articles 52 et 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi), en vue de la construction des installations faisant partie de la phase II de son programme d'agrandissement Terrace (Terrace phase II). Plus précisément, Enbridge a sollicité :

- un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la Loi;
- une ordonnance d'exemption aux termes de l'article 58 de la Loi, afin de soustraire les pompes et installations connexes, ainsi que la tuyauterie des stations de pompage, à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi;
- une ordonnance d'exemption aux termes de l'article 58 de la Loi, afin de soustraire le premier tronçon de doublement du projet Terrace phase II (c.-à-d. le tronçon de canalisation compris entre les bornes kilométriques (BK) 175.9 et 209.0) à l'application des paragraphes 31*c*) et *d*) et de l'article 33 de la Loi.

Le projet Terrace phase II consiste à construire trois tronçons de doublement, soit environ 123 km (76 milles) de canalisations de 914 mm (36 po) de diamètre extérieur (d.e.), entre Hardisty, en Alberta, et Kerrobert, en Saskatchewan, ainsi qu'à apporter divers ajouts et modifications dans les stations de pompage en place. Les installations seraient construites dans les limites des propriétés des stations de pompage actuelles d'Enbridge et sur de nouveaux terrains adjacents à l'emprise établie.

Le projet Terrace phase II représente la deuxième étape du programme d'agrandissement Terrace d'Enbridge, un programme réalisé en plusieurs phases qu'Enbridge et l'industrie ont conçu en 1997, à la suite de consultations exhaustives sur la meilleure façon d'agrandir le réseau d'Enbridge afin de répondre à des besoins de capacité croissants. Cette consultation a débouché sur la signature, en 1998, de l'Entente sur les droits liés au programme Terrace, conclue entre Enbridge et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). Conformément à cette entente, la CAPP a demandé à Enbridge, le 25 octobre 2000, de mettre en branle la phase II du programme Terrace. L'Office a approuvé les installations faisant partie de la phase I de Terrace dans les Motifs de décision OH-1-98¹.

On évalue à 140 millions de dollars le coût du projet Terrace phase II. Le projet permettrait d'accroître la capacité du réseau actuel d'Enbridge de 6 900 mètres cubes par jour (m³/j) (43 400 barils par jour (b/j)), et de remédier ainsi à l'insuffisance de capacité prévue sur le réseau à compter de 2002, en ce qui concerne le transport de pétrole brut lourd. Enbridge proposait de construire les installations de Terrace phase II au cours de l'été et de l'automne 2001 afin de les mettre en service au dernier trimestre de 2001, comme le demandent ses clients.

¹ Pipeline Interprovincial Inc., OH-1-98, Motifs de décision en date de juin 1998.

L'Office a décidé d'examiner la demande dans le cadre d'une audience publique orale et a rendu l'ordonnance d'audience OH-1-2000, le 13 décembre 2000, qui énonce les instructions relatives au déroulement de l'instance. L'annexe I contient la liste des questions examinées au cours de l'audience. Cette dernière s'est tenue à Calgary, en Alberta, les 19 et 20 mars 2001.

À titre d'autorité responsable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a préparé un rapport d'examen environnemental préalable à l'égard du projet Terrace phase II, conformément aux exigences de la LCÉE et de sa propre démarche de réglementation.

Chapitre 2

Installations

2.1 Exploitation actuelle et proposée

La phase I de Terrace comportait la construction de 619 km (385 milles) de canalisations en 15 tronçons de doublement, afin de former un cinquième oléoduc (la canalisation 4) entre Kerrobert (Saskatchewan) et la frontière canado-américaine, au sud de Gretna (Manitoba). Lors de sa mise en service en 1999, la phase I de Terrace a permis d'adopter une configuration en mode continu entre Kerrobert et la frontière canado-américaine, plutôt que la configuration en doublement qui existait auparavant¹. En amont de Kerrobert, le réseau a continué d'être exploité en doublement.

Comme le montre la figure 2-1, Terrace phase II prolongerait la canalisation 4 à partir d'un point en amont de Kerrobert jusqu'à Hardisty (Alberta), par l'ajout de trois nouveaux tronçons de canalisation de 914 mm (36 po) de d.e. qui seraient reliés aux tronçons établis de 1 219 mm (48 po) de d.e. utilisés actuellement pour l'exploitation de la canalisation 3. Avec la prolongation de la canalisation 4, le réseau d'Enbridge fonctionnerait en mode continu entre Hardisty et la frontière canado-américaine, et en mode doublement entre Edmonton et Hardisty. Aucun changement n'est proposé à l'égard des canalisations 1 et 13. L'annexe II illustre le mode d'exploitation proposé du réseau à la suite de Terrace phase II.

Une fois le projet Terrace phase II terminé, la capacité annuelle de la canalisation 2 serait augmentée à raison de 2 000 m³/j (12 600 b/j), et celle de la canalisation 4 à raison de 4 900 m³/j (30 800 b/j).

2.2 Installations visées par la demande

Voici un résumé des ajouts et des modifications proposés aux installations (se reporter au tableau 2-1 pour plus de précisions) :

- Canalisation 2 - modifications aux pompes et à la tuyauterie des stations de pompage et remplacement de moteurs;
- Canalisation 3 - mise en place d'une nouvelle station de pompage (trois nouvelles pompes et bâtiments nécessaires), installation de deux gares de piston racleur et enlèvement de deux pompes et des tuyaux connexes;
- Canalisation 4 - construction de trois tronçons de doublement de 914 mm de d.e., soit environ 123 km (76 milles) de canalisations au total, mise en place d'une nouvelle station de pompage (ajout de trois nouvelles pompes et bâtiments nécessaires), ajout de trois gares de piston racleur et des installations de raccordement, ajout de tuyaux de livraison et d'injection, et modifications à la tuyauterie des stations.

¹ Dans une configuration en doublement, le produit circulant dans une canalisation particulière passe à une canalisation de diamètre supérieur en amont de chaque station de pompage. Du côté refoulement de chaque station de pompage, le produit retourne dans une canalisation du diamètre d'origine.

Figure 2-1
 Carte du réseau d'Enbridge - Terrace phase II

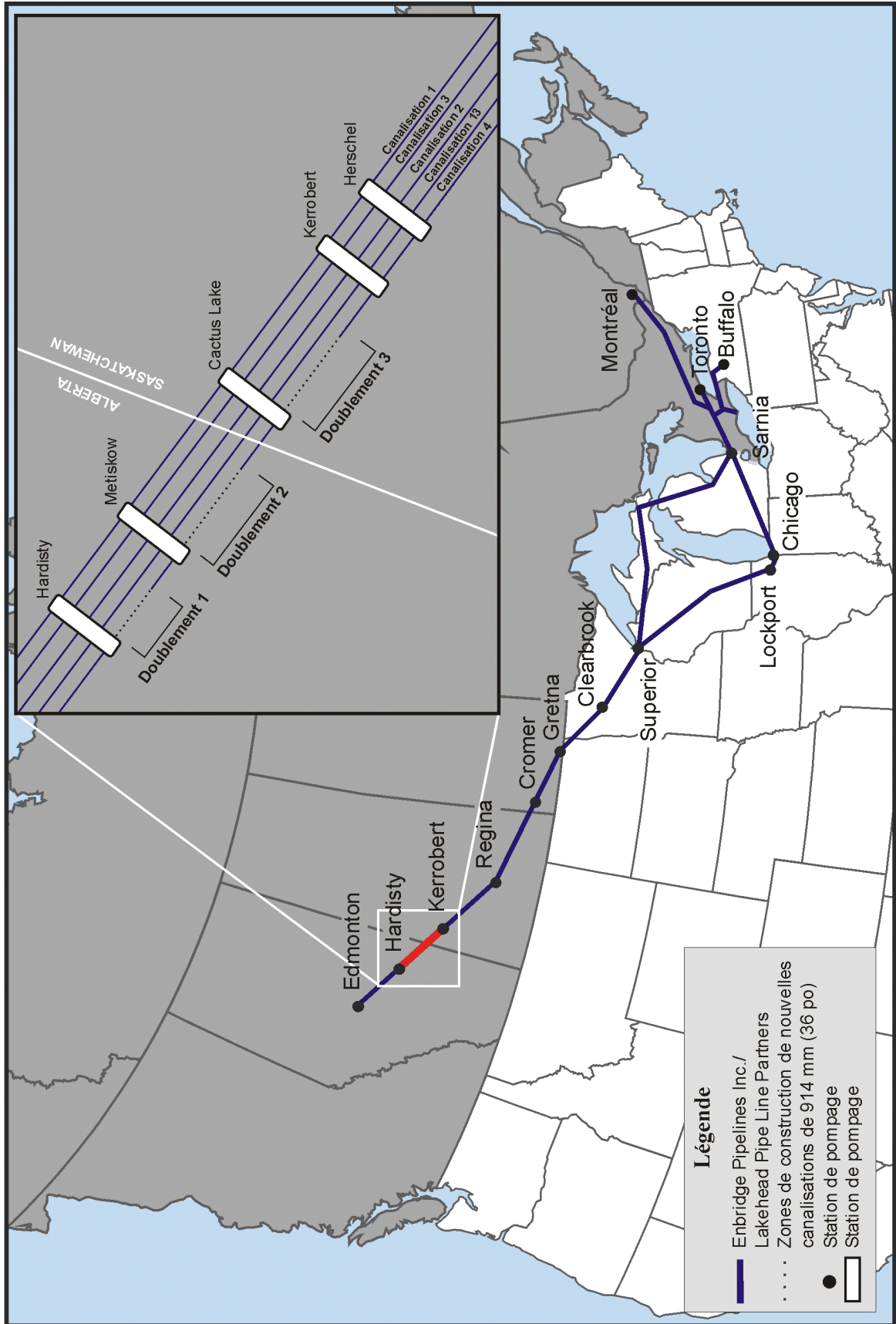


Tableau 2-1
Installations visées par la demande

	Installations	Endroit			
		Hardisty	Metiskow	Cactus Lake	Kerrobert
Canalisation 4	Doublement 1 : 33,1 km de canalisations et installations de raccordement	X			
	Doublement 2 : 45,1 km de canalisations et installations de raccordement		X		
	Doublement 3 : 44,8 km de canalisations et installations de raccordement			X	
	Trois gares de piston racleur et tuyaux de connexion	X	X	X	
	Nouvelle station de pompage : 3 nouvelles pompes (15 000 HP)		X		
	Nouveaux bâtiments abritant des pompes et l'appareillage de commutation électrique		X		
	Modifications à la tuyauterie des stations	X		X	
Tuyaux de livraison et d'injection	X				
Canalisation 3	Nouvelle station de pompage : 3 nouvelles pompes (9 000 HP)	X			
	Nouveaux bâtiments abritant des pompes et l'appareillage de commutation électrique	X			
	Deux gares de piston racleur et tuyaux de connexion	X			
	Enlèvement de deux pompes (7 500 HP) et des tuyaux connexes		X		
Canalisation 2	Modifications de pompes et remplacement de moteurs	X	X	X	
	Modifications à la tuyauterie des stations				X
	Enlèvement des conduites de croisement et de la tuyauterie connexe	X	X	X	X
	Enlèvement de trois gares de piston racleur aux BK 209.0, BK 274.9 et BK 335.0				

Enbridge a aussi indiqué qu'à la suite de la reconfiguration du réseau réalisée au cours de Terrace phase II, certaines installations de croisement ne seraient plus nécessaires et seraient donc supprimées. Ces installations comprennent notamment les conduites de croisement entre les canalisations 2, 3 et 4 et la tuyauterie connexe dans les stations de Hardisty, Metiskow, Cactus Lake et Kerrobert.

Enbridge proposait de construire les installations de Terrace phase II au cours de l'été et de l'automne 2001 afin de pouvoir les mettre en service au dernier trimestre de 2001, comme le demandent ses clients. Le coût en capital du projet est évalué à 140 millions de dollars (voir le tableau 2-2).

Tableau 2-2
Coût en capital estimatif des installations visées par la demande

Catégorie	Coût total (en milliers \$)
Matériaux (conduites et stations de pompage)	57 200
Mise en place	59 200
Droits fonciers	1 200
Ingénierie	5 500
Fonds pour éventualités	7 500
Frais généraux et administration	4 400
PFUDC	5 000
Total	140 000

2.3 Intégrité

2.3.1 Canalisation 4 - Capacité d'inspection interne

Enbridge a affirmé que la canalisation 4, qui est constituée de tronçons de conduites de 914 mm et de 1 219 mm de d.e., se prêterait à une inspection interne complète. La compagnie a indiqué qu'elle avait collaboré avec les fournisseurs d'outils d'inspection interne au développement d'instruments permettant d'inspecter en un même passage des tronçons de conduites de différents diamètres. Cette technologie a été mise à l'épreuve au cours de passages d'inspection repère dans les installations de la phase I de Terrace, où la conception des conduites est la même.

2.3.2 Canalisation 2 - Écoulement laminaire et tronçons inactifs

Étant donné qu'elle continuerait d'exploiter la canalisation 2 en régime d'écoulement laminaire¹, Enbridge a indiqué son intention de maintenir le programme de gestion de l'intégrité, désigné le programme de surveillance et de prévention de la corrosion interne dans la canalisation 2 (Internal Corrosion Monitoring and Control Program Line 2), qu'elle a mis au point pour les installations de la phase I de Terrace.

L'Office s'est enquis au sujet de l'état opérationnel des tronçons de conduites de 610 mm (24 po) de d.e. qui font actuellement partie de la canalisation 2 entre Hardisty et Kerrobert. Enbridge a indiqué qu'à la

¹ L'exploitation en écoulement laminaire peut influencer sur la formation de corrosion dans un pipeline destiné au transport de pétrole brut. Même si le pétrole brut contient moins de 0,5 % d'eau et de matières solides, ces éléments peuvent s'accumuler dans la canalisation si la vitesse d'écoulement n'est pas suffisante pour les entraîner. En régime d'écoulement laminaire, l'eau et les matières solides se déposent tôt ou tard au fond de la canalisation, où leur accumulation peut favoriser le phénomène de la corrosion.

suite de son projet d'agrandissement pipelinier mené en 1985, la canalisation 2 avait été convertie au transport de pétrole brut léger et certains tronçons de conduites de 864 mm (34 po) de d.e. avaient été affectés à l'exploitation de la canalisation 2. Il s'ensuit que les tronçons adjacents de 610 mm de d.e. ont cessé de servir pour l'exploitation quotidienne de la canalisation 2. Enbridge a indiqué que ces tronçons de conduites de 610 mm de d.e. ne transportent plus le pétrole brut de façon quotidienne depuis 1985. Cependant, les tronçons en question ont toujours fait partie de son programme de gestion de l'intégrité des pipelines. La protection cathodique y a été maintenue et elles ont fait l'objet d'inspections internes en 1974, 1981 et 1991. Enbridge a indiqué qu'en mars 2001, elle prévoyait faire une inspection interne à haute résolution de ses tronçons de conduites de 610 mm de d.e. situés entre Hardisty et Kerrobert.

2.4 Conception et sécurité sur le plan de la construction

Enbridge a affirmé que les installations de Terrace phase II seraient conçues et construites en conformité avec le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et qu'elles satisferaient ou dépasseraient les exigences de la norme Z662-99 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*. En outre, la conception et la construction des installations de Terrace phase II seraient conformes aux normes d'Enbridge et aux manuels qu'elle a déposés antérieurement auprès de l'Office. Enbridge a indiqué qu'elle met à jour certains de ses manuels¹ et qu'elle en déposera la version révisée auprès de l'Office une fois ce travail terminé.

Enbridge a souligné que les installations de Terrace phase II feraient l'objet d'inspections et de vérifications au cours de leur construction, pour garantir le respect des exigences réglementaires ainsi que la conformité avec les normes de construction et cahiers des charges d'Enbridge. Pendant l'audience, Enbridge s'est engagée à déposer auprès de l'Office des documents détaillant les fonctions et les méthodes d'inspection de chacun de ses inspecteurs, y compris les manuels des inspecteurs. De plus, elle a indiqué que le chef de chantier, les chefs des équipes d'ingénierie et le directeur de projet effectueraient des vérifications de conformité sur place en ce qui a trait à la sécurité. Ces vérifications auraient lieu aux deux ou trois semaines environ. Enbridge s'est engagée à déposer auprès de l'Office la liste de contrôle qu'on utiliserait pour mener les vérifications sur le plan de la sécurité.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que la conception et la construction des installations de Terrace phase II obéiraient à toutes les exigences réglementaires et aux normes prescrites.

En ce qui concerne l'intégrité, l'Office juge qu'Enbridge a bien tenu compte des problèmes éventuels d'intégrité liés aux tronçons inactifs de 610 mm de d.e. dans la canalisation 2, ainsi que des risques de corrosion interne associés à l'exploitation de cette canalisation en régime d'écoulement laminaire. L'Office est également convaincu que, grâce à son programme établi de gestion de l'intégrité, Enbridge continuera d'assurer une inspection interne convenable des tronçons de conduites de différents diamètres qui forment la canalisation 4.

¹ Procédures d'exploitation et d'entretien d'Enbridge, livret 3 (onglet 7, Essai sous pression) et livret 4 (Soudure); Cahier des charges concernant la construction du pipeline; Cahier des charges concernant la construction des stations; Manuel de sécurité pour la construction de pipelines au Canada; Manuel de sécurité de l'entrepreneur (construction des stations).

Chapitre 3

Questions environnementales, foncières et socio-économiques

3.1 Questions environnementales

L'Office a examiné les questions environnementales associées au projet Terrace phase II, conformément à la Loi et à la LCÉE. À titre d'autorité responsable (AR), l'Office a mené un examen environnemental préalable à l'égard du projet, suivant le paragraphe 18(1) de la LCÉE. L'Administration du rétablissement agricole des Prairies (ARAP) a également été désignée AR pour les fins du projet. L'Office a assumé le rôle d'AR principale pour les besoins de l'évaluation environnementale. Le rapport d'examen environnemental préalable traite de l'évaluation environnementale, des mesures d'atténuation proposées (le cas échéant) et des conditions dont il convient d'assortir tout certificat délivré à l'égard du projet. On y examine aussi les questions touchant la consultation publique.

Conformément aux instructions sur le déroulement de l'instance OH-1-2000, les parties qui souhaitent recevoir un exemplaire du rapport d'examen environnemental préalable, pour avoir la possibilité de formuler des commentaires, devaient en informer le secrétaire de l'Office avant la fin de la partie orale de l'audience. Une seule partie intéressée, soit Environnement Canada, a demandé un exemplaire du rapport aux fins d'étude. L'Office a diffusé le rapport à Enbridge, à l'ARAP et à Environnement Canada pour recueillir leurs commentaires à son sujet. Les personnes qui souhaitent obtenir un exemplaire du rapport sont priées de s'adresser au bureau des publications de l'Office.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires reçus à son sujet, et a déterminé que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation que propose Enbridge et de celles qui sont exposées dans les conditions ci-jointes (voir l'annexe IV), le projet Terrace phase II n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Cette décision a été rendue en conformité avec l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE, avant que l'Office rende une décision aux termes de la partie III de la Loi à l'égard des installations faisant l'objet de la demande.

3.2 Questions foncières

3.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations

Enbridge a indiqué que le tracé relatif au projet Terrace phase II a été influencé par son désir de maximiser l'efficacité opérationnelle, de réduire le plus possible la somme des nouvelles perturbations des terres et d'éviter les secteurs qui présentent une grande vulnérabilité sur le plan environnemental. Après avoir examiné le cadre environnemental dans lequel se situe le projet, Enbridge a choisi son emprise pipelinrière existante comme le tracé privilégié pour les raisons suivantes :

- le tracé existant est en place depuis une cinquantaine d'années et est bien connu de toutes les parties;
- on dispose généralement d'un espace de travail suffisant le long du tracé;
- on n'a relevé aucune contrainte environnementale ou socio-économique le long de l'emprise existante, qu'il serait impossible d'atténuer ou de compenser efficacement;
- les effets liés à l'élargissement d'un couloir pipelinier existant seraient cumulatifs, tandis qu'un nouveau tracé toucherait de nouvelles terres et augmenterait la somme des perturbations environnementales;
- les activités de surveillance et d'entretien du pipeline peuvent être menées d'une façon plus efficiente lorsque les canalisations sont situées dans une même emprise, plutôt que dans deux emprises qui sont séparées géographiquement.

Il s'agirait de construire trois tronçons de doublement entre Hardisty (Alberta) et Kerrobert (Saskatchewan). Le tableau 3-1 indique l'emplacement des trois doubléments proposés et des tronçons de 1 219 mm de d.e. qui sont déjà en place.

Tableau 3-1
Emplacement des tronçons actuels et proposés

Début - Tronçons proposés de 914 mm de d.e.	Fin - Tronçons proposés de 914 mm de d.e.	Longueur (km)	Début - Tronçons actuels de 1 219 mm de d.e.	Fin - Tronçons actuels de 1 219 mm de d.e.	Longueur (km)
BK 175.9 Doublement 1 (Terminal Hardisty)	BK 209,0	33,1	BK 209,0	BK 229,9	20,9
BK 229.9 Doublement 2 (Station de Metiskow)	BK 275,0	45,1	BK 275,0	BK 290,2	15,2
BK 290.2 Doublement 3 (Station de Cactus Lake)	BK 335,0	44,8	BK 335,0	BK 351,3	16,3

Enbridge a fait valoir que le désir de réduire au minimum la perturbation de nouvelles superficies, ainsi que d'optimiser les activités d'entretien et l'utilisation de l'infrastructure associée aux installations en place (chemins d'accès, lignes d'électricité et sites clôturés) a également influencé le choix de l'emplacement des nouvelles installations (ex. pompes, gares de piston racleur et vannes). En outre, l'emplacement des installations de raccordement était subordonné à celui des installations en place d'Enbridge. Par conséquent, les nouvelles installations seraient toutes situées sur les terrains actuels d'Enbridge et il n'y aurait pas lieu d'acquérir de nouveaux terrains en fief simple pour les construire.

3.2.2 Besoins en terrains et acquisition de terres

L'aménagement d'environ 123 km (76 milles) de canalisations exigerait l'acquisition d'une nouvelle emprise qui serait adjacente au côté sud de l'emprise actuelle d'Enbridge. Cette dernière compte acquérir quelque 116,4 km (72 milles) de terrain de 25 mètres (82 pieds) de largeur et 6,6 km (4 milles) de 20 mètres de largeur (65 pieds) pour y installer les nouvelles emprises permanentes. Elle doit aussi acquérir des espaces de travail temporaires pour les besoins suivants : croisements de chemins, voies ferrées et canalisations importantes d'autres compagnies et franchissements de cours d'eau; décapage du sol en trois étapes; gros travaux de nivellement, au besoin.

Enbridge a indiqué qu'elle a signifié les avis visés au paragraphe 87(1) à tous les propriétaires fonciers et titulaires de servitude dans les cas des terrains requis pour la construction du tronçon de doublement 1 et acquis 61 des 72 parcelles de terrain nécessaires (soit 85 %). Les 72 parcelles appartiennent à 44 propriétaires dont 39 ont signé des accords d'acquisition de terrain au moment de l'audience. Dans le cas des tronçons de doublement 2 et 3, Enbridge a acquis 93 % et 44 % des parcelles nécessaires, respectivement.

3.2.3 Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour le tronçon de doublement 1

Dans sa demande, Enbridge a sollicité une exemption aux termes de l'article 58 de la Loi afin de soustraire la partie du doublement 1 comprise entre les BK 175.9 et 209.0¹ aux exigences des paragraphes 31*c*) et *d*) et de l'article 33 de la Loi. Cette exemption dispenserait Enbridge de l'obligation de déposer les plans, profils et livres de renvoi (PPLR) associés au doublement 1, et donc éviterait que soit enclenché le processus d'audience sur le tracé détaillé prévu aux articles 34 et 35 de la Loi. L'exemption proposée permettrait à Enbridge d'entamer les travaux de construction sur les terrains pour lesquels elle détient une servitude dès que la gouverneure générale en conseil aurait agréé les installations en question et que l'Office aurait délivré une ordonnance d'exemption. Enbridge serait tenue de déposer les PPLR dans le cas des tronçons de doublement 2 et 3, et serait assujettie, le cas échéant, au processus d'audience sur le tracé détaillé.

Enbridge a témoigné qu'elle souhaitait construire les installations liées au projet Terrace phase II en une seule saison de croissance, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement et les propriétaires fonciers. À cette fin, elle commencerait par construire le tronçon de doublement 1, à partir du 15 juillet 2001, puis passerait aux doublements 2 et 3, en se donnant la fin de l'année 2001 comme délai d'achèvement des trois doublements. Enbridge a aussi souligné que cet échéancier lui permettrait de répondre aux attentes de ses clients, qui s'attendent à ce que les installations entrent en service au dernier trimestre de 2001.

Enbridge a fait valoir que si elle n'obtenait pas l'exemption sollicitée à l'égard du tronçon de doublement 1, la construction de la phase II ne serait pas achevée avant le premier trimestre de 2002, ce qui causerait des problèmes aux producteurs de pétrole qui souhaitent utiliser les installations dès la fin de l'année.

¹ Les autres demandes d'exemption qu'Enbridge a présentées aux termes de l'article 58 sont traitées au chapitre 6 des présents Motifs de décision.

Opinion de l'Office

L'Office accepte les raisons qui ont incité Enbridge à situer les installations proposées, ainsi que les espaces de travail temporaires connexes, à l'intérieur ou le long de son emprise existante et dans les limites des propriétés de ses stations actuelles. L'Office juge que le tracé général proposé est acceptable. L'ajout d'installations dans les stations de pompage actuelles n'exigerait pas l'acquisition de nouveaux terrains en fief simple. Selon l'Office, les besoins prévus d'Enbridge en servitudes permanentes et en espaces de travail temporaires sont raisonnables et justifiés.

Pour ce qui est de décider s'il convient d'accorder à Enbridge les exemptions que celle-ci demande, l'Office garde à l'esprit les droits des propriétaires des terrains qu'Enbridge se propose d'acquérir. L'Office est aussi conscient des problèmes d'ordre temporel auxquels Enbridge pourrait faire face à défaut de pouvoir obtenir, par accord avec les propriétaires, tous les droits fonciers nécessaires à l'aménagement des installations proposées.

L'Office a accordé, dans le cadre d'autres instances¹, des ordonnances d'exemption demandées dans des circonstances similaires, mais il a assorti ces dernières de conditions visant à protéger les droits des propriétaires fonciers. Enbridge a souligné qu'elle pourrait accepter une condition exigeant qu'elle prouve à l'Office, avant d'entreprendre les travaux de construction, que tous les droits fonciers voulus ont été obtenus sur toute la longueur du tronçon de doublement 1. Dans l'éventualité où elle ne pourrait pas obtenir tous les droits requis, Enbridge serait tenue de prouver à l'Office que les droits des propriétaires de terrains le long du doublement 1 dont elle n'a pas obtenu les droits fonciers ne seraient pas lésés par la construction d'autres parties de ce doublement.

Au moment de l'audience, Enbridge avait déjà acquis 85 % des parcelles de terrain nécessaires à la construction du doublement 1. Sous ce rapport, l'Office est convaincu que le processus d'acquisition de terrains est fort avancé, et que l'ajout de la condition précitée dans l'ordonnance d'exemption protégerait les droits des propriétaires qui n'ont pas signé d'accords de servitude, tout en donnant à Enbridge la marge de manoeuvre requise pour commencer la construction du tronçon de doublement 1.

Ainsi, au moment de délivrer un certificat à l'égard du projet, l'Office accorderait à Enbridge, relativement au tronçon de doublement 1, une exemption de l'application des paragraphes 31*c*) et *d*) et de l'article 33 de la Loi, sous réserve de la condition formulée à l'annexe IV des présents Motifs de décision.

¹ TransCanada PipeLines Limited, GH-3-98, Motifs de décision en date de novembre 1998; TransCanada PipeLines Limited, GH-2-97, Motifs de décision en date de novembre 1997.

3.3 Questions socio-économiques

Conformément à la Loi, l'Office s'est penché sur les incidences socio-économiques éventuelles, à court et à long terme, du projet Terrace phase II. Les questions socio-économiques telles que le bruit, les richesses patrimoniales et l'usage de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones, sont traitées dans le cadre du rapport d'examen environnemental préalable établi aux termes de la LCÉE. Nous examinons dans le présent document les questions relatives à la consultation continue des Autochtones et aux retombées économiques.

3.3.1 Questions intéressant les Autochtones

Pendant le processus de préavis public, Enbridge a d'abord rencontré les représentants de la Federation of Saskatchewan Indian Nations (FSIN). Au cours de ces entretiens, la FSIN lui a demandé de mener ses consultations de préférence auprès du Conseil tribal Battlefords (CTB), qui représente les Premières nations qui vivent le plus près du tracé, la réserve indienne la plus rapprochée étant à 75 km de l'emprise proposée. Enbridge a accédé à cette requête et a muni le CTB de renseignements concernant la portée du projet, l'évaluation des incidences environnementales et les avantages socio-économiques potentiels associés au projet. Plusieurs rencontres ont eu lieu avec le CTB, et la FSIN a été tenue au fait des discussions. Enbridge a indiqué que le projet avait été bien accueilli et que les Premières nations concernées n'avaient soulevé aucune inquiétude au sujet de la demande ou de l'évaluation des incidences environnementales et socio-économiques. Enbridge a accepté de poursuivre le dialogue et les consultations avec les groupes en question, et c'est ce qu'elle fait.

Deux groupes autochtones ont sollicité et obtenu la qualité d'intervenants : le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6 (groupe de travail) et l'Aboriginal Resource Consortium (ARC). Au moment de demander la qualité d'intervenant, le groupe de travail a précisé que l'intérêt qu'il portait à l'instance englobait les aspects suivants, sans toutefois y être limité : examen des incidences environnementales et protection de l'environnement; examen des incidences sociales; examen des incidences sur les richesses archéologiques; protection des sites d'utilisation traditionnelle et des régions fragiles ou d'importance historique; et perspectives de développement économique, ce qui comprend, sans s'y limiter, les possibilités d'emploi, d'investissement, d'affaires et de formation qui seraient offertes aux membres des nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6. Les représentants du CTB et de la FSIN, M. Graham Wuttunee et le vice-chef Lonechild, respectivement, ont comparu à l'audience OH-1-2000 à titre de témoins. Nous examinons leurs présentations ci-après.

Dans sa demande de droit d'intervention, l'ARC a indiqué que son intérêt pour le projet touchait, de façon générale, les points suivants : le fait que les peuples autochtones ont traditionnellement été désavantagés, sur le plan socio-économique, dans le cadre des projets de construction pipelinère; et les politiques d'Enbridge concernant la participation des Autochtones au projet envisagé. L'ARC n'a pas produit de preuve ni participé à l'audience.

M. Graham Wuttunee

À l'audience, M. Wuttunee a été présenté comme étant le porte-parole désigné des nations visées par le Traité n° 6 et du CTB, un membre de la Première nation de Red Pheasant et l'agent de liaison des

Premières nations entre Enbridge et les Premières nations de la Saskatchewan et de l'Alberta visées par le Traité n° 6. M. Wuttunee a affirmé qu'il donnait son appui au projet et a discuté des engagements qu'Enbridge avait pris envers le CTB au cours de ses négociations avec ce dernier. Ces engagements sont examinés ci-après. M. Wuttunee a demandé que l'Office veille à ce qu'Enbridge honore les engagements pris.

En outre, M. Wuttunee a émis l'opinion que les droits intrinsèques des Premières nations en matière de terres et de ressources n'avaient pas été respectés dans le cadre du présent projet, ni dans d'autres projets similaires de mise en valeur des ressources.

Vice-chef Guy Lonechild

Lors de l'audience, le vice-chef Lonechild a été présenté à titre de second vice-chef de la FSIN et de gestionnaire du portefeuille de ressources naturelles, pétrolières et gazières pour la FSIN. M. Lonechild a indiqué qu'il prenait la parole au nom de la FSIN et des chefs des Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6.

M. Lonechild a affirmé qu'il appuyait le projet principalement à cause des engagements qu'Enbridge avait pris pour garantir la participation des Premières nations au projet et des retombées pour ces dernières. Il a aussi souligné que les Premières nations se devaient de favoriser des partenariats économiques avec l'industrie.

Engagements

À l'audience, Enbridge a produit en preuve une lettre adressée au CTB, datée du 18 mars 2001, qui énonce une série d'engagements pris envers le CTB. Ces engagements avaient été négociés en réponse aux préoccupations que le CTB et la FSIN avaient soulevées et portaient notamment sur la fourniture de contrats, la gestion environnementale, la création de capacités et les possibilités d'emploi que le projet Terrace phase II procurerait aux nations membres du CTB. Les deux témoins des Premières nations se sont dits satisfaits des efforts qu'Enbridge avait faits pour résoudre les préoccupations soulevées et ont indiqué qu'ils appuyaient les engagements qui en avaient découlé. L'avocat du groupe de travail a reconnu que la lettre énonçant les engagements était un résumé fidèle de ce dont il avait été convenu; cependant, il estimait important d'explicitier les modalités détaillées des engagements dans un protocole d'entente négocié.

Conditions

Durant l'audience, l'avocat du groupe de travail a déposé l'ébauche de quatre conditions qu'il souhaitait que l'Office prenne en considération, s'il décidait d'approuver le projet (voir l'annexe III). En gros, ces conditions visaient à obtenir des garanties qu'Enbridge respecterait tout engagement actuel et futur envers le groupe de travail, que la compagnie rendrait compte à l'Office des mesures prises pour satisfaire ces engagements et qu'elle arrêterait une politique concernant les Autochtones.

En plaidoirie finale, l'avocat d'Enbridge s'est opposé à l'inclusion des conditions proposées, sauf pour la deuxième qui exige que la compagnie présente des rapports d'étape à l'Office concernant les emplois et la formation ainsi que les perspectives économiques à l'intention des membres des Premières nations. Ces

rapports seraient soumis chaque mois, jusqu'à la mise en service des installations. En ce qui touche les autres conditions, Enbridge a soutenu que toute condition qui ne répond pas à un but précis compromet la construction et l'exploitation du pipeline proposé. Elle a aussi fait valoir que la nature et l'ampleur des consultations qu'elle avait eues avec le CTB et la FSIN étaient justes et proportionnées à la portée du projet, et que les engagements énoncés dans sa lettre attestent d'un effort plus que raisonnable pour parvenir à une entente avec le CTB et la FSIN.

L'avocat du groupe de travail a souligné que, même si la lettre énonçant les engagements d'Enbridge résume fidèlement ce que cette dernière est disposée à faire, le groupe de travail exige des garanties qui vont plus loin que celles qui sont décrites dans cette lettre, dont un protocole d'entente officiel, signé par la compagnie et le groupe de travail, qui précise les modalités détaillées des engagements. L'avocat du groupe de travail a également fait valoir que l'Office avait imposé des conditions similaires lors de décisions antérieures.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'à l'issue de consultations exhaustives entre Enbridge, le CTB et la FSIN, les parties sont parvenues à une entente sur les sujets de préoccupation que le projet suscitait pour les groupes de Premières nations en question. Des mécanismes pour le maintien du dialogue entre les parties ont été établis sous la forme de l'agent de liaison et de communication des Premières nations et de breffages mensuels sur le projet donnés aux chefs des nations membres du CTB ou à la direction du Conseil tribal. L'Office note également que le CTB et la FSIN ont affirmé qu'ils appuyaient le projet en raison des engagements pris par la compagnie. L'Office est convaincu qu'Enbridge a offert à ces groupes de Premières nations la possibilité de participer au projet, grâce à des initiatives sur le plan de l'emploi, à des activités précises de surveillance environnementale ainsi qu'à la participation des Aînés des Premières nations à l'identification des sites d'utilisation traditionnelle et la détermination des mesures d'atténuation appropriées. En ce qui a trait au partage de recettes de l'exploitation des ressources, l'Office se range de l'avis des deux avocats, à savoir que la présente audience n'est pas une tribune convenable pour la résolution de cette question, qu'il conviendrait plutôt de régler par la voie de négociations entre gouvernements.

En ce qui concerne les conditions proposées, l'article 54 confère toute latitude à l'Office pour assortir un certificat concernant un pipeline des conditions qu'il « estime utiles à l'intérêt public ». L'objet de telles conditions est de préciser les exigences particulières que l'Office impose au titre de la construction et de l'exploitation d'un pipeline. Par exemple, l'Office a déjà assorti des approbations de conditions exigeant que les parties fournissent un complément d'information, effectuent des études ou mènent des programmes afin de surveiller les incidences environnementales. Dans d'autres cas, lorsqu'il jugeait que les consultations préalables à l'approbation d'un pipeline avaient été insuffisantes, l'Office a conclu qu'il était nécessaire ou souhaitable que la compagnie pipelinière engage d'autres consultations avec les parties touchées.

Lorsqu'il évalue l'à-propos d'assortir son approbation d'une condition proposée, l'Office doit évaluer les effets pratiques de la condition, compte tenu des circonstances de la demande. Plus précisément, l'Office doit se soucier de la clarté de la condition proposée, du degré de certitude et du rapport direct de la condition avec le projet en question.

L'imposition de conditions qui ne satisfont pas à un quelconque des critères précités pourrait compromettre un projet qui a été approuvé dans l'intérêt public, en suscitant un débat ou un litige prolongé sur l'interprétation de la condition.

L'avocat du groupe de travail a souligné que l'Office, dans des décisions antérieures, avait imposé des conditions semblables à celles que ses clients demandent dans le cas présent. Cependant, l'Office fait remarquer que, dans les décisions auxquelles ce dernier a fait allusion dans sa plaidoirie finale, les circonstances des cas et la preuve déposée devant l'Office étaient différentes. Par exemple, dans des décisions antérieures, l'Office, compte tenu des faits particuliers dont il était saisi, a imposé des conditions pour obliger une compagnie à déposer des protocoles sous forme écrite ou à engager des négociations, lorsque les consultations avec les peuples autochtones n'avaient pas été menées dans les délais opportuns¹ ou lorsque les Premières nations touchées et la compagnie étaient en désaccord sur des points importants². L'Office a aussi imposé des conditions pour exiger qu'une compagnie suive ses progrès dans l'exécution des engagements qu'elle avait pris envers les Premières nations et les Métis, dans des cas où l'Office jugeait important que ces groupes participent au projet et où des protocoles d'entente n'avaient pas été conclus avec tous les Autochtones touchés le long du tracé du projet³.

Dans le cas présent, il ressort de la preuve que des consultations exhaustives ont eu lieu entre Enbridge, le CTB et la FSIN, lesquelles ont abouti à l'entente résumée dans une lettre d'Enbridge au CTB, datée du 18 mars 2001, qui énonce les engagements pris. Par cette lettre, Enbridge s'engage à favoriser la participation du CTB au projet, à financer des initiatives de renforcement des capacités et à résoudre les préoccupations formulées au sujet des sites d'utilisation traditionnelle qui peuvent se trouver dans le voisinage du projet. Si elles le désirent, les parties peuvent conclure une entente officielle pour détailler les modalités des engagements énoncés dans la lettre, mais l'Office juge que les engagements qui sont directement liés à la construction et à l'exploitation des installations visées par la demande sont clairs et sans équivoque. Selon l'Office, tout différend que pourrait susciter la lettre énonçant les engagements devrait être tranché par le tribunal compétent.

Les conditions 1, 3 et 4 que propose le groupe de travail renferment des éléments supplémentaires sur lesquels les parties auraient à s'entendre préalablement à la construction ou à la mise en service du pipeline. En examinant l'opportunité d'imposer de telles conditions, l'Office doit être conscient de la possibilité que, en dépit d'efforts raisonnables, les parties ne parviennent pas à s'entendre sur ces points particuliers. Par exemple, elles pourraient ne pas s'entendre sur les objectifs précisés dans la condition 1c) proposée ou sur les stratégies à employer pour réaliser ces objectifs, ou encore sur la nature du rapport requis suivant la condition 3 proposée. Le défaut d'un accord entre les parties pourrait obliger l'Office à mener un autre processus afin de résoudre l'impasse, ce

¹ Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et Projet de gazoduc Maritime & Northeast, GH-6-96, Motifs de décision en date de décembre 1997.

² Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd., GH-2-99, Motifs de décision en date d'octobre 1999.

³ Alliance Pipeline Ltd., au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership, GH-3-97, Motifs de décision en date de novembre 1998.

qui causerait de l'incertitude pendant la construction ou l'exploitation des installations liées au projet, bien que celui-ci ait déjà été approuvé dans l'intérêt public.

L'Office doit aussi tenir compte de la mesure où les conditions proposées s'appliquent directement au projet faisant l'objet de la demande. La condition 3 proposée semble avoir une très large portée en ce sens qu'elle ne viserait pas les seuls engagements énoncés dans la lettre du 18 mars 2001 d'Enbridge au CTB. La condition fait allusion à « toutes les obligations et promesses de la compagnie [...] » et ce n'est pas clair si elle renvoie uniquement aux engagements énoncés dans la lettre d'Enbridge, ou si elle est censée englober toutes autres obligations ou promesses d'Enbridge.

La condition 4 proposée exigerait qu'Enbridge élabore une politique générale concernant les Autochtones qui, selon la description de l'avocat du groupe de travail « [...] serait utilisée à des fins et pour des projets futurs susceptibles de toucher les Premières nations de la Saskatchewan et de l'Alberta ». L'Office reconnaît le bien-fondé de développer des politiques générales et des rapports de travail à long terme concernant la participation des peuples autochtones aux projets de construction de pipelines. Cependant, à son avis, l'élaboration d'une telle politique générale déborde le cadre du présent projet.

Pour tous les motifs qui précèdent, l'Office juge qu'il ne serait ni utile ni souhaitable du point de vue de l'intérêt public d'imposer les conditions 1, 3 et 4. Par conséquent, il n'est pas disposé à incorporer ces conditions dans tout certificat qu'il pourrait éventuellement délivrer à l'égard du projet. L'Office reconnaît toutefois qu'il est important que les peuples autochtones participent aux projets de construction pipelinère qui peuvent les toucher, et il encourage les compagnies qu'il réglemente et les groupes autochtones à bâtir de véritables partenariats afin de faciliter cette participation. Ainsi, l'Office souhaite qu'on le tienne au courant de l'avancement des initiatives mentionnées à la condition 2, laquelle sera incorporée dans tout certificat qu'il pourrait délivrer à l'égard du projet. De plus, l'Office enjoint Enbridge de signifier les rapports mentionnés à la condition 2 au groupe de travail et au CTB, en même temps qu'elle les dépose auprès de l'Office.

Chapitre 4

Approvisionnement et marchés

4.1 Approvisionnement

Enbridge a avancé des prévisions selon lesquelles la production de pétrole brut et d'équivalents de l'Ouest canadien passera d'un taux moyen de 316 800 m³/j (1 992 400 b/j), en 1999, à environ 437 000 m³/j (2 748 600 b/j) en 2010. Cette prévision reposait sur un sondage concernant l'offre et la demande de pétrole brut de l'Ouest canadien effectué auprès de l'industrie au cours de l'hiver 1999-2000 et sur des entretiens de suivi menés auprès des producteurs pour faire confirmer la vraisemblance de cette estimation. Au nombre des participants au sondage se trouvaient des producteurs de pétrole brut, des sociétés pipelinères connectées qui alimentent le réseau d'Enbridge et les gouvernements provinciaux des quatre provinces de l'Ouest. On avait demandé aux répondants de fonder leurs projections sur les hypothèses de prix suivantes :

- un prix/baril pour le West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (Oklahoma) qui passait de 21,95 \$US en 2000 à 27 \$US en 2010;
- un différentiel de prix léger/lourd entre le WTI et le pétrole de Bow River, à Chicago (Illinois), qui passait de 4,50 \$US/baril en 2000 à 7 \$US/baril d'ici 2010.

Les résultats du sondage laissaient prévoir une croissance de la production de bitume et de pétrole brut synthétique de l'Ouest canadien, mais cette croissance, d'après Enbridge, sera limitée par la demande du marché. Enbridge a donc rajusté ses prévisions concernant l'offre de ces types de pétrole brut en fonction de la demande projetée sur les marchés connectés. Enbridge a toutefois souligné que, même si sa prévision de l'offre de pétrole brut lourd prenait pour acquis que la production de bitume serait limitée par la demande du marché, il était tout aussi probable que ce soit plutôt la production de brut lourd classique qui soit ainsi limitée. Peu importe le type de pétrole brut lourd qui subirait les contraintes du marché, Enbridge estime que l'approvisionnement global en brut lourd atteindra les niveaux projetés.

D'après les prévisions d'Enbridge, l'offre de pétrole brut léger et d'équivalents progressera de 10 % au cours de la période de prévision, notamment en raison de la hausse de l'approvisionnement en brut synthétique produit par des exploitations minières intégrées. Bien que tout le brut synthétique en provenance des exploitations minières soit classé dans la catégorie « pétrole brut léger et équivalents », Enbridge a souligné que, selon les indications qu'elle a obtenues de l'industrie, une certaine proportion de cette hausse consisterait en du brut synthétique lourd sulfureux ayant une faible viscosité mais une densité élevée. Ce brut synthétique lourd serait transporté sur la canalisation 4, une des conduites qu'Enbridge affecte au transport de brut lourd.

Selon les prévisions d'Enbridge, l'augmentation prévue de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien proviendra en majeure partie de la hausse de la production de pétrole brut lourd classique et de bitume. Ces produits doivent être mélangés à des diluants, en différentes quantités, pour pouvoir être transportés sur le réseau d'Enbridge. Tel que calculé par Enbridge, l'approvisionnement total en brut lourd mélangé

comprenait la production de brut lourd, la production de bitume et les diluants requis pour le transport. Le tableau 4-1 résume les prévisions d'Enbridge concernant l'approvisionnement en pétrole brut lourd.

Tableau 4-1
Prévision de l'approvisionnement, de la demande et
du débit pour le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien
(en milliers de mètres cubes par jour)^a

	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Approvisionnement (brut lourd mélangé)						
Production de brut lourd classique	88,5	107,1	110,7	111,4	112,2	111,8
Production de bitume	44,9	51,5	87,9	94,2	96,1	101,0
Diluants	21,5	28,3	46,5	47,4	49,4	52,3
Volume total disponible	154,9	186,9	245,1	253	257,7	265,1
Demande assumée par d'autres						
Marchés canadiens ^b	18,8	17,2	51,2	51,2	51,2	51,2
Marchés américains	37,9	31,3	35,6	36,4	38,4	40,6
Demande totale assumée par d'autres	56,7	48,5	86,8	87,6	89,6	91,8
Brut lourd mélangé à la disposition d'Enbridge	98,3	138,5	158,4	165,4	168,1	173,3
Débit - transport de brut lourd par les canalisations 2 et 4		132,8	159,5	168,7	171,5	177,6

^a les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondi.

^b comprend les usines de valorisation autonomes.

4.2 Marchés

Le pétrole brut de l'Ouest canadien est livré aux marchés de l'Est et de l'Ouest du Canada, de même qu'aux marchés d'exportation dans les PADD¹ I, II, IV et V et à des marchés d'outre-mer. Enbridge a indiqué qu'en 1999, 16 % des volumes qu'elle a transportés (y compris les liquides de gaz naturel et les produits raffinés) étaient destinés à des marchés de l'Ouest du Canada, 28 % à des marchés de l'Est du Canada et le reste, soit 56 %, à des marchés d'exportation dans les PADD I, II et IV. Le PADD II est le plus gros marché d'exportation pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, et Enbridge y a livré 117 600 m³/j (739 600 b/j) en 1999. Enbridge a souligné que la capacité des raffineries qu'elle approvisionne dans le PADD II se chiffre à environ 430 800 m³/j (2 710 100 b/j) au total.

Pour obtenir sa prévision relative à l'utilisation de pétrole brut lourd, Enbridge a comparé la production de pétrole brut de l'Ouest canadien et la demande des raffineries sur tous les marchés ayant accès au brut de l'Ouest canadien. Pour ce qui est du pétrole brut léger et des équivalents (y compris le brut lourd

¹ PADD signifie « Petroleum Administration for Defense Districts ». Les cinq districts, établis aux États-Unis, correspondent aux régions géographiques suivantes : côte Est (I), Midwest (II), côte du Golfe du Mexique (III), Rocheuses (IV) et côte Ouest (V).

valorisé), elle prévoit une augmentation des volumes utilisés au cours de la période de prévision, qui passeraient de 203 400 m³/j (1 279 300 b/j) en 1999 à 217 100 m³/j (1 365 500 b/j) en 2010. Enbridge s'attend à ce que l'utilisation de pétrole brut lourd et de bitume progresse comme il suit :

- la demande de l'Ouest canadien (provenant surtout d'installations de valorisation) devrait passer de 16 200 m³/j (102 000 b/j) en 1999 à environ 62 000 m³/j (390 000 b/j) en 2005, puis demeurer relativement stable jusqu'en 2010;
- la demande de l'Ontario devrait passer de 12 300 m³/j (77 400 b/j) en 1999 à 20 700 m³/j (130 200 b/j) en 2010;
- la demande à l'exportation devrait passer de 105 500 m³/j (663 600 b/j) en 1999 à 198 700 m³/j (1 249 800 b/j) en 2010. La demande sur les marchés d'exportation sera limitée par la capacité de conversion prévue dans le PADD II.

4.3 Pétrole brut de l'Ouest canadien mis à la disposition d'Enbridge

Enbridge a établi que la production mise à la disposition de son réseau correspondait à la différence entre la production de pétrole brut de l'Ouest canadien et les volumes de pétrole brut de l'Ouest canadien dont elle n'assure pas l'acheminement. Elle a rajusté les volumes de production pour tenir compte du mélange de pétrole brut lourd et de diluants, de l'ajout de diluants recyclés et manufacturés, et de la valorisation de certains mélanges de pétrole lourd pour en faire du pétrole léger synthétique. Les prévisions concernant l'approvisionnement en brut lourd qui serait mis à la disposition d'Enbridge sont résumées dans le tableau 4-1.

4.4 Débit

Enbridge a présenté des prévisions sur le débit des canalisations qu'elle affecte au transport du pétrole brut lourd (canalisations 2 et 4) pour la période de 2002 à 2010. Ces prévisions étaient basées sur l'expectative d'une hausse de la production de brut lourd pendant la période de prévision. Pour déterminer l'utilisation réelle de pétrole brut lourd, Enbridge a pris en compte les éléments suivants :

- les diluants requis pour le transport;
- la valorisation du pétrole brut lourd;
- la production de brut lourd synthétique;
- les différences définitionnelles dans les données transmises sur l'offre et l'utilisation de pétrole brut moyen.

Le tableau 4-1 présente les prévisions d'Enbridge concernant le débit d'acheminement du pétrole brut lourd dans son réseau. Selon ces prévisions, le débit potentiel projeté des canalisations 2 et 4 sera supérieur à leur capacité d'acheminement actuelle (127 100 m³/j ou 799 400 b/j) en 2002, et continuera de croître au cours de la période de prévision.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que la prévision de l'approvisionnement en pétrole brut et équivalents, de la demande des marchés, de l'utilisation et des débits d'acheminement recèle une part d'incertitude. Toutefois, l'Office constate qu'Enbridge a élaboré ses prévisions avec l'apport de l'industrie et des gouvernements provinciaux, et qu'elles n'ont pas été contestées par d'autres parties. Par conséquent, l'Office juge que les prévisions d'Enbridge sont raisonnables.

Compte tenu des prévisions qu'Enbridge a fournies, l'Office estime raisonnables les attentes de la compagnie selon lesquelles le débit de pétrole brut lourd dépassera la capacité d'acheminement actuelle de ses canalisations 2 et 4 en 2002.

Chapitre 5

Questions financières et faisabilité économique

5.1 Questions financières

En 1998, la CAPP et Enbridge ont conclu l'Entente sur les droits liés au programme Terrace pour aider au financement de toutes les phases du programme d'agrandissement Terrace. L'Office a approuvé la version définitive de l'Entente le 17 décembre 1998. Comme le prévoyait l'Entente, la CAPP a déclenché la deuxième phase du programme d'agrandissement Terrace en adressant une demande à cette fin à Enbridge, le 25 octobre 2000.

Aux termes de l'Entente, un supplément de droit équivalant à 31,5 cents/m³ (5 cents/baril) pour le pétrole brut léger transporté d'Edmonton (Alberta) à Griffith (Indiana) est perçu en sus des droits de base; ce supplément est ajusté en fonction de la distance parcourue et des crédits ou majorations applicables au produit. De ce supplément, jusqu'à 25,2 cents/m³ (4 cents/baril) s'appliquent au transport sur la partie canadienne du réseau. Ce supplément est perçu depuis la mise en service de la phase I de Terrace, en avril 1999, et il sera maintenu jusqu'à la fin de l'exercice 2013.

Le 15 juin 2000, l'Office a approuvé un nouveau règlement incitatif sur les droits à l'intention d'Enbridge. Suivant ce règlement, les droits de base sont déterminés pour chaque année en fonction de la capacité et des coûts avant la mise en oeuvre du programme d'agrandissement Terrace. Enbridge est assurée de toucher des droits de base sur la capacité supplémentaire ajoutée par Terrace grâce à un mécanisme de recouvrement des écarts dans les recettes liées au transport. Selon ce mécanisme, les besoins en recettes et les droits de l'année subséquente sont majorés afin de recouvrer les droits de base associés à tout manque à gagner par rapport au débit que le réseau peut assurer avec le niveau de capacité de Terrace phase II. Enbridge a indiqué que si la capacité additionnelle de 6 900 m³/j (43 400 b/j) n'est pas du tout utilisée après la mise en service des installations de Terrace phase II, les droits de base de l'année suivante pourraient augmenter de jusqu'à 6,3 cents/m³ (1 cent/baril) de pétrole brut léger, du fait de l'écart correspondant dans les recettes liées au transport.

Enbridge a déclaré qu'elle a l'intention de financer le coût du projet Terrace phase II, qui s'élève à 140 millions de dollars, de diverses manières : dette à long terme et à court terme, fonds autogénérés ou émission de nouvelles actions, selon le cas.

Au cours de l'instance, aucune des parties n'a fait état de préoccupations au sujet du mode de financement ou des droits.

Opinion de l'Office

L'Office a approuvé l'Entente sur les droits liés au programme Terrace et le Règlement incitatif sur les droits dans le cadre d'instances distinctes. Il est convaincu qu'Enbridge bénéficie d'un appui suffisant de la part des expéditeurs et qu'elle dispose des ressources nécessaires pour financer l'agrandissement Terrace phase II.

5.2 Faisabilité économique

Dans sa demande, Enbridge a évalué l'impact économique de Terrace phase II en calculant l'augmentation projetée de liquidités que l'acheminement au marché de volumes additionnels de pétrole brut, grâce à son réseau, procurerait à l'industrie. Elle a comparé les livraisons de pétrole brut via son réseau actuel et les livraisons que celui-ci permettrait d'effectuer si les installations de Terrace phase II étaient construites. Enbridge s'est également penchée sur les frais de transport et les rentrées nettes que l'on retirerait à Edmonton de chacun des marchés qui recevrait du pétrole brut de l'Ouest canadien pendant la période de 2002 à 2010. Enbridge a présenté des rentrées nettes typiques obtenues à Edmonton en 1999 pour chaque marché alimenté en pétrole brut de l'Ouest canadien, et il ressort de ces données que c'est son réseau qui procure généralement les rentrées nettes les plus élevées aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien, surtout grâce à la liaison avec le marché du PADD II.

Enbridge a quantifié les avantages sur le plan des recettes nettes comme étant la valeur actualisée nette de l'écart entre les recettes que l'industrie toucherait avec les installations de Terrace phase II et les recettes qu'elle toucherait en l'absence de celles-ci. Selon les calculs d'Enbridge, après la mise en service des installations de Terrace phase II, les recettes procurées à l'industrie au cours de la période de 2002 à 2010 pourraient augmenter d'environ 3,3 milliards de dollars (valeur actualisée nette en 2002) par rapport à ce qu'elles seraient en l'absence de l'agrandissement des installations.

Opinion de l'Office

L'Office évalue la faisabilité économique de nouvelles installations pipelinières en déterminant la probabilité que ces installations seront exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et la probabilité que les droits connexes seront acquittés. Dans le cas du projet Terrace phase II, l'Office a évalué l'approvisionnement en pétrole et les marchés, les droits à payer et le mode de financement du projet. L'Office juge la preuve satisfaisante, y compris le calcul des avantages sur le plan des recettes nettes pour l'industrie avec les installations de Terrace phase II. Selon l'avis de l'Office, les installations sont susceptibles d'être exploitées à un niveau raisonnable durant leur vie économique.

Chapitre 6

Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour les installations des stations

Enbridge sollicite un certificat aux termes de l'article 52 de la Loi pour la construction des tronçons de doublement 1, 2 et 3, ainsi qu'une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi visant à soustraire toutes les pompes et installations connexes, y compris la tuyauterie des stations, de Terrace phase II (installations des stations) à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi¹. Suivant l'article 30, toute compagnie doit détenir un certificat et obtenir une autorisation de mise en service avant d'exploiter un pipeline. L'article 31 exige que la compagnie ait obtenu un certificat et qu'elle se soit conformée à toutes les conditions dont celui-ci est assorti avant de commencer la construction d'un pipeline. Cet article exige également le dépôt et l'approbation des plans, profils et livres de renvoi (PPLR) pertinents. Suivant l'article 47, une compagnie doit obtenir l'autorisation de l'Office avant de mettre son pipeline en service. Enbridge sollicite des exemptions à l'égard des dispositions précitées dans le but premier d'éviter d'avoir à obtenir un certificat pour construire et exploiter les installations des stations. Cela lui permettrait de commencer à construire les installations des stations sans attendre que la gouverneure générale en conseil (GGC) agrée le projet.

6.1 Articles 52 et 58 de la Loi

L'article 52 est une disposition générale concernant l'approbation de toute installation pipelinière aux termes de la Loi. Il s'énonce comme suit :

52. Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et [. . .]

Il convient de souligner que la délivrance d'un certificat est assujettie à l'agrément de la GGC. Lorsqu'un certificat est délivré aux termes de l'article 52, il en découle plusieurs autres exigences en vertu de la Loi, telles que le dépôt des PPLR et l'assujettissement au processus de l'audience sur le tracé détaillé.

L'article 58 prévoit des exemptions aux dispositions générales contenues à l'article 52; il se lit comme suit :

58. (1) L'Office peut, par ordonnance, soustraire totalement ou partiellement à l'application des articles 29 à 33 et 47 :
- a) les pipelines ou embranchements ou extensions de ceux-ci, ne dépassant pas quarante kilomètres de long;

¹ Comme c'est exposé à la partie 3.2.3 des présents Motifs de décision, Enbridge a aussi fait une demande d'exemption aux termes de l'article 58 à l'égard du tronçon de doublement 1, mais cette demande ne visait pas les articles 30 et 47.

- b) les citernes, réservoirs, installations de stockage et de chargement, pompes, rampes de chargement, compresseurs, systèmes de communication entre stations par téléphone, télégraphe ou radio, ainsi que les ouvrages ou autres biens immeubles ou meubles connexes qu'il estime indiqués.

Ces dispositions autorisent l'Office à accorder des exemptions à l'égard de certaines installations. Si une exemption des exigences de l'article 30 est accordée, l'installation est approuvée sans qu'il soit nécessaire d'obtenir un certificat et l'agrément de la GGC.

6.2 Arguments d'Enbridge

Enbridge a fait valoir qu'en raison de la complexité des travaux à exécuter (c.-à-d. localisation des installations existantes, travaux mécaniques, électriques et de génie civil, activités entourant la mise en service), il faudrait de six à sept mois pour mener à bien la construction et la mise en place des installations des stations. Enbridge a témoigné que, faute d'obtenir l'exemption demandée à l'égard de ces installations, elle ne serait pas en mesure de terminer l'ensemble du projet pour le dernier trimestre de 2001, ce qui occasionnerait des problèmes aux producteurs de pétrole qui veulent utiliser l'oléoduc pour acheminer leurs produits. Enbridge a aussi souligné que la décision de ne pas accorder les exemptions demandées aux termes de l'article 58 aurait des conséquences en amont.

Enbridge a indiqué que pour être en mesure de terminer l'ensemble du projet Terrace phase II à temps, elle doit commencer à construire les installations des stations au plus tard le 15 mai 2001. En réponse à des questions de l'Office, Enbridge a indiqué que les installations des stations et les conduites de doublement projetées ne sont pas des installations autonomes, car les unes ne seraient pas utilisables sans les autres.

Enbridge a souligné qu'il s'écoulerait environ un mois entre l'approbation des installations des stations aux termes de l'article 58 et l'approbation des autres installations aux termes de l'article 52 et que, par conséquent, il y avait très peu de risques, à son avis, que les installations des stations se fassent construire en vertu de l'article 58, mais que le certificat ne soit pas accordé aux termes de l'article 52. Enbridge a fait valoir qu'elle supporterait le risque financier de devoir payer les coûts engagés à l'égard des installations des stations, dans l'éventualité où le certificat ne serait pas accordé pour les autres installations.

Opinion de l'Office

Au moment d'examiner ce volet particulier de la demande d'Enbridge, il faut s'interroger sur l'intention qu'avait le législateur lorsqu'il a inclus les articles 52 et 58 dans la Loi. À l'époque où la loi habilitante de l'Office a été promulguée, il est clair que le législateur jugeait que des installations pipelinières, en général, exigeaient non seulement un examen minutieux de tous les facteurs pertinents et l'approbation de l'Office, mais aussi l'agrément du GGC. En l'absence de l'article 58, la construction ou la modification de toute installation pipelinière serait assujettie à une audience publique et à la délivrance d'un certificat, elle-même assujettie à l'agrément du GGC, ainsi qu'à d'autres exigences sur le plan des procédures. Le législateur a dû voir qu'une évaluation aussi rigoureuse n'était pas toujours nécessaire et il a donc conféré à l'Office, dans certains cas, le pouvoir discrétionnaire de soustraire des compagnies à certaines ou à l'ensemble de ces exigences, y compris l'obtention de l'agrément du GGC. Comme pour toute décision que

rendrait un tribunal administratif, le pouvoir discrétionnaire ainsi accordé doit être exercé à la lumière de la preuve produite et, dans le cas d'une exemption comme celle qui est demandée en l'espèce, en sachant qu'une exemption ne saurait être accordée à la légère. Il faut être en présence d'une preuve claire et contraignante pour soustraire le demandeur à une exigence quelconque de la Loi et, en particulier, à la nécessité d'obtenir l'agrément du GGC.

Dans l'exercice de ce pouvoir discrétionnaire, l'Office a souvent fait droit à des demandes d'ordonnance aux termes de l'article 58 pour soustraire des compagnies à l'exigence d'obtenir un certificat pour des projets distincts consistant à apporter des ajouts ou des modifications à des installations pipelinères en place ou à construire de nouvelles canalisations d'au plus 40 km de longueur. Suivant l'article 58, les demandes visant des projets de caractère courant ou de faible envergure peuvent, s'il y a lieu, être approuvées par l'Office sans l'agrément du GGC. Dans certains cas, l'Office a accueilli des demandes d'exemption aux termes de l'article 58 faites à l'égard de composantes de projets plus vastes soumis au processus d'audience publique¹. Ces approbations ont été accordées au cas par cas, après un examen attentif de la preuve produite devant l'Office.

En l'espèce, l'Office est saisi d'une demande portant sur un seul projet intégré qui consiste à construire trois tronçons de doublement et à apporter des modifications et des ajouts à des stations de pompage en place. Aucune de ces installations ne peut être utilisée ou exploitée indépendamment des autres composantes du projet. Pour accéder à la demande d'Enbridge, il faudrait que l'Office divise ce qui est un seul et même projet intégré en deux parties distinctes, de sorte que les installations des stations soient approuvées plus tôt par l'Office et les tronçons de doublement plus tard, par la GGC. De cette façon, Enbridge pourrait commencer à construire les installations des stations avant que les tronçons de doublement ne soient approuvés.

L'Office a évalué les arguments qu'Enbridge a avancés à l'appui de sa demande d'exemption. Il arrive souvent que des demandeurs, face à des contraintes de temps, sollicitent un examen expéditif de leur projet. En plaidoirie, l'avocat d'Enbridge a souligné que l'écart de temps, entre le moment où l'Office rendrait une décision aux termes de l'article 58 et la décision de la GGC, serait vraisemblablement un mois. L'avocat a souligné qu'étant donné l'écart temporel très étroit entre les deux décisions potentielles, l'Office devrait utiliser son pouvoir discrétionnaire aux termes de l'article 58 pour accorder l'exemption demandée à l'égard des installations des stations. L'Office ne trouve pas cet argument très convaincant. Tout au contraire, il lui semble que la brièveté de la période, en l'absence d'une preuve évidente que le projet en subirait un préjudice grave, militerait fortement contre le fait de soustraire ces installations à l'exigence d'un certificat.

En outre, l'Office ne se laisse pas persuader par l'assertion d'Enbridge selon laquelle elle assurerait tout risque financier associé aux travaux de construction déjà entamés sur les stations, dans l'éventualité où la GGC ne donnerait pas son agrément au projet. Selon l'avis de l'Office, le fait qu'un tel risque existe est en soi un argument contre la division du projet, même s'il serait négligeable, comme le laisse entendre Enbridge.

¹ TransCanada PipeLines Limited, GH-5-89, Motifs de décision en date de novembre 1990; Pipeline Interprovincial Inc., OH-1-98, Motifs de décision en date de juin 1998.

Enbridge a invoqué la décision rendue par l'Office à l'instance OH-1-98, suivant laquelle il a accordé des exemptions semblables à celles qui sont sollicitées en l'espèce. Les tribunaux administratifs ne sont pas liés par leurs décisions antérieures, mais l'Office estime qu'un tribunal devrait tenir compte de ses décisions passées par souci d'uniformité. Il convient d'examiner la preuve sur laquelle ces décisions antérieures s'appuyaient et leurs fondements lorsque des circonstances similaires se présentent dans des instances subséquentes. L'Office constate que, dans les motifs de décision OH-1-98, on ne précise pas la preuve sur laquelle l'Office s'est appuyé pour accorder l'exemption, ni les fondements de la décision. Par conséquent, il n'y a rien dans les motifs de décision OH-1-98, autre que la décision elle-même, qui puisse guider le comité d'audience dans la prise de cette décision.

Cependant, au cours de l'instance GH-4-98¹, qui était ultérieure à l'instance OH-1-98, l'Office a traité directement de la question de séparer des éléments d'un projet afin d'obtenir une exemption aux termes de l'article 58 pour les soustraire à l'exigence d'un certificat. Dans une motion préliminaire, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) avait demandé que l'Office accorde une exemption aux termes de l'article 58 pour soustraire à l'application de l'article 30, entre autres, un tronçon de 5 km de canalisation faisant partie du latéral Point Tupper projeté. Dans l'exposé de ses motifs de rejet de la motion, l'Office a souligné qu'il n'était pas loisible à une entreprise de diviser son projet en éléments multiples de manière à soustraire un pipeline de plus de 40 km de longueur à l'exigence d'obtenir un certificat qui en autorise la construction et l'exploitation. En rendant cette décision, l'Office avait invoqué le jugement de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Alberta (procureur général) c. Westcoast Energy Inc.*² (Pesh Creek).

Enbridge a argué que les faits motivant la décision GH-4-98 étaient tout à fait différents des circonstances de l'espèce, étant donné que la demande actuelle porte sur des installations distinctes de pompage, et autres installations connexes, situées entièrement sur ses propres terrains, et qu'il ne s'agit pas de faire approuver une exemption pour un tronçon de canalisation indissociable se trouvant au beau milieu d'un pipeline voisin. Enbridge a souligné, du reste, que la décision rendue à l'égard du projet Pesh Creek ne restreignait pas le pouvoir de l'Office d'octroyer une exemption dans le cas présent.

Enbridge a clairement établi dans sa preuve que les installations des stations ne pourraient pas être utilisées sans les tronçons de doublement du pipeline. C'est pourquoi l'Office ne considère pas ces installations comme des éléments distincts du reste du projet. Selon l'avis de l'Office, soustraire les installations des stations à l'exigence d'un certificat dans le cas du seul et même projet intégré que représente Terrace phase II reviendrait à la même chose qu'accorder une telle exemption à l'égard d'un tronçon de conduite faisant partie d'une canalisation voisine.

Peu importe si l'interprétation qu'Enbridge fait de la décision Pesh Creek est juste ou non, l'Office estime que diviser le projet Terrace phase II en plusieurs éléments aux fins de les approuver ne serait pas exercer convenablement le pouvoir discrétionnaire que lui

¹ Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., GH-4-98, Motifs de décision en date de janvier 1999.

² (1997), 208 N.R. 154 (C.A.F.).

confère l'alinéa 58(1)*b*) de la Loi. Par conséquent, l'Office rejette la demande visant à soustraire les installations des stations à l'exigence d'un certificat. Ainsi, pour les fins de la délivrance d'un certificat, tous les éléments du projet Terrace phase II seront considérés comme formant un tout et, si l'Office les approuve, ils seront soumis à l'examen de la GGC comme un seul projet intégré, afin d'obtenir son agrément.

Toutefois, si la GGC agréé le projet Terrace phase II, l'Office estime qu'il serait approprié dans ce cas de soustraire les installations des stations des exigences des paragraphes 31*c*) et *d*) et de l'article 33 de la Loi, étant donné qu'elles seraient construites sur des propriétés d'Enbridge et ne nécessiteraient pas l'obtention de nouveaux terrains.

6.3 Exemption des dispositions de la Loi concernant l'autorisation de mise en service

Enbridge a demandé, aux termes de l'article 58 de la Loi, une exemption des dispositions de l'article 47 exigeant qu'elle obtienne une autorisation pour mettre en service les pompes et installations connexes, y compris la tuyauterie des stations, faisant l'objet de sa demande.

Opinion de l'Office

Pour déterminer s'il y a lieu d'accorder une exemption à l'égard de l'autorisation de mise en service, l'Office tient habituellement compte de critères tels que les suivants : les conséquences d'un rejet des fluides transportés, le bilan de la société sur le plan de la conformité, l'emplacement du pipeline ou de l'installation, et l'utilisation de méthodes de conception ou de construction non classiques.

Étant donné que les pompes et installations connexes et la tuyauterie des stations sont censées être utilisées pour le transport de fluides à faible pression de vapeur et qu'elles seront situées dans les limites des propriétés des stations, l'Office accepterait de soustraire Enbridge aux exigences de l'alinéa 30(1)*b*) et de l'article 47 de la Loi pour ces installations. L'Office est convaincu que les installations en question peuvent être mises en service sans danger aux fins du transport de produits.

Chapitre 7

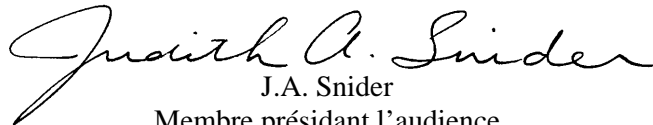
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision relativement à la demande entendue par l'Office au cours de l'instance OH-1-2000. L'Office juge, d'après la preuve produite, que les installations faisant partie du projet Terrace phase II sont d'utilité publique et qu'elles le demeureront à l'avenir.

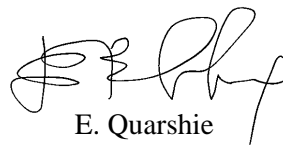
L'Office approuve la demande qu'Enbridge a présentée à l'égard des nouvelles installations pipelinières aux termes de l'article 52 de la Loi et il recommandera à la GGC qu'un certificat soit délivré pour ces installations, sous réserve des conditions énoncées à l'annexe IV.

Après la délivrance d'un certificat, l'Office rendra une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi afin de soustraire le tronçon de canalisation compris entre la BK 175.9 et la BK 209.0 (doublement 1) aux exigences des paragraphes 31*c*) et *d*) et de l'article 33 de la Loi, sous réserve de la condition à inclure dans l'ordonnance d'exemption, énoncée à l'annexe IV.

L'Office rejette, en partie, la demande qu'Enbridge a présentée aux termes de l'article 58 afin de soustraire aux exigences des articles 30, 31 et 47 de la Loi toutes les pompes et installations connexes, ainsi que la tuyauterie des stations, faisant partie du projet Terrace phase II. Suite à la délivrance d'un certificat, l'Office rendra une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi afin de soustraire ces installations à l'application de l'alinéa 30(1)*b*), des paragraphes 31*c*) et *d*), et des articles 33 et 47 de la Loi.


J.A. Snider
Membre présidant l'audience


J.S. Bulger
Membre


E. Quarshie
Membre

Calgary (Alberta)
Mai 2001

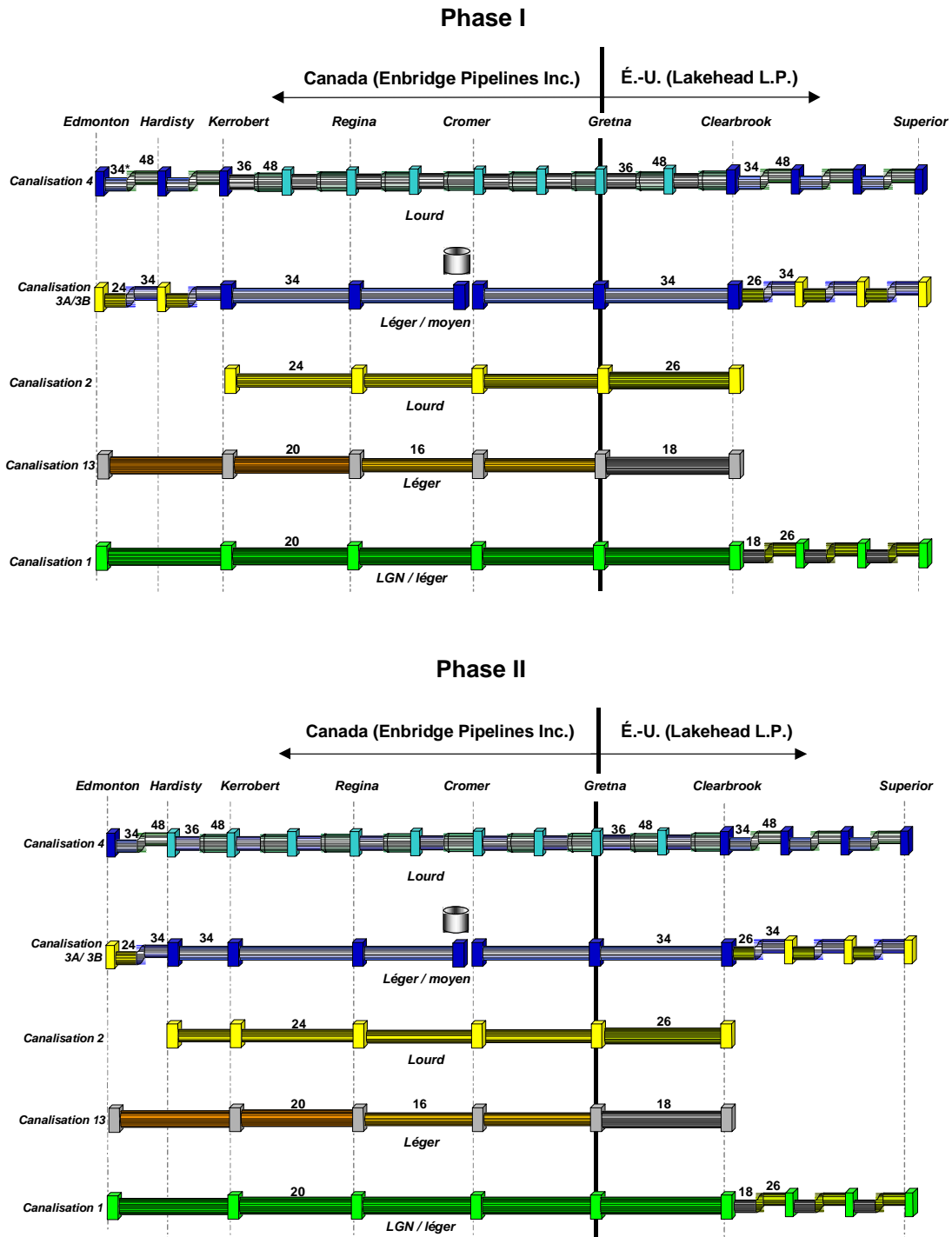
Annexe I

Liste des questions

1. La nécessité des installations projetées.
2. La faisabilité économique des installations projetées.
3. L'à-propos de la méthode proposée de financement du projet.
4. La suffisance de l'approvisionnement et l'existence de marchés adéquats.
5. Le caractère approprié de l'emplacement proposé pour les installations, des besoins en terrains et du processus d'acquisition des droits fonciers.
6. Les éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations projetées. On considérera également les facteurs décrits au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
7. Le caractère approprié de la conception des installations projetées.
8. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée.

Annexe II

Configuration du réseau pipelinier



* Le diamètre de chaque canalisation est exprimé en pouces.

Annexe III

Conditions proposées par le groupe de travail

AVANT LE DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION

1. À moins d'un avis contraire de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction, la compagnie doit déposer ce qui suit auprès de l'Office :
 - a) la confirmation que les sujets de préoccupation concernant les sites d'utilisation traditionnelle ont été cernés de concert avec les collectivités des Premières nations en Saskatchewan qui sont représentées par le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, ce qui comprend, sans y être limité :
 - (i) une liste des sujets de préoccupation dressée par les Premières nations;
 - (ii) les mesures proposées pour atténuer les préoccupations définies selon le point (i);
 - (iii) les commentaires, le cas échéant, des Premières nations concernées au sujet des mesures définies selon le point (ii);
 - b) la confirmation que des consultations au sujet des sites d'utilisation traditionnelle ont eu lieu avec le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, et une description des mesures d'atténuation proposées;
 - c) la confirmation que des perspectives de développement économique pour les Premières nations ainsi que des programmes de formation et d'emploi d'ouvriers à la construction, à l'exploitation et à l'entretien et d'autres possibilités, y compris une stratégie concernant l'atteinte de ces objectifs, ont été définies et confirmées, par écrit, auprès du groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6.

DURANT LA CONSTRUCTION

2. À moins d'un avis contraire de l'Office, la compagnie doit déposer chaque mois auprès de l'Office, sous une forme jugée satisfaisante par ce dernier et jusqu'à la mise en service des installations, des rapports faisant état des emplois et de la formation ainsi que des perspectives économiques à l'intention des membres des Premières nations.

AVANT LA MISE EN SERVICE

3. La compagnie doit présenter à l'Office un rapport établissant, à la satisfaction de ce dernier, que la compagnie s'est acquittée de toutes ses obligations et de tous ses engagements envers le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, ainsi qu'un document par lequel les agents compétents du groupe de travail confirment avoir reçu et accepté le rapport en question.

GÉNÉRALITÉS

4. À moins d'un avis contraire de l'Office, la compagnie doit rendre compte à l'Office de l'avancement de sa politique concernant les Autochtones et de toutes négociations engagées avec le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, aux moments suivants : à la publication de la politique; à la mise en oeuvre de la politique; à la fin des travaux de construction; avant la mise en service.

Annexe IV

Conditions du certificat et de l'ordonnance d'exemption

CONDITIONS DU CERTIFICAT

Généralités

1. À moins d'un avis contraire de l'Office, Enbridge doit faire en sorte que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux spécifications, dessins et autres renseignements ou données énoncés dans sa demande, ou présentés dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'audience OH-1-2000.
2. À moins d'avis contraire de l'Office, Enbridge doit appliquer ou faire appliquer les politiques, méthodes, mesures d'atténuation, recommandations, engagements et procédures visant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'instance OH-1-2000.

Avant le début des travaux de construction

3. Au moins 30 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un ou plusieurs calendriers détaillés indiquant les principaux travaux de construction et doit informer l'Office des modifications apportées aux calendriers à mesure que ces modifications sont apportées.
4. Au moins 30 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit soumettre à l'approbation de l'Office une description détaillée des renseignements sur les mesures de protection de l'environnement qui seront fournis à tous les employés de terrain relativement au projet, durant la séance d'orientation sur la sécurité et l'environnement.

Durant la construction

5. Enbridge doit, durant les travaux de construction, conserver sur chaque chantier de construction, à des fins de vérification, un exposé des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées dans le cadre du projet, avec tous les documents à l'appui.
6. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, aux deux semaines, des rapports d'avancement des travaux de construction établis sous une forme que l'Office juge satisfaisante. Ces rapports doivent fournir de l'information sur les activités menées au cours de la période visée par le rapport, sur les problèmes et cas de non-conformité survenus du point de vue de la sécurité et de l'environnement, et sur les mesures prises pour remédier à chaque problème et cas de non-conformité.

7. À moins d'avis contraire de l'Office, Enbridge doit déposer chaque mois auprès de l'Office, sous une forme jugée satisfaisante par ce dernier et jusqu'à la mise en service des installations, des rapports faisant état des emplois et de la formation ainsi que des perspectives économiques à l'intention des membres des Premières nations.

Après la construction

8. Dans les six mois suivant la date de mise en service des installations ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un rapport sur l'état de l'environnement après les activités de construction. Ce rapport doit décrire les problèmes environnementaux qui ont fait surface jusqu'à la date où le rapport sera déposé, de même que :
 - a) l'état de résolution des enjeux soulevés;
 - b) les mesures qu'Enbridge propose de prendre relativement à tout problème non résolu.
9. Au plus tard le 31 janvier suivant la fin de la première et de la troisième saisons de croissance après le dépôt du rapport sur l'environnement postérieur à la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un rapport décrivant :
 - a) l'état de tout problème environnemental non résolu mentionné dans le rapport sur l'environnement postérieur à la construction et de tout autre problème environnemental soulevé depuis le dépôt du rapport;
 - b) une description des mesures qu'Enbridge propose de prendre relativement à tout problème environnemental non résolu;
 - c) une évaluation de l'efficacité des mesures mises en oeuvre sur l'emprise pour la remise en état des terrains en regard de l'utilisation et de l'état des terres adjacentes à l'emprise.
10. Au plus tard le 31 janvier de l'année suivant la fin de la deuxième saison de croissance ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un rapport sommaire des activités de surveillance et d'atténuation entreprises durant la deuxième saison de croissance complète.

Expiration du certificat

11. À moins d'avis contraire de l'Office, donné avant le 31 décembre 2002, le présent certificat expirera le 31 décembre 2002 sauf si la construction et la mise en place des installations visées par la demande ont débuté à cette date.

CONDITION DE L'ORDONNANCE D'EXEMPTION

À moins d'avis contraire de l'Office, la présente ordonnance d'exemption n'aura d'effet qu'une fois que les conditions énoncées ci-après auront été satisfaites en ce qui a trait aux installations faisant partie du premier tronçon de doublement du projet Terrace phase II (doublement 1) :

- a) sauf dispositions du paragraphe b), Enbridge doit prouver, à la satisfaction de l'Office, qu'elle a obtenu tous les droits fonciers requis pour l'aménagement des installations pipelinières sur toute la longueur du doublement 1;
- b) dans l'éventualité où Enbridge n'aurait pas acquis tous les droits fonciers requis pour le doublement 1, elle pourra construire une ou plusieurs parties du doublement 1 dans la mesure où, avant d'entamer les travaux de construction, elle prouve à la satisfaction de l'Office que les droits des propriétaires fonciers, tels qu'ils sont énoncés dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui possèdent des terrains le long du doublement 1 dont Enbridge n'a pas encore obtenu les droits fonciers, ne seraient pas lésés par la construction d'autres parties de ce doublement.