



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Westcoast Energy Inc.

RH-5-94

Juin 1995

Droits

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Westcoast Energy Inc.

Demande du 21 octobre 1994, dans sa version modifiée, concernant les nouveaux droits exigibles à compter du 1^{er} janvier 1995

RH-5-94

Juin 1995

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1995
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1995-4F
ISBN 0-662-80130-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires fournis sur demande par le :

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
311, sixième avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
(403) 292-4800

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1995
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1995-4E
ISBN 0-662-23238-0

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
311 Sixth Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2
(403) 292-4800

For pick-up at the NEB Office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux	iii
Liste des annexes	iii
Abréviations	iv
Définitions	v
Exposé et comparutions	vi
Aperçu	viii
1. Contexte et demande	1
2. Besoins en recettes pour 1995	2
3. Base tarifaire	3
3.1 Installations de gazoduc en service	3
3.1.1 Rajouts aux installations de gazoduc en service	3
3.1.2 Rajustement applicable à la valeur nette des installations en service	3
3.1.3 Demandes en vertu de l'article 58	5
3.2 Matériaux et fournitures	6
3.3 Frais payés d'avance	6
3.4 Fonds de roulement en espèces	7
3.5 TPS applicable aux projets d'immobilisations	8
3.6 Planification des installations	9
4. Structure financière et coût du capital	11
4.1 Dette consolidée	11
4.2 Taux de la dette non consolidée	12
4.3 Capital-actions privilégié	13
4.4 Ratio du capital-actions ordinaire	13
4.5 Rendement du capital-actions ordinaire	13
4.6 Rendement de la base tarifaire	13
4.7 Impôt	14
4.7.1 Dons de charité	14
4.7.2 Calcul de l'impôt exigible	15
5. Frais d'exploitation	17
5.1 Exploitation et entretien	17
5.1.1 Frais réels d'E & E en 1994	17
5.1.2 NrG	17
5.1.3 Autres questions liées aux systèmes d'information	18
5.1.4 Planification stratégique	19
5.1.5 Études d'analyse comparative	19
5.1.6 Frais juridiques aux États-Unis en 1995	19
5.1.7 Cotisations professionnelles, dons de charité et conférences en 1995	20

5.1.8	Frais liés à l'audience sur le coût du capital	20
5.1.9	Programme de rémunération des employés pour 1995	20
5.1.10	Primes pour la haute direction et les cadres	21
5.1.11	Proposition de l'ACPP sur les indicateurs de rendement au titre de l'E & E	21
5.1.12	Observations du GUE	22
5.2	Frais liés au gaz d'accommodement	26
5.3	Répartition des frais	27
5.3.1	Frais du Centre corporatif imputés à la Division du pipeline	27
5.3.2	Répartition des frais entre les activités réglementées et les activités non réglementées	29
5.3.3	Capitalisation des traitements et salaires et des frais généraux	30
5.3.4	Report des travaux d'entretien	32
6.	Conception des droits et tarifs	33
6.1	Prévision du débit	33
6.2	Débit interruptible	33
6.3	Crédits à la composante-demande des droits	35
6.4	Politique de prestation de services à même les nouvelles installations	36
6.5	Programme d'affectation de la capacité d'attrition	39
7.	Comptes de report	41
7.1	Affectation des comptes de report existants	41
7.2	Maintien des comptes de report existants pour 1995	41
7.3	Compte de report associé au taux de la dette non consolidée	42
7.4	Compte de report pour le coût du gaz d'accommodement	42
8.	Droits provisoires et droits définitifs	43
9.	Dépôts subséquents de la part de Westcoast	44
10.	Dispositif	45

Liste des tableaux

2-1	Besoins en recettes pour l'année d'essai 1995 (000 \$)	2
3-1	Base tarifaire moyenne pour l'année d'essai 1995 (000 \$)	5
4-1	Structure financière moyenne présumée et taux de rendement demandés pour l'année d'essai 1995	11
4-2	Structure financière moyenne présumée et taux de rendement approuvés pour l'année d'essai 1995	14
4-3	Provision pour impôt du service public pour l'année d'essai 1995 (000 \$)	16

Liste des annexes

I	Ordonnance TG-5-95	46
II	Liste des questions	48
III	Liste des documents déjà distribués	49
IV	Carte du réseau de Westcoast Energy Inc. - Zones tarifaires	50

Abréviations

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
BC Gas	BC Gas Utility Ltd.
Critères et Procédures	critères d'accès et procédure de mise en file d'attente
COFI	Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Ltd.
E & E	exploitation et entretien
Groupe de travail	Groupe de travail de l'industrie sur les droits et les tarifs de Westcoast
GUE	Groupe d'utilisateurs à l'exportation
IGES	installations de gazoduc en service
Loi sur l'ONÉ ou la Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
NrG	babillard électronique NrG
ONÉ ou l'Office	Office national de l'énergie
Programme	programme d'affectation de la capacité d'attrition
PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
Politique	politique de prestation de services à même les nouvelles installations
TPS	taxe sur les produits et services
Westcoast ou la compagnie	Westcoast Energy Inc.

Définitions

(Pour faciliter la compréhension des présents Motifs de décision, nous donnons ici des explications sur certains termes qui y sont utilisés, mais qui ne figurent que rarement dans les rapports de l'Office ou qui peuvent ne s'appliquer qu'uniquement à Westcoast.)

capacité d'attrition	service garanti qui se libère pour toute raison autre que la construction d'installations additionnelles.
Deals	système-cadre aux transactions qui impliquent le réseau de Westcoast qui permet aux expéditeurs d'orchestrer leurs propres ententes d'achat et de vente de gaz, et d'en informer électroniquement Westcoast afin qu'elle les reconnaisse.
gaz d'accommodement	gaz qu'utilise Westcoast pour traiter les déséquilibres en gaz sur son réseau. Lorsque la quantité de gaz en canalisation est trop faible et qu'une quantité de gaz additionnelle est nécessaire, Westcoast emprunte du gaz d'accommodement contre paiement et le retourne ensuite au prêteur, ou achète ce gaz et le revend ultérieurement.
programme SHARE	programme d'amélioration des processus, utilisé antérieurement par Westcoast.
ratio de comparaison	comparaison des salaires réels versés aux employés de Westcoast par rapport à un point de référence salarial fixé par le marché.
RH-2-87	ordonnance d'audience visant la demande de Westcoast relative à de nouveaux droits exigibles à compter du 1 ^{er} janvier 1987 et du 1 ^{er} janvier 1988.
RH-1-92	ordonnance d'audience visant la demande de Westcoast relative à de nouveaux droits exigibles à compter du 1 ^{er} janvier 1992.
RH-2-93	ordonnance d'audience visant la demande de Westcoast relative à de nouveaux droits exigibles à compter du 1 ^{er} janvier 1993.
RH-2-94	audience sur le coût du capital de plusieurs pipelines.
RH-3-91	audience concernant la demande de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. visant les droits exigibles à partir du 1 ^{er} janvier 1992.
TGI-2-94	ordonnance visant les droits provisoires exigibles par Westcoast à compter du 1 ^{er} janvier 1995.

Exposé et comparutions

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

PAR SUITE d'une demande présentée par Westcoast Energy Inc., en vertu du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi, en vue de la délivrance d'ordonnances relatives à ses droits provisoires et définitifs pour 1995;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-5-94 de l'Office national de l'énergie.

AUDIENCE TENUE À Vancouver (C.-B.) les 24, 25, 26, 27 et 28 avril ainsi que les 1^{er} et 2 mai 1995.

DEVANT :

R. Illing	membre président
R.L. Andrew	membre
J. A. Snider	membre

COMPARUTIONS :

J.J. Lutes R. Sirett	Westcoast Energy Inc.
M. Coppock	British Columbia and Yukon Territory Building and Construction Trades Council
H.R. Ward	Association canadienne des producteurs pétroliers
D. Bursey	Conseil des industries forestières, Methanex Corporation et Cominco Ltd.
A.K. Fung D. G. Cowper	BC Gas Utility Ltd.
R.B. Beattie	CanWest Gas Supply Inc.
M.M. Moseley F.J. Weisberg	Groupe des utilisateurs à l'exportation
R.R. Moore	Pétrolière Impériale Ressources Limitée
C.B. Woods	Mobil Oil Canada
C. Worthy	Norcen Energy Resources Limited
N. Mills	NOVA Gas Transmission Ltd.

C. Hart	PanCanadian Petroleum Limited
S.R. Miller R. Cameron	Petro-Canada
D.R. Sutton	Shell Canada Limitée
F.C. Basham	Talisman Energy Inc.
D. Green	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique

Aperçu

(Note : Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie des Motifs de décision. Pour plus de détails, le lecteur est prié de lire les sections pertinentes du présent document.)

Besoin en recettes et droits pour 1995

L'Office a estimé que les droits définitifs applicables à un service d'exportation type pour 1995 seront supérieurs d'environ 5,6 % aux droits de 1994.

L'Office a également estimé que le besoin en recettes approuvé pour 1995 sera d'environ 448,1 millions de \$, soit 10,3 millions de \$ de moins que le montant demandé de 458,4 millions de \$.

Base tarifaire

L'Office a approuvé une base tarifaire estimative de 1 805,4 millions de \$ pour l'année d'essai 1995.

Taux de rendement

Dans la décision RH-2-94, l'Office a approuvé pour Westcoast un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % pour 1995, ce qui représente une hausse de 75 points de base par rapport au taux approuvé pour 1994, soit 11,50 %.

Frais d'exploitation

Pour 1995, l'Office a approuvé des dépenses globales d'E & E s'élevant à 135,2 millions de \$, soit 3,4 millions de \$ de moins que le montant demandé de 138,6 millions de \$.

L'Office a jugé raisonnables les frais du Centre Corporatif s'élevant à 4,4 millions de \$.

Conception des droits et questions tarifaires

L'Office a approuvé les modifications proposées aux modalités générales relatives aux crédits à la composante-demande des droits.

L'Office a aussi approuvé la demande de Westcoast visant à remplacer sa directive concernant les critères d'accès et la procédure de mise en file d'attente par une politique de prestation de services à même les nouvelles installations, ainsi que sa demande de modifier ses Modalités générales en y ajoutant un programme d'affectation de la capacité d'attrition.

Chapitre 1

Contexte et demande

Dans sa demande du 21 octobre 1994, Westcoast Energy Inc. («Westcoast» ou «la compagnie») a demandé à l'Office national de l'énergie («l'Office» ou «l'ONÉ»), en vertu du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), de délivrer une ou plusieurs ordonnances relativement à des droits provisoires et définitifs pour 1995. Le 21 novembre 1994, l'Office a délivré l'ordonnance RH-5-94 dans laquelle il ordonnait la tenue d'une audience pour l'examen de la demande de Westcoast, débutant le 13 mars 1995. L'ordonnance précisait également les directives sur la procédure et contenait la liste des questions à examiner.

Le 9 décembre 1994, l'Office a délivré l'ordonnance TGI-2-94 autorisant Westcoast à percevoir, provisoirement à compter du 1^{er} janvier 1995, des droits qui, pour un service de transport type entre la zone 1 et le point d'exportation de la zone 4, seraient supérieurs de 5% aux droits approuvés de 1994. L'ordonnance TGI-2-94 était valide jusqu'à ce que l'Office statue de façon définitive sur la demande relative aux droits de Westcoast pour 1995.

Le 16 janvier 1995, Westcoast a demandé que l'Office reporte l'audience RH-5-94 à la fin d'avril et apporte les modifications voulues au calendrier de l'audience. Après avoir examiné les commentaires des parties intéressées, l'Office a décidé de délivrer l'ordonnance AO-1-RH-5-94 qui reportait l'audience RH-5-94 au 24 avril 1995 et modifiait en conséquence les autres dates de dépôt de documents.

L'audience RH-5-94, qui a duré sept jours, a eu lieu à Vancouver, en Colombie-Britannique, du 24 avril au 2 mai 1995.

Chapitre 2

Besoins en recettes pour 1995

Les besoins en recettes nettes que l'Office a autorisé pour l'année d'essai 1995 s'élèvent à 448 102 000 \$, toutefois sous réserve des corrections qui peuvent s'imposer suite aux stipulations énoncées au chapitre 9. Le tableau 2-1 présente un sommaire du montant approuvé et des rajustements qu'a apporté l'Office.

Tableau 2-1
Besoins en recettes pour l'année d'essai 1995
(000 \$)

	Demande	Rajustements de l'Office	Montant approuvé par l'Office (est.)
Exploitation et entretien	138 552	(3 394)	135 158
Coûts associés à la réglementation	2 405	-	2 405
Dépréciation	55 808	(288)	55 520
Amortissement	320	-	320
Taxes autres que l'impôt sur le revenu	65 763	-	65 763
Recettes d'exploitation diverses	(825)	-	(825)
Franchises d'assurance	459	-	459
Change sur la dette	1 366	-	1 366
Coût de remplacement du gaz	2 300	-	2 300
Gaz utilisé aux fins d'exploitation	1	-	1
Impôt sur le revenu	5 406	-	5 406
Rendement sur la base tarifaire	201 641	(6 656)	194 985
Besoins en recettes brutes	473 196	(10 338)	462 858
Reports	(14 756)	-	(14 756)
Besoins en recettes nets	458 440	(10 338)	448 102

Chapitre 3

Base tarifaire

Le tableau 3-1 présente un sommaire de la base tarifaire qu'a demandée Westcoast pour 1995 et de celle qu'a approuvée l'Office à partir de ses estimations. Après avoir rajusté les montants figurant à certains postes de la base tarifaire demandée de 1995, l'Office en est arrivé à une base estimative de 1 805 412 000 \$ pour l'année d'essai 1995. Les rajustements de l'Office sont analysés dans le présent chapitre.

3.1 Installations de gazoduc en service

3.1.1 Rajouts aux installations de gazoduc en service

Au sujet des rajouts prévus pour l'année d'essai, Westcoast a fourni une liste des projets de construction qu'elle prévoyait de parachever en 1995 ainsi que les prévisions relatives aux coûts des travaux terminés qui sont portés chaque mois au poste des installations de gazoduc en service («IGES»). À la date de la demande relative aux droits de 1995, quelques-uns des projets énumérés n'avaient pas encore été approuvés par l'Office en vertu de la partie III de la Loi et, dans certains cas, les demandes d'approbation n'avaient pas encore été déposées.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que pour déterminer les rajouts aux IGES au cours de l'année d'essai, il devrait utiliser les renseignements les plus récents. L'Office est donc disposé à accepter, pour inclusion dans les rajouts prévus, seulement les projets qui étaient approuvés en vertu de la partie III de la Loi au moment où l'Office a rendu sa décision dans le cadre de la présente instance.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de soustraire de la provision demandée pour les IGES les montants prévus pour les projets qui, au 14 juin 1995, ont été refusés ou n'ont pas été approuvés par l'Office en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ.

3.1.2 Rajustement applicable à la valeur nette des installations en service

Westcoast a demandé l'autorisation de modifier sa méthode de calcul du rajustement applicable à la valeur nette des IGES. En vertu de la méthode présentement en vigueur, laquelle a été approuvée dans la décision RH-2-87, un facteur de redressement quinquennal moyen est tout d'abord calculé à partir de l'écart entre la valeur nette des installations de gazoduc dont on prévoyait la mise en service et la valeur nette des installations qui ont réellement été mises en service; ensuite, le facteur est appliqué à la valeur nette prévue des installations en service. La compagnie a proposé que le facteur de redressement soit calculé à partir de l'écart entre la valeur nette autorisée et la valeur nette réelle des installations en service.

Westcoast a fait valoir que la base tarifaire d'où elle tire son revenu reflète la valeur autorisée et non la valeur nette prévue des installations en service; il est donc pertinent que le facteur de redressement soit calculé en fonction de la valeur nette autorisée.

On a demandé à Westcoast s'il serait à propos qu'elle rajuste sa prévision relative aux rajouts pour l'année d'essai pour tenir compte de l'erreur de prévision enregistrée au cours des trois années précédentes, et ce, avant de procéder au rajustement proposé de la valeur nette des IGES. La compagnie a affirmé qu'un deuxième rajustement est inutile. La preuve déposée a démontré qu'au cours des trois dernières années, les montants réellement portés au poste des IGES ont excédé de 26 % les rajouts prévus. BC Gas Utility Ltd. («BC Gas») a demandé pourquoi l'erreur de prévision était si grande, et Westcoast a expliqué que la prévision approuvée pour une année d'essai ne comprenait pas les projets, comme ceux qui ont fait l'objet d'une demande en vertu de l'article 58 de la Loi, qui ont été approuvés après que l'Office ait rendu sa décision et qui ont été achevés au cours de l'année d'essai.

Aucune partie intéressée n'a mis en question la proposition de Westcoast.

Opinion de l'Office

L'Office convient avec Westcoast qu'étant donné que le revenu de celle-ci est calculé en fonction de la valeur autorisée et non de la valeur nette prévue des installations de gazoduc en service, le facteur de redressement de la valeur nette des IGES devrait être calculé à partir de l'écart entre la valeur autorisée et la valeur nette réelle des installations en service. L'Office juge donc raisonnable la méthode visée par la demande pour le calcul du rajustement applicable à la valeur nette des IGES.

Décision

L'Office approuve la méthode visée par la demande pour le calcul du rajustement applicable à la valeur nette des IGES.

Tableau 3-1
Base tarifaire moyenne pour l'année d'essai 1995
(000 \$)

	Demande	Rajustements de l'ONÉ	Base approuvée par l'ONÉ (estimation)
Installations de gazoduc en service	2 614 951	(16 784)	2 598 167
Dépréciation accumulée	(764 472)	35	(764 437)
Rajustement de la valeur nette des IGES	1 642	(16)	1 626
Valeur nette des IGES	1 852 121	(16 765)	1 835 356
Contributions pour aider à la construction	(4 182)	-	(4 182)
Investissement dans les installations	1 847 938	(16 765)	1 831 174
Matériaux et fournitures	36 250	-	36 250
Gaz en canalisation	4 076	-	4 076
Frais payés d'avance	4 255	(981)	3 274
Reports	(7 378)	-	(7 378)
Impôt sur le revenu reporté	(66 406)	-	(66 406)
Base tarifaire moyenne à l'exclusion du fonds de roulement en espèces	1 818 735	(17 745)	1 800 990
Fonds de roulement en espèces	4 422	-	4 422
Base tarifaire moyenne¹	1 823 156	(17 745)	1 805 412

1 À l'exclusion des installations albertaines (zone 5).

La somme des montants peut ne pas correspondre au total en raison de l'arrondissement des chiffres.

3.1.3 Demandes en vertu de l'article 58

Au cours d'une année, Westcoast dépose des demandes séparées, aux termes de l'article 58, pour les grands projets et une demande annuelle pour les projets de moindre envergure. Le Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Ltd. («COFI») se préoccupait du fait qu'il arrive souvent que la demande annuelle ne mentionne pas les grands projets. Selon COFI, il est ainsi difficile pour une partie intéressée de suivre l'évolution de la situation.

COFI a demandé que Westcoast soit tenue de déposer un rapport de situation qui indiquerait ce qui suit : projets qui ont fait l'objet d'une demande et état d'avancement de ces projets, changements apportés aux prévisions, et incidence des projets dans les différentes zones. Selon COFI, ce rapport devrait être coordonné avec la préparation des perspectives quinquennales pour le réseau.

Westcoast a affirmé que la préparation d'un tel rapport entraînerait des coûts. En outre, Westcoast a déclaré qu'elle ne pouvait pas se pencher sur l'utilité d'un tel rapport étant donné que la question n'a été soulevée que lors de la plaidoirie, et qu'elle ne l'a pas examinée.

Opinion de l'Office

Étant donné que COFI a présenté sa demande seulement au cours de la plaidoirie, l'Office juge difficile d'en évaluer le bien-fondé.

Décision

L'Office rejette la demande de COFI visant la présentation d'un rapport de situation pour les demandes déposées en vertu de l'article 58.

3.2 Matériaux et fournitures

Pour 1995, Westcoast a demandé une provision de 36 250 000 \$ pour les matériaux et fournitures, comparativement au montant de 29 953 000 \$ approuvé pour 1994. COFI était préoccupé par cette hausse de 20 % et a contesté le point de vue de Westcoast selon lequel l'accroissement sensible de la base tarifaire avait donné lieu à une augmentation de la provision pour les matériaux et fournitures. COFI a affirmé que les niveaux des dépenses de capital pour 1994 et 1995 étaient comparables et que Westcoast n'avait pas justifié une augmentation aussi importante de son utilisation des matériaux et des fournitures. COFI a recommandé que la provision soit maintenue au niveau approuvé pour 1994, soit 29 953 000 \$.

Westcoast a affirmé que le point de vue de COFI ne tenait pas compte des facteurs suivants : la valeur des IGES augmentera de 450 000 000 \$ en 1995; Westcoast inscrit maintenant les articles consommables à l'inventaire des matériaux et fournitures; deux autres compresseurs ont été ajoutés dans le district Southern; l'usine de Pine River est en exploitation; et, entre 1990 et 1994, Westcoast a amélioré le taux de roulement de ses matériaux et fournitures.

Opinion de l'Office

Compte tenu de l'accroissement des IGES en 1995 et des autres facteurs mentionnés par Westcoast, l'Office juge raisonnable le montant demandé pour les matériaux et fournitures.

Décision

L'Office approuve la provision demandée pour les matériaux et fournitures.

3.3 Frais payés d'avance

Comme nous l'avons indiqué à la section 5.1.4, Westcoast a inclus la fraction non amortie de ses frais de planification stratégique au poste des frais payés d'avance de la base tarifaire, ce qui représente environ 981 000 \$.

Opinion de l'Office

Pour les raisons offertes à la section 5.1, l'Office est d'avis que la fraction non amortie des frais de planification stratégique de Westcoast ne devrait pas figurer au poste des frais payés d'avance dans la base tarifaire.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de retirer de la base tarifaire les frais de planification stratégique qui figurent au poste des frais payés d'avance.

3.4 Fonds de roulement en espèces

Westcoast a estimé le fonds de roulement en espèces dont elle aura besoin pour l'année d'essai en suivant la méthode décrite dans la décision RH-2-93, à l'exception près que, pour le calcul de ce fonds, on tient compte de la taxe sur les produits et services («TPS») applicable seulement aux frais d'exploitation et d'entretien («E & E»). En outre, la compagnie a proposé que la TPS liée aux dépenses de capital soit exclue du calcul du fonds et soit plutôt traitée comme un poste qui est assorti de frais financiers, comme c'est le cas de la provision pour les fonds utilisés durant la construction («PFUDC»), et qui devrait donc être capitalisé. Cette dernière proposition de Westcoast est analysée à la section 3.5.

En appliquant la méthode approuvée, Westcoast a calculé les éléments du fonds de roulement en espèces visant la paie, les autres frais d'E & E, les retenues sur la paie des employés et les achats de gaz. Pour le poste du fonds attribué à la TPS applicable aux opérations pipelinières, la compagnie a calculé un fonds de roulement négatif et a rajusté en conséquence son fonds de roulement nécessaire.

Dans ses calculs, Westcoast a tenu compte des éléments suivants : montant de la TPS payée sur les biens et services achetés au titre des dépenses d'E & E, montant de la TPS perçue dans les droits mensuels payés par les expéditeurs, et jours d'avance/de délai respectifs par rapport au jour de déclaration de la TPS. Le jour de déclaration de la TPS est le dernier jour du mois suivant où la compagnie dépose sa déclaration de TPS auprès de Revenu Canada. Comme la TPS de 7 % payée sur les frais d'E & E est beaucoup moins élevée que la TPS perçue sur les droits, la compagnie remet la différence à Revenu Canada avec sa déclaration. Cependant, la compagnie peut utiliser le solde jusqu'à ce qu'elle le remette à Revenu Canada. Le fonds de roulement en espèces négatif indique que le montant pondéré de dollars-jours associé aux paiements de la TPS est inférieur au montant de dollars-jours associé aux perceptions de la TPS et signifie que la TPS est une source de financement et réduit le montant du fonds de roulement en espèces nécessaire.

Aucun intervenant n'a fait part de préoccupations concernant le calcul fait par la compagnie de son fonds de roulement en espèces relatif aux frais d'E & E.

Opinion de l'Office

L'Office constate que pour le calcul de son fonds de roulement en espèces nécessaire pour les frais d'E & E, Westcoast a appliqué la méthode approuvée dans la décision RH-2-93. L'Office constate également que l'estimation, faite par Westcoast, d'un fonds

de roulement négatif lié à la TPS tient compte à juste titre de la TPS payée sur les frais d'exploitation, de la TPS perçue sur les droits ainsi que des jours d'avance/de délai connexes. L'Office juge donc raisonnable le calcul fait par Westcoast du montant de son fonds de roulement en espèces.

Décision

L'Office approuve la méthode demandée pour l'estimation de son fonds de roulement en espèces.

3.5 TPS applicable aux projets d'immobilisations

Westcoast a proposé que la TPS payée sur les biens et services liés aux projets d'immobilisations soit traitée comme un poste assorti de frais financiers, au même titre que la PFUDC, et qu'elle fasse partie du coût du projet inclus dans la base tarifaire. La compagnie recouvrerait la PFUDC capitalisée au moyen de l'amortissement pendant la durée du projet, tout en tirant un revenu sur la fraction non amortie indiquée dans la base tarifaire.

Pour calculer le montant de la TPS exigible chaque mois, la compagnie a tenu compte des montants prévus des rajouts pour chaque mois de l'année d'essai, a ajouté la moitié des frais généraux pendant la construction et a appliqué la TPS de 7 % au total. En présumant que Revenu Canada la rembourserait 60 jours plus tard pour la TPS payée pour un mois donné, Westcoast a calculé le solde dû pour chaque mois de l'année d'essai. La compagnie a retenu un taux de 11,06 % pour la PFUDC, soit le taux de rendement de la base tarifaire, et elle a établi que la PFUDC serait de 713 000 \$ relativement à la TPS à recevoir sur les projets d'immobilisations.

Le compagnie a indiqué que pour un mois de déclaration, elle doit déposer sa déclaration de TPS le dernier jour du mois suivant en indiquant la TPS payée et perçue. Elle doit remettre tout solde à Revenu Canada avec sa déclaration ou encore réclamer un remboursement qui est versé par Revenu Canada 25 jours après le dépôt de la déclaration. Cependant, pour le calcul de ses frais financiers, la compagnie a présumé que les soldes à recevoir demeurent impayés pendant 60 jours.

D'après la preuve déposée, si la compagnie avait inclus la TPS sur les projets d'immobilisations dans le calcul du fonds de roulement en espèces conformément à la méthode approuvée, son fonds de roulement aurait été supérieur de 5 318 000 \$; par conséquent, son rendement sur la base tarifaire aurait été supérieur de 588 000 \$. En d'autres mots, si la méthode approuvée avait été appliquée, la somme de 588 000 \$ aurait été incluse dans les besoins en recettes de l'année d'essai et perçue dans les droits au cours de la même année. En vertu de la méthode proposée, le montant de la PFUDC de 713 000 \$ serait capitalisé et récupéré par le biais de l'amortissement. D'après les estimations de la compagnie, l'impact sur les besoins en recettes de l'année d'essai, incluant la dépréciation et le rendement, serait de 94 000 \$. La compagnie a reconnu qu'avec la variante proposée, la compagnie aurait bénéficié d'un montant de 116 000 \$ en dollars courants.

Aucun intervenant ne s'est opposé à la proposition de Westcoast visant à capitaliser les frais financiers applicables à la PFUDC liée à la TPS sur les projets d'immobilisations. Cependant, COFI a fait part de ses préoccupations concernant le calcul de la PFUDC. COFI a recommandé que la méthode de calcul soit modifiée en fonction de la pratique réelle de Westcoast, à savoir que la compagnie paie la TPS

nette après avoir soustrait les crédits de TPS auxquels elle a droit. Selon l'estimation faite par COFI, il faudrait réduire de plus de 500 000 \$ la provision calculée.

Dans sa réplique, Westcoast a réfuté la prétention de COFI et a souligné que la TPS perçue sur les recettes était déjà créditée dans le calcul du fonds de roulement en espèces. Il ne serait donc pas raisonnable d'utiliser à nouveau ce crédit pour le calcul de la PFUDC.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnable la proposition de Westcoast visant à capitaliser, en tant qu'élément du coût d'un projet, les frais financiers sur la TPS à recevoir relativement aux projets d'immobilisations. L'Office constate que la compagnie a tenu compte, à juste titre, de la moyenne de la TPS à recevoir dans la structure financière totale et le calcul du rendement sur la base tarifaire. L'Office accepte donc que les frais financiers soient calculés au taux de rendement sur la base tarifaire.

L'Office rejette la proposition de COFI selon laquelle le montant calculé de la PFUDC devrait être réduit de 500 000 \$ pour tenir compte de la TPS sur les recettes. Comme il est indiqué à la section 3.4, la compagnie a tenu compte comme il se doit de la TPS sur les recettes dans le calcul du fonds de roulement en espèces.

Cependant, l'Office constate qu'avec le changement proposé du traitement de la TPS sur les projets d'immobilisations, la compagnie peut enregistrer des gains de 116 000 \$. L'Office a l'impression que cela tient au fait que Westcoast présume que les soldes de TPS à recevoir demeurent impayés pendant 60 jours au lieu de 55 jours.

Décision

L'Office approuve le traitement proposé de la TPS sur les projets d'immobilisations.

3.6 Planification des installations

Pendant le contre-interrogatoire, le Groupe des utilisateurs à l'exportation («GUE») a interrogé Westcoast sur ses processus et documents de planification des installations, et notamment sur les perspectives quinquennales pour le réseau. Dans sa plaidoirie, le GUE a affirmé que même si Westcoast a pris certaines mesures pour améliorer ses activités de planification, il restait encore à faire sur ce plan. Le GUE a informé l'Office que ses membres étaient disposés à travailler de concert avec Westcoast pour améliorer les processus et les documents de planification de la compagnie. En outre, le GUE a déclaré que ses membres étaient prêts à analyser avec Westcoast le genre d'installations que le service public réglementé devrait construire par opposition à une autre compagnie. Le GUE a demandé que l'Office fasse des commentaires sur l'importance des activités de planification de Westcoast et sur la pertinence d'avoir ce genre d'entretiens visant à apporter les améliorations nécessaires.

Opinion de l'Office

L'Office croit encore que dans le cadre de la planification de ses activités, Westcoast devrait tenir compte des exigences et des points de vue des fournisseurs et des expéditeurs de gaz ainsi que des distributeurs et autres vendeurs de gaz. L'Office encourage la participation des diverses parties intéressées au processus de planification des installations. Cependant, l'Office se garde de préciser les modalités et le degré, qui peuvent être jugés souhaitables ou nécessaires, de cette participation du GUE ou des autres parties intéressées.

Chapitre 4

Structure financière et coût du capital

Dans le cadre de l'audience RH-2-94 qui a été tenue entre le 24 octobre et le 20 décembre 1994, l'Office a examiné les questions liées au coût du capital pour quelques compagnies pipelinères qu'il réglemente, dont Westcoast. Dans les présents Motifs de décision, nous avons exposé et inclus seulement les décisions pertinentes prises lors de cette audience et diffusées le 11 avril 1995. Le détail des opinions de l'Office sur ces questions est donné dans les Motifs de décision RH-2-94.

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé un taux de rendement de la base tarifaire de 11,06 %, en s'appuyant sur un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 35 %. Le tableau 4-1 présente le détail de la structure financière et des taux de rendement demandés.

Tableau 4-1
Structure financière moyenne présumée et
taux de rendement demandés pour l'année d'essai 1995

	Montant (000 \$)	Structure financière (%)	Taux du coût (%)	Composante du coût (%)
Dette - consolidée	1 155 939	55,42	10,15	5,62
- non consolidée	164 841	7,90	9,60	0,76
Total du capital emprunté	1 320 780	63,32		6,38
Capital-actions privilégié	34 960	1,68	7,91	0,13
Capital-actions ordinaire	730 014	35,00	13,00	4,55
Total de la structure financière	2 085 753	100,00		
Rendement de la base tarifaire				11,06

4.1 Dette consolidée

Westcoast a demandé un taux de 10,15 % sur le solde prévu de sa dette consolidée de 1 155 939 000 \$ pour 1995. Le montant en dollars de la dette consolidée et le taux de coût connexe ont été calculés conformément à la méthode du produit net que l'Office a approuvée dans les Motifs de décision RH-1-90. Aucun intervenant n'a contesté ni le montant demandé ni le taux de coût connexe.

Décision

L'Office approuve le montant demandé au titre de la dette consolidée de
1 155 939 000 \$ et un taux du coût de 10,15 % pour l'année d'essai 1995.

4.2 Taux de la dette non consolidée

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé un taux de coût de 9,60 % applicable au solde de sa dette non consolidée qui s'élève à 164 841 000 \$. À cette fin, Westcoast a suivi la méthode du taux composé que l'Office a approuvée dans les Motifs de décision RH-2-93 et en vertu de laquelle le taux de la dette non consolidée tient compte de financement tant à court terme qu'à long terme.

Westcoast a affirmé avoir calculé le taux d'intérêt de la dette à court terme demandé de 8,15 % en se fondant sur sa prévision du taux de rendement des bons du Trésor de 91 jours, soit 7,7 %, plus un écart de 45 points de base. Westcoast a prévu ce taux de 7,7 % à la lumière des prévisions trimestrielles préparées par de grandes banques et sociétés de courtage canadiennes. Par ailleurs, l'écart de 45 points de base correspond à l'écart moyen de 15 points de base enregistré de 1990 à 1994 entre les taux d'intérêt des bons du Trésor de 91 jours et des effets commerciaux de 30 jours, et un écart de 30 points de base reflétant les frais d'émission de Westcoast. Westcoast a ajouté, cependant, que l'écart réel lié aux frais d'émission était de 28 points de base.

En réponse aux demandes de renseignements, Westcoast a affirmé que ses taux d'emprunt réels pour les trois premiers mois de 1995 étaient respectivement de 6,5 %, 7,69 % et 8,33 %. La compagnie a également fourni des données pour 1993 et 1994 qui montrent que ses taux d'emprunt réels pour plusieurs mois, surtout en 1994, étaient inférieurs aux taux équivalents mensuels moyens des bons du Trésor de 91 jours.

COFI s'est opposé à la démarche de Westcoast. Il a déposé une pièce qui démontre que les résultats réels de la compagnie pour 1993 et 1994 sont presque toujours inférieurs au taux des bons du Trésor proposé par Westcoast, plus 45 points de base. Selon COFI, les meilleures données indicatives à utiliser pour 1995 sont celles de 1994, année où le taux d'emprunt réel à court terme de Westcoast correspondait en moyenne au taux prévu des bons du Trésor moins environ 10 points de base. COFI a donc recommandé que, compte tenu du taux prévu de 7,7 % retenu par Westcoast pour les bons du Trésor de 91 jours, l'Office approuve un taux d'intérêt de 7,6 % pour l'année d'essai 1995.

Opinion de l'Office

Même si Westcoast a appliqué la même méthode pour établir ses prévisions des taux d'intérêt sur la dette à court terme que lors de l'audience RH-2-93, cette méthode tend à surestimer les taux réels auxquels Westcoast obtient du financement. L'Office constate notamment que le taux d'emprunt réel moyen de la compagnie pour les trois premiers mois de 1995 s'établit à 7,51 %, taux qui est non seulement inférieur au taux demandé de 8,15 % mais également au taux moyen des bons du Trésor prévu par les institutions financières pour le premier trimestre de 1995, soit 7,89 %. L'Office tient compte aussi de la preuve selon laquelle les taux d'emprunt réels de la compagnie pour certains mois de 1994 ont été inférieurs aux taux moyens correspondants des bons du Trésor de 91 jours pour les mois en question.

L'Office constate également que le rajustement relatif aux effets commerciaux semble fondé sur l'ensemble du marché, sans tenir compte explicitement du pouvoir d'emprunt de Westcoast, et que le rajustement fait en fonction des frais d'émission semble fondé sur l'expérience passée de la compagnie. L'Office estime que l'analyse de Westcoast sur ces deux plans pourrait être améliorée.

Compte tenu des commentaires ci-dessus et du fait que la prévision est fondée sur des estimations, l'Office estime que les frais d'intérêt sur la dette à court terme de Westcoast devraient être abaissés à un taux de 8 % de sorte que le taux de la dette non consolidée passe de 9,60 % à 9,58 %.

Décision

L'Office approuve un taux de 9,58 % du coût de la dette non consolidée pour l'année d'essai 1995.

4.3 Capital-actions privilégié

Comme par le passé, Westcoast a affecté le montant total de ses actions privilégiées, à un taux de 7,68 %, à ses activités de service public qui sont réglementées par l'Office. En appliquant la version modifiée de la méthode du produit net approuvée dans les Motifs de décision RH-2-89, Westcoast a demandé un taux du coût de 7,91 % applicable au solde d'actions privilégiées de 34 960 000 \$ pour l'année d'essai 1995.

Aucun intervenant ne s'est opposé ni au montant demandé ni au taux de coût connexe.

Décision

L'Office approuve le montant demandé de 34 960 000 \$ pour le capital-actions privilégié, à un taux de coût de 7,91 % pour l'année d'essai 1995.

4.4 Ratio du capital-actions ordinaire

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé un ratio du capital-actions ordinaire présumé de 35 %. Dans la décision RH-2-94, l'Office a approuvé le maintien de ce ratio pour Westcoast.

4.5 Rendement du capital-actions ordinaire

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé un taux de rendement de 13 % pour le capital-actions ordinaire. Dans la Décision RH-2-94, l'Office a approuvé un taux inférieur pour Westcoast, soit 12,25 %.

4.6 Rendement de la base tarifaire

Décision

Pour l'année d'essai 1995, d'après les décisions contenues dans les présents motifs, l'Office a déterminé un taux de rendement de la base tarifaire estimatif de 10,80 % pour Westcoast. La structure financière et le taux de rendement global figurent au tableau 4-2.

Tableau 4-2
Structure financière moyenne présumée et
taux de rendement approuvés pour l'année d'essai 1995

	Montant (000 \$)	Structure financière (%)	Taux du coût (%)	Composante du coût (%)
Dette - consolidée	1 155 939	55,90	10,15	5,67
- non consolidée	153 306	7,41	9,58	0,71
Total du capital emprunté	1 309 275	63,31		6,38
Capital-actions privilégié	34 960	1,69	7,91	0,13
Capital-actions ordinaire	723 803	35,00	12,25	4,29
Total de la structure financière	2 068 054	100,00		
Rendement de la base tarifaire				10,80

4.7 Impôt

4.7.1 Dons de charité

Dans sa provision pour l'impôt, Westcoast a inclus, au titre des dons de charité, des montants de 430 000 \$ et de 455 000 \$ pour l'année de base et l'année d'essai, respectivement.

Depuis 1993, le revenu imposable du service public de Westcoast est zéro, en raison essentiellement des déductions considérables pour amortissement qui sont associées à l'acquisition de nouvelles installations. Les dons de charité sont pris en compte pour établir le revenu net imposable, et leur déductibilité est alors limitée à 20 % de ce revenu net imposable, en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu*. Si le revenu net imposable d'un exercice donné est zéro, Westcoast ne peut se prévaloir de la déduction fiscale pour les dons de charité. Cependant, les montants de ces dons peuvent être reportés et accumulés pour être déduits dans les cinq années suivantes si le revenu net imposable est assez élevé. C'est ce que Westcoast a proposé de faire, même si la compagnie a admis que ni le service public ni Westcoast Energy Inc. sont susceptibles d'avoir un revenu net imposable suffisant dans les cinq prochaines années pour déduire les dons de charité.

Opinion de l'Office

La méthode proposée pour l'inscription des dons de charité est conforme à la méthode de calcul de la provision pour l'impôt exigible que l'Office a approuvée pour Westcoast. Il est souhaitable que la compagnie prépare et joigne à ses futures demandes relatives aux droits un tableau des dons de charité reportés visant la période

qui s'étend de la date du premier report jusqu'à la date d'élimination des montants reportés.

Décision

Compte tenu du fait que le revenu net imposable de Westcoast est zéro, l'Office juge acceptable la méthode proposée pour l'inscription des dons de charité. L'Office exige que Westcoast établisse un tableau des dons de charité reportés qui vise la période s'étendant de la date du premier report jusqu'à la date d'élimination des montants reportés. Ce tableau devrait être joint aux futures demandes relatives aux droits.

4.7.2 Calcul de l'impôt exigible

Dans sa provision pour impôt exigible, Westcoast a exclu l'impôt sur le capital des sociétés de la C.-B., étant donné que la classification de cet impôt à titre de charge fiscale a été reportée au 1^{er} janvier 1996. Cet impôt figure plutôt au poste «Taxes autres que l'impôt».

Décision

L'Office a rajusté la provision pour l'impôt exigible de Westcoast de 1995 (voir le tableau 4-3) de façon à traduire les décisions contenues dans les présents motifs.

Tableau 4-3
Provision pour impôt du service public pour l'année d'essai 1995
(000 \$)

	Demande	Rajustements de l'Office	Provision approuvée (est.)
Rendement du capital-actions	85 324	(5 525)	79 799
Frais financiers reportés de l'exercice précédent	(1 082)	-	(1 082)
PFUDC - intérêt	(15 869)	3 923	(11 946)
Dons de charité	455	-	455
Dépréciation	55 808	(288)	55 520
Amortissement	320	-	320
Amortissement des frais d'émission	1 480	-	1 480
Frais de financement	(2 346)	-	(2 346)
Déduction pour amortissement	(117 703)	1890	(115 813)
Frais généraux - construction	(13 120)	-	(13 120)
Capital admissible cumulatif	(61)	-	(61)
Change - remboursement de la dette	1 193	-	1 193
Dépenses inadmissibles	750	-	750
Dépenses liées aux audiences	(555)	-	(555)
Impôt des grandes sociétés	5 406	-	5 406
Revenu imposable du service public	-	-	-
Impôt sur le revenu	-	-	-
Plus: impôt des grandes sociétés	5 406	-	5 406
Provision pour l'impôt sur le revenu du service public	5 406		5 406

Chapitre 5

Frais d'exploitation

5.1 Exploitation et entretien

Westcoast a estimé que ses frais d'E & E s'élèveront à 138 552 000 \$ au cours de l'année d'essai 1995, ce qui représente une augmentation de 12 552 000 \$ ou de 10 % par rapport au montant approuvé pour 1994, soit 126 000 000 \$.

5.1.1 Frais réels d'E & E en 1994

Dans son budget d'E & E pour l'année d'essai 1995, Westcoast a indiqué un montant de 130 400 000 \$ pour l'année de base 1994, soit un montant supérieur d'environ 4 400 000 \$ au montant de 126 000 000 \$ approuvé par l'Office dans la décision RH-2-93. Dans sa preuve, Westcoast a justifié cet écart en se rapportant à plusieurs rajustements.

Pendant la plaidoirie, Westcoast a affirmé que, pour comparer correctement les dépenses réelles de 1994 aux dépenses approuvées, il faudrait faire quelques rajustements. La compagnie a déclaré qu'un montant de 911 000 \$ devrait être ajouté à la somme de 126 000 000 \$ pour tenir compte des franchises d'assurance. Un deuxième montant de 721 000 \$ devrait également être ajouté pour le report de certains frais liés à la réfection des trains de type B à Pine River. Un troisième montant de 750 000 \$ est requis en raison du report des frais liés à certaines réparations et inspections de récipients.

Un quatrième et dernier rajustement est imputable au fait que les «matériaux et fournitures consommables» ne constituent plus un poste de dépenses, mais bien un poste de la base tarifaire. Westcoast a expliqué que le montant de 130 400 000 \$ comprend une somme de 1 100 000 \$ en stocks inutilisés qui a servi au transfert à la base tarifaire pour 1995. Le coût du service de 1995 est réduit de ce montant et, par conséquent, les frais d'E & E de 1994 devraient comprendre ce montant. Avec ces rajustements, Westcoast a déclaré que l'écart réel est d'environ 900 000 \$.

Toutes les parties et l'Office ont contre-interrogé Westcoast au sujet des mesures prises pour réduire les frais en 1994. Westcoast a également été interrogée sur la façon dont elle a tenu compte de l'objectif fixé en vertu de la méthode du budget global de l'Office, dans la décision RH-2-93. Même si la compagnie a décidé de réduire de 0,5 % les traitements et salaires (pour un total de 483 000 \$) après la diffusion des Motifs de décision RH-2-93, aucun autre poste particulier n'a été retenu à des fins de réduction des dépenses. Dans le cadre du contre-interrogatoire, Westcoast a déclaré qu'aucun ordre officiel de priorité des postes d'E & E n'a été établi, du moins aux bureaux de Vancouver, et aucune directive écrite concernant la réduction des frais n'a été envoyée aux gestionnaires.

5.1.2 NrG

Westcoast a inclus une provision de 1 240 000 \$ dans le budget d'E & E pour 1995 pour sa fraction des frais liés au babillard électronique NrG («NrG»). Ce babillard sert de «pilier» au système interne de gestion des activités liées à l'acheminement du gaz et fournit aux clients l'information requise pour

mener leurs activités quotidiennes d'une manière opportune. Au nombre des services offerts, mentionnons les rapports et bulletins en direct sur divers sujets comme les tarifs, les cartes des installations, les petites annonces (offre et demande), les commandes, et l'information courante et passée sur les opérations.

Westcoast a déclaré ne pas utiliser la fonction de commande fourni avec la version 1.0 du NrG rendue disponible en avril 1995. La compagnie continue d'offrir aux expéditeurs son propre service de commande (DEALS), qui est actuellement supérieur au service du NrG. Le logiciel DEALS finira par être intégré au NrG dans une version future.

Westcoast possède 33,3 % des actions de NrG Information Services Inc., une compagnie créée pour mettre sur pied le NrG. Au cours de l'audience, Westcoast a déclaré qu'en 1995, le coût réel qu'elle assumerait pour le NrG serait de 1 270 000 \$, d'après neuf mois de service offerts à 310 utilisateurs, soit pour tous les expéditeurs de son réseau. Ce coût est fondé sur un tarif officiel fixé pour une période de trois ans qui s'élève à 475 \$ par identificateur par mois pour les 200 premiers utilisateurs et à 425 \$ pour les utilisateurs suivants. Selon les estimations de Westcoast, il faudra 310 identificateurs pour 1995; la compagnie a déclaré qu'au cours des trois premières semaines d'exploitation débutant le 1^{er} avril 1995, 30 contrats avaient été signés.

Quand Westcoast a été interrogée au sujet de la possibilité d'établir des droits d'utilisation distincts pour ses expéditeurs, elle a affirmé que le NrG fait partie du service global offert aux expéditeurs et que ce service est facturé selon le tarif établi en conséquence.

Westcoast a déclaré qu'aucune diminution des frais d'E & E n'est prévue avec la mise en oeuvre de ce service, et l'ajout d'un poste de préposé s'impose pour la gestion du système.

Les intervenants ont mis en doute les avantages que le NrG procurera aux expéditeurs si des services comme celui de la passation de commandes ne sont pas utilisés. BC Gas a indiqué que InfoTap, une brochure électronique qui décrit le réseau pipelinier de Westcoast et les services fournis par la compagnie, est offert à un coût total de 110 000 \$ pour trois ans et donne en partie la même information que le NrG.

Dans son coût du service de 1994, Westcoast a compris une provision de 450 000 \$ pour le NrG. Westcoast a affirmé que ces frais n'ont pas été engagés en raison du retard de mise en oeuvre du service jusqu'en 1995. L'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'«ACPP») a demandé qu'un montant équivalent soit soustrait du montant prévu pour 1995 en tenant pour acquis que les droits de 1994 ont été établis de façon à permettre le recouvrement de ces frais, lesquels n'ont pas été engagés. COFI a recommandé que le montant total prévu pour le NrG soit soustrait, de même que les frais connexes liés à l'ajout d'un poste. BC Gas était d'accord avec COFI, et elle a recommandé en outre qu'une somme de 150 000 \$, liée à un interface nécessaire pour le fonctionnement du NrG, soit supprimé de la base tarifaire.

5.1.3 Autres questions liées aux systèmes d'information

COFI a fait état des dépassements de coût constants que connaît la compagnie en ce qui a trait aux nouveaux projets de systèmes d'information, ainsi que de l'absence de critères de sélection solides pour les nouveaux systèmes comme le SAP pour le nouveau système de rapports financiers de la compagnie. Par conséquent, COFI a recommandé que soit approuvé, pour l'année d'essai 1995, le

montant réel de 1994, soit 2 200 000 \$, au lieu du montant demandé de 2 900 000 \$, ce qui représente une réduction de 700 000 \$.

5.1.4 Planification stratégique

En 1994, Westcoast a mené une étude de planification stratégique à un coût total de 1 401 192 \$, dont environ 1 100 000 \$ ont servi à payer des frais de consultation, y compris les honoraires de 923 000 \$ versés à un seul expert-conseil. Même si ces coûts ont été engagés essentiellement en 1994, la compagnie a projeté de les amortir à raison de 280 000 \$ par année, de 1994 à 1998, et d'inscrire la fraction non amortie au poste des frais payés d'avance, dans la base tarifaire.

Westcoast a affirmé que l'étude réalisée portait sur un certain nombre d'objectifs stratégiques, y compris la satisfaction des clients, la compétitivité, le relevé et la connaissance des parties intéressées, la sécurité et l'environnement, la prise en compte du rendement escompté par les actionnaires ainsi que le développement d'une organisation à rendement élevé.

À l'audience, Westcoast a été interrogée en détail sur les avantages de cette étude et à propos des honoraires versés au seul expert-conseil. Westcoast a affirmé que l'expertise fournie était inestimable pour la compagnie et que celle-ci n'était pas en mesure de consacrer suffisamment de temps à la planification stratégique parce que son groupe de direction était fort occupé par la gestion des opérations du réseau. Westcoast a également déclaré qu'un exercice de planification semblable avait été mené avant, comme en atteste le programme SHARE.

L'ACPP a jugé que l'exposé de Westcoast était trop vague concernant les résultats précis de l'exercice de planification stratégique sur le plan de l'efficacité, tandis que COFI et BC Gas estimaient que les résultats étaient simplistes compte tenu du coût. Ces deux derniers intervenants ont recommandé que tous les frais liés au plan soient exclus.

5.1.5 Études d'analyse comparative

À l'audience, on a fait mention également des cinq études d'analyse comparative auxquelles Westcoast a participé. Selon l'ACPP, ces études devraient être déposées parce qu'elles permettraient aux personnes intéressées d'évaluer l'efficacité et le rendement de la compagnie et parce qu'elles ont été payées à même les droits perçus par Westcoast. Westcoast a répondu, cependant, que suite à un accord avec les autres participants, elle ne pouvait pas déposer les études en question. L'ACPP a ajouté que l'Office devrait néanmoins envisager d'ordonner à Westcoast de produire les documents ou de les lui remettre pour examen. COFI a indiqué qu'un sommaire devrait être préparé et fourni aux payeurs de droits pour leur permettre d'évaluer la position de Westcoast par rapport aux normes de référence établies.

5.1.6 Frais juridiques aux États-Unis en 1995

Au cours de l'année de base 1994, Westcoast a assumé des frais juridiques de 195 000 \$ aux États-Unis et, pour l'année d'essai 1995, elle prévoit dépenser 200 000 \$ à ce titre. À l'audience, Westcoast a expliqué qu'en 1994, elle avait suivi certaines audiences des organismes de réglementation américains. Elle a affirmé également que les honoraires payés étaient justifiés compte tenu de la compétence des personnes dont elle avait retenu les services. Pour 1995, Westcoast a déclaré que l'estimation faite tenait compte d'un partage des frais avec Union Gas Limited.

Les intervenants ont demandé si Westcoast ne pourrait pas trouver des moyens moins coûteux de suivre l'évolution des activités aux États-Unis, comme le recours aux services de rapports sur les activités de réglementation ou le détachement de membres du personnel de la compagnie aux audiences. Les intervenants ont également contesté le genre de délibérations faisant l'objet d'un suivi ainsi que leur pertinence pour le réseau de Westcoast.

Westcoast a affirmé que si elle devait détacher du personnel aux États-Unis pour assister aux audiences, elle devrait payer des frais de transport et d'hébergement.

5.1.7 Cotisations professionnelles, dons de charité et conférences en 1995

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé l'approbation des postes budgétaires suivants : 647 000 \$ pour les cotisations professionnelles, 500 000 \$ pour les dons de charité, et 413 000 \$ pour les dépenses liées aux conférences.

En ce qui a trait aux conférences et aux cotisations, l'ACPP a indiqué qu'il s'agissait de secteurs où des compressions pourraient être appliquées. Quant aux dons de charité, l'ACPP a indiqué que Westcoast ne pourrait pas les déduire de son revenu parce que la compagnie ne sera pas imposable pour les cinq prochaines années. COFI a recommandé que les dons de charité soient divisés à parts égales avec le Centre corporatif (Corporate Centre), d'où l'inadmissibilité d'une somme de 250 000 \$.

5.1.8 Frais liés à l'audience sur le coût du capital

Dans son besoin en recettes de 1995, Westcoast a inclus des frais de 443 000 \$ au titre de son intervention dans l'audience RH-2-94 sur le coût du capital. Selon l'ACPP, le montant total ne devrait pas être autorisé puisque, à son avis, ces frais sont liés entièrement aux intérêts des actionnaires de la compagnie. L'ACPP a également affirmé qu'elle était préoccupée par le manque manifeste de volonté de restriction de Westcoast dans ce domaine; elle a indiqué notamment qu'aucune estimation de frais n'a été demandée et qu'aucun budget n'avait été établi.

5.1.9 Programme de rémunération des employés pour 1995

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé une hausse de 2 % des traitements et salaires dans son budget d'E & E de 1995. Cette hausse est fondée sur l'évaluation, faite par la compagnie, des études de l'industrie sur les traitements et les salaires que les employés d'entreprises comparables recevront en 1995. Les augmentations salariales ont déjà été accordées pour 1995. Une somme supplémentaire de 132 000 \$ est prévue pour 1995 afin d'atteindre les objectifs en matière d'équité salariale et de coefficient de comparaison.

Westcoast a affirmé qu'un nouveau programme de rémunération fondée sur le rendement, appelé *Success Sharing Program*, est en voie d'élaboration et vise à établir un lien entre la réalisation d'objectifs commerciaux stratégiques et la prime au rendement. Le nouveau programme, dont l'élaboration devrait prendre fin au troisième trimestre de 1995 et qui devrait être mis en place en 1996, comprendra des paiements forfaitaires considérés comme des primes pour tous les employés ne faisant pas partie de la direction.

En 1995, dans le cadre du programme régulier de rémunération, un paiement additionnel de 750 \$ est prévu pour tous les employés de la compagnie. Entre-temps, Westcoast a remis une somme de 500 \$ à

tous ses employés sur le terrain en vertu d'ententes négociées touchant les salariées, qui prévoient des paiements forfaitaires automatiques en 1994 et 1995, et ce, afin d'établir la parité entre les employés salariés syndiqués et les employés qui touchent un traitement. Les montants de 750 \$ versés en 1995, qui représentent une somme totale de 777 000 \$ pour l'ensemble des employés, équivalent à environ 1,1 % de l'enveloppe salariale budgétée.

Les intervenants ont mis en doute l'applicabilité des paiements forfaitaires de 750 \$ proposés pour tous les employés en 1995, sur le plan des compressions budgétaires. COFI a recommandé la non-approbation des paiements forfaitaires aux employés parce qu'il s'agit de paiements volontaires injustifiés.

5.1.10 Primes pour la haute direction et les cadres

Dans sa demande pour 1995, Westcoast a prévu un montant total de 625 000 \$ au titre des primes de rendement pour les neuf membres de la haute direction, ce qui représente 20 % du traitement au lieu de 15 %. De plus, les primes destinées aux 31 cadres sont passées de 10 à 15 % du traitement de chacun. Ces niveaux sont considérés comme se situant au 50^e percentile pour les compagnies pipelinères et gazières.

Westcoast a affirmé que les primes pour la haute direction et les cadres sont accordées non seulement pour le respect du budget d'E & E établi, mais également pour d'autres facteurs comme la fiabilité du réseau, les niveaux de débit et les pannes minimales. Aucune prime n'est incluse dans les frais du Centre corporatif qui sont imputés à la Division du pipeline.

Les intervenants ont contesté le fait que les primes sont accordées aux cadres pour ce qui semble être un «rendement normal», année après année. Les primes de rendement prévues ont toujours été distribuées chaque année. COFI a recommandé que les primes pour les cadres soient payées à part égales par le service public et les actionnaires, étant donné que ces derniers profitent des efforts déployés par le personnel de gestion.

5.1.11 Proposition de l'ACPP sur les indicateurs de rendement au titre de l'E & E

L'ACPP a proposé une autre méthode pour évaluer le caractère raisonnable du budget d'E & E de Westcoast pour 1995, à savoir que le montant total serait déterminé à l'aide d'indicateurs du rendement. L'ACPP a affirmé qu'une telle démarche fournirait des résultats significatifs et qu'elle reflète l'origine des frais et tient compte du niveau d'activité de la compagnie au cours d'un exercice donné. En se fondant sur son analyse, l'ACPP a proposé que le budget d'E & E de Westcoast soit établi à environ 132 800 000 \$ pour 1995.

L'ACPP a ajouté qu'en vertu de la méthode actuellement approuvée, les budgets d'E & E sont trop élevés compte tenu du cadre d'exploitation de la compagnie et que celle-ci n'est pas incitée à conclure des ententes à des niveaux raisonnables. En outre, l'ACPP estime qu'une méthode de budget global s'impose parce que, pour déterminer les budgets appropriés, l'Office ne tient généralement pas compte des recommandations des intervenants portant sur des postes budgétaires précis.

Westcoast a rejeté la proposition de l'ACPP parce qu'à son avis, la méthode mise de l'avant n'a aucune fondement théorique ou logique et qu'il s'agit simplement, semble-t-il, d'un moyen de parvenir à un résultat souhaité.

5.1.12 Observations du GUE

Dans sa plaidoirie, le GUE a fait valoir que la méthode classique de réglementation du coût du service ne produisait pas les résultats désirés et qu'une meilleure méthode s'imposait. Le GUE a demandé que l'Office encourage Westcoast et les parties intéressées à examiner diverses formules de rechange.

Opinion de l'Office

Dans le cadre de la présente audience, l'Office a eu l'occasion d'examiner la méthode du budget global servant à déterminer un budget d'E & E approprié, qui a été exposée dans la Décision RH-2-93, pour tenir compte du caractère dynamique du marché où Westcoast évolue et où il faut faire preuve de souplesse pour s'adapter aux conditions changeantes. L'Office s'attendait aussi à ce que la méthode proposée stimule l'esprit d'initiative de la direction, encourage Westcoast à accroître l'efficacité de ses opérations et l'incite à trouver des moyens de «faire plus avec moins». L'Office est d'avis qu'il devrait de nouveau approuver un montant global que la compagnie pourra utiliser pour ses dépenses d'E & E pour 1995. Westcoast se devra de décider comment et où les crédits budgétaires doivent être utilisés pour assurer l'exploitation efficace et économique de son réseau.

Proposition de l'ACPP

L'Office n'était pas convaincu de se replier sur des indicateurs de rendement pour établir le montant global du budget d'E & E, comme l'ACPP l'a proposé. Cette proposition ne permet pas d'établir pourquoi on devrait escompter un niveau particulier d'amélioration de la productivité, d'inflation, de croissance et de frais incontrôlables.

Cependant, l'Office reconnaît la valeur de l'effort déployé par l'ACPP pour remettre en question le régime actuel et proposer une autre démarche, et il encourage l'ACPP, le GUE et les autres parties intéressées à continuer de présenter des propositions novatrices et solides dans le cadre des audiences futures sur les droits. L'Office apprécie également les observations de l'ACPP sur l'évolution de la réglementation incitative.

Frais réels d'E & E en 1994

Même si l'Office tient compte des rajustements que Westcoast a mis de l'avant pendant la plaidoirie et qui ramèneraient à moins de 1 000 000 \$ l'écart entre les frais approuvés et les frais réels d'E & E en 1994, il est d'avis que l'effort ainsi que les mesures prises par Westcoast pour réduire ses frais dans le cadre de ses activités courantes auraient pu être plus sérieux et dynamiques. Cette opinion est fondée sur l'absence manifeste d'une priorisation des dépenses, laquelle est essentielle à une baisse efficace des frais. L'Office est persuadé que, si la compagnie avait déployé l'effort requis pour mener un examen budgétaire plus rigoureux, certaines dépenses discrétionnaires et d'autre nature n'auraient pas été faites et la compagnie aurait été en mesure de démontrer qu'elle a tenu compte des indications de l'Office concernant les compressions budgétaires.

Pour orienter les prochaines audiences et pour indiquer clairement, mais non de façon exhaustive, les secteurs dans lesquels, de l'avis de l'Office, Westcoast devrait concentrer ses efforts afin d'accroître l'efficacité et l'efficience, l'Office a abordé de façon spécifique les postes budgétaires qui l'ont particulièrement préoccupé.

NrG

L'Office reconnaît que les systèmes, comme le NrG, s'inscrivent dans les tendances observées dans les domaines de l'information et des communications. Cependant, l'Office est préoccupé par le lien de dépendance entre Westcoast Energy Ltd. et NrG Information Services Inc. Grâce à ce lien, NRG Information Services Inc. tire tous les avantages, mais ce sont les expéditeurs qui assument le coût et une grande part du risque. Par exemple, la preuve produite indiquait que le système devait être opérationnel au cours du quatrième trimestre de 1994, mais la date de mise en oeuvre a été reportée au premier trimestre de 1995 et les opérations n'ont finalement débuté qu'en avril 1995. Cependant, les frais ne traduisent pas cette non-exécution; ils ont même grimpé pour 1995, malgré les retards.

Pour ces raisons, l'Office ne tient compte ni du montant de 1 240 000 \$ ni des frais connexes liés au personnel supplémentaire, pour établir un budget d'E & E approprié pour 1995. En outre, il croit que Westcoast devrait recouvrer ses frais directement auprès des expéditeurs qui utilisent le service. Si, plus tard, Westcoast peut démontrer que les expéditeurs appuient le système et les frais connexes, l'Office examinera à nouveau la question à savoir si les frais liés au NrG peuvent être inclus dans le coût du service. L'Office devra également être convaincu que le lien de dépendance a été rendu complètement transparent quant à ses incidences sur les frais.

Planification stratégique

L'Office n'était pas convaincu, d'après la preuve produite à l'audience, que l'exercice de planification stratégique mené par Westcoast a donné lieu à suffisamment de mesures et de buts organisationnels nouveaux et valables pour justifier le coût. L'Office est également préoccupé par les frais très élevés engagés pour les services d'experts-conseils. Compte tenu de la synergie que Westcoast aurait dû tirer des initiatives antérieures de Union Gas dans le domaine de la planification stratégique, y compris le recours à un certain nombre des mêmes consultants, et compte tenu de la planification stratégique moins formelle menée par la direction au cours des dernières années, l'Office n'est pas convaincu que la compagnie a présenté une évaluation avantages-coûts adéquate de ses dépenses dans ce secteur. Par conséquent, l'Office a soustrait la prévision de 280 000 \$ du budget d'E & E de 1995, et il ordonne à Westcoast de soustraire du poste des frais payés d'avance dans la base tarifaire le montant non amorti indiqué au titre de la planification stratégique (voir la section 3.3). Cela diminuera d'environ 106 000 \$ le rendement de la base tarifaire pour 1995.

Études d'analyse comparative

L'Office examinera les études d'analyse comparative dans le cadre de sa fonction de vérification.

Frais liés à l'audience sur le coût du capital

En ce qui a trait au recouvrement des frais liés à l'audience sur le coût du capital, l'Office estime que ces frais font partie à juste titre du prix que Westcoast doit payer pour mener des activités dans un milieu réglementé. Westcoast peut donc recouvrer ces frais dans les droits car l'Office juge raisonnable ce montant.

Autres postes

Dans sa quête de moyens de réduire les frais, Westcoast souhaitera peut-être revoir certains montants prévus pour 1995 dans le cas des postes jugés discrétionnaires, comme les conférences, les services de consultants, les dons de charité, les frais juridiques aux États-Unis et les cotisations. De même, l'Office croit que Westcoast peut réaliser des gains d'efficacité dans son administration des traitements, salaires et avantages sociaux, étant donné que ceux-ci représentent environ la moitié du budget d'E & E pour 1995. L'Office s'attend à ce que Westcoast mette tout en oeuvre pour définir les secteurs de son réseau où les dépenses peuvent être réduites sans nuire à la fiabilité et à la sécurité du gazoduc. L'Office encourage Westcoast à établir des objectifs pour les composantes organisationnelles et à tirer le maximum d'avantages de la créativité de tout son personnel dans l'atteinte de l'objectif global établi par l'Office.

Si Westcoast adoptait cette démarche, celle-ci présenterait l'avantage supplémentaire de fournir une base plus complète et plus objective pour l'évaluation du rendement des cadres et des autres employés et pour le versement des salaires et traitements ainsi que des primes au rendement. À cet égard, l'Office se demande si l'utilisation de la totalité du montant prévu pour les primes destinées aux cadres en 1994 pourrait être justifiée objectivement.

Observations générales

Selon l'Office, les observations faites par les intervenants au sujet du NrG et de la planification stratégique étaient pertinentes et valables. Cependant, de façon générale, l'Office est déçu par la portée restreinte du contre-interrogatoire mené par les intervenants. Selon l'Office, en s'attaquant au détail de postes tels que les frais juridiques aux États-Unis, les conférences, les cotisations professionnelles et les dons de charité, les intervenants ont adopté des démarches fort subjectives. De toute évidence, ces secteurs comprennent des frais discrétionnaires, mais l'examen mené par les intervenants n'a pas permis à l'Office d'établir des objectifs particuliers en matière de compressions budgétaires.

L'Office est également déçu du fait que les intervenants ont décidé de ne pas contester les frais d'exploitation de Westcoast sur le terrain, lesquels représentent 80 % des frais de la Division du pipeline. Comme la plupart des intervenants à l'audience sur les droits de Westcoast représentent de grandes compagnies, menant des opérations industrielles, dont certaines exploitent aussi des conduites de collecte, des usines de traitement et des pipelines, l'Office s'attend à ce qu'ils adoptent une démarche plus macro-économique dans leur contre-interrogatoire visant à tester le budget d'E & E proposé. L'Office juge que la recherche des postes discrétionnaires particuliers ne tient

pas compte de la formule de l'objectif budgétaire global. L'Office incite les intervenants à examiner plus à fonds les activités de Westcoast et ses méthodes de gestion, qui mèneront tant à réaliser la stratégie d'objectif budgétaire global qu'à cerner des cibles propices à des gains d'efficience.

Dernières observations

L'Office est conscient du fait qu'en 1994 et 1995, Westcoast a dû relever un certain nombre de défis, notamment la restructuration de la compagnie, la création de la Division du pipeline et la réaffectation des cadres. En outre, Westcoast a encore fait face à la nécessité d'accroître la capacité de son réseau, et elle est interpellée, tout comme ses producteurs et expéditeurs, par la décision récente de l'Office, GH-5-94, diffusée en mai 1995, qui porte sur la compétence. Néanmoins, Westcoast a fait preuve d'innovation en présentant de nouvelles propositions pour la politique de prestation de services à même les nouvelles installations, le programme d'affectation de la capacité d'attrition et les crédits à la composante-demande des droits. L'Office félicite Westcoast pour ces initiatives et pour la façon dont elle relève ses défis sur le plan organisationnel.

Au cours de la présente audience, cependant, l'Office a constaté que Westcoast ne s'est pas concentrée vraiment sur certains postes clés de son budget d'E & E (notamment le NrG et la planification stratégique) et n'a pas vraiment cherché à atteindre les objectifs de réduction des frais que l'Office a fixés dans la Décision RH-2-93.

Selon l'Office, Westcoast doit orienter sa méthode de gestion et montrer concrètement qu'elle s'efforce d'exploiter un réseau à moindre coût. Tant que ses buts organisationnels ne seront pas axés sur cet objectif, personne, y compris Westcoast, ne saura quels gains d'efficience peuvent être enregistrés dans l'ensemble du réseau notamment si la direction et les employés sont incités à travailler dans ce sens. Selon l'Office, pour y arriver, il faut établir des objectifs pertinents en matière de gains d'efficience comme cela se fait dans nombre d'autres compagnies et comme cela serait avantageux pour les employés et les actionnaires dans un régime de réglementation incitative.

Compte tenu de tous les facteurs précités et du fait que la moitié de l'année d'essai 1995 est déjà écoulée, l'Office juge qu'un montant global de 135 158 000 \$ serait approprié pour le budget d'E & E de Westcoast, ce qui est inférieur de 3 394 000 \$ au montant demandé. Selon l'Office, la direction de la compagnie peut sûrement exploiter efficacement l'énergie des employés dans le but d'atteindre l'objectif fixé par l'Office. Le succès de la démarche dépend essentiellement de la façon dont, tout en relevant d'autres défis, la direction oriente et présente ce défi à l'organisation. Dans les demandes futures, l'Office s'attend à ce que Westcoast dépose l'information pertinente sous la même forme que dans le cadre de la présente audience. En plus de défendre l'ensemble des montants demandés et de fournir une analyse d'écarts pour les frais engagés, Westcoast devrait également être prête à produire la preuve des mesures concrètes qu'elle a prises dans le cadre de l'évaluation des postes budgétaires prioritaires et de l'examen de ses budgets visant à réduire les frais.

Décision

Pour l'année d'essai 1995, l'Office approuve des dépenses d'E & E s'élevant à 135 158 000 \$.

5.2 Frais liés au gaz d'accommodement

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a prévu un montant total de 900 000 \$ au titre des frais liés au gaz d'accommodement, dont 800 000 \$ pour les déséquilibres enregistrés au cours du dernier trimestre de 1994 (cependant, les frais connexes seront engagés et recouverts en 1995) et 100 000 \$ pour les situations qui pourraient surgir en 1995.

Westcoast a expliqué que le montant de 800 000 \$ est exceptionnel car il est imputable essentiellement à la mise en oeuvre ponctuelle d'une politique d'équilibrage quotidien, le 1^{er} septembre 1994. En vertu de cette politique, les expéditeurs doivent maintenir, sur une base quotidienne, leurs livraisons et leurs prélèvements de gaz dans le réseau de la compagnie en dedans de certaines limites. Westcoast a affirmé que l'application de cette politique n'est possible qu'au moyen de la concertation parce qu'aucune pénalité n'est prévue en cas de non-conformité.

Westcoast a expliqué qu'au moment où elle a mis en place cette politique, il y avait un déséquilibre appréciable sur le réseau en raison de différents facteurs dont les suivants : récupération insuffisante de combustible auprès des expéditeurs en raison des taux de prise élevés à ce moment-là; déclaration, par les expéditeurs, de volumes supérieurs aux volumes réellement livrés au réseau, et déséquilibre global des comptes des expéditeurs de l'ordre de $1 \times 10^9 \text{pi}^3$ (28 300 000 mètres cubes).

Même si Westcoast a travaillé de concert avec les expéditeurs dans le but de rééquilibrer graduellement les comptes, elle a été obligée d'acheter un total d'environ $1,5 \times 10^9 \text{pi}^3$ (42 500 000 mètres cubes) de gaz les 21 octobre et 5 décembre 1994, à un coût total de 3 300 000 \$. Cependant, elle s'attend de ne pouvoir écouler ce gaz qu'à la moitié de ce coût, ce qui représente une perte de 1 600 000 \$ qui devrait se matérialiser durant l'année d'essai 1995.

Se fondant sur son analyse visant à savoir si l'achat de gaz d'accommodement a été le fait de pannes d'installations ou de niveaux inacceptables de gaz en canalisation, Westcoast a déterminé que la perte prévue devrait être étalée en montants égaux de 800 000 \$ chacun imputés à la zone 2 à titre de frais d'atténuation et à l'ensemble des zones 3 et 4 en tant que frais liés au gaz d'accommodement. Westcoast a également affirmé qu'elle ne s'attendait pas à recouvrer une grande partie des frais liés au gaz d'accommodement dans les zones 3 et 4 parce qu'elle n'est pas certaine de pouvoir imputer la totalité des frais à des expéditeurs particuliers.

Quant au montant prévu de 100 000 \$ pour l'année d'essai, Westcoast a expliqué qu'elle l'avait calculé à partir de ses prévisions des frais liés au gaz d'accommodement pour l'année d'essai et à la lumière de son expérience des dernières années. Elle a également déclaré qu'au cours du premier trimestre de 1995, elle avait assumé des frais liés au gaz d'accommodement s'élevant à 53 000 \$ comparativement à 10 300 \$ en 1994 et à 79 000 \$ en 1993.

L'ACPP a fait des commentaires indirects sur cette question quand elle a demandé si le *Gas Management System* de Westcoast dans son ensemble procure des avantages aux payeurs de droits

quand les comptes des expéditeurs affichent un déséquilibre aussi important que $1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ (environ 28 300 000 mètres cubes).

Selon COFI, la perte prévue de 800 000 \$ pour les situations vécues en 1994 ne devrait pas être considérée comme étant une perte pour 1995 et devrait plutôt être reportée jusqu'à ce qu'elle se matérialise. À son avis également, le fait de reporter la perte permettrait d'examiner si Westcoast a agi prudemment. COFI a également souligné que la politique ne prévoit pas de pénalités en cas de non-conformité.

Opinion de l'Office

Même si l'Office juge que Westcoast a fait preuve de prudence en mettant en place la politique d'équilibrage quotidien, elle est étonnée que lors de la mise en application de cette politique, le déséquilibre du réseau était aussi important que Westcoast l'a décrit et que la perte essuyée par la compagnie puisse être aussi élevée. Cependant, l'Office a tenu compte des explications fournies par Westcoast, à savoir que la compagnie a dû acheter du gaz d'accommodement quand le réseau était utilisé à grande capacité, ce qui expliquerait l'escalade du déséquilibre et le fait que Westcoast a dû payer une prime pour ce gaz.

COFI a recommandé que la perte soit reportée jusqu'à ce qu'elle se concrétise; il a ajouté qu'avec un compte de report, on pourrait déterminer si Westcoast a été prudente ou non. Cependant, aucune preuve n'a été produite à l'audience qui laisserait croire que Westcoast n'écoulera pas ce gaz au cours de l'année d'essai courante. En outre, de l'avis de l'Office, aucun intervenant n'a mis en doute le caractère raisonnable des décisions prises par la compagnie pour rééquilibrer son réseau.

À propos du caractère raisonnable du montant de 100 000 \$ prévu pour l'achat de gaz d'accommodement en 1995, l'Office juge acceptable ce montant, si l'on tient compte notamment de la difficulté de prévoir les déséquilibres ainsi que de l'expérience récente de Westcoast sur ce plan.

Décision

L'Office a décidé de rejeter la demande présentée par COFI visant le report de la perte que Westcoast prévoit essuyer relativement à la mise en place de la politique d'équilibrage quotidien en 1994; il a décidé également d'accepter l'estimation de 900 000 \$ de Westcoast au titre des frais liés au gaz d'accommodement pour l'année d'essai 1995.

5.3 Répartition des frais

5.3.1 Frais du Centre corporatif imputés à la Division du pipeline

En 1994, Westcoast a procédé à une grande réorganisation des services de son siège social de Vancouver en créant la Division du pipeline, qui regroupe les activités réglementées par l'Office, et le Centre corporatif qui fournit des services que se partagent plusieurs des entités exploitantes faisant

partie du groupe de compagnies de Westcoast, dont la Division du pipeline. Depuis le 1^{er} janvier 1995, le Centre corporatif fournit des services particuliers à la Division du pipeline selon un tarif annuel. Pour l'année d'essai 1995, ces frais ont été fixés à 4 359 000 \$.

Westcoast a affirmé que le Centre corporatif a réparti son budget annuel entre diverses entités en appliquant la méthode des facteurs générateurs de coût, et elle a calculé ainsi les frais annuels facturés à la Division du pipeline. Cette dernière a participé au processus de calcul. Elle a analysé les services particuliers fournis par le Centre corporatif, ainsi que les frais particuliers et les facteurs générateurs de coût utilisés par le Centre corporatif. Elle a également comparé les frais administratifs de 1995, incluant les frais du Centre corporatif, à ceux de 1994. La Division du pipeline juge raisonnables les frais que le Centre corporatif lui impute.

La compagnie a estimé qu'en 1995, les frais administratifs de la Division du pipeline, qui comprennent les frais du Centre corporatif, s'élèveraient à 39 891 000 \$, soit 420 000 \$ de moins que les frais administratifs de 1994, avant la création du Centre corporatif, après rajustement et normalisation en fonction de la situation de 1995. De l'avis de Westcoast, cette comparaison corrobore pleinement le caractère raisonnable des frais du Centre corporatif. Westcoast a fait observer que cette comparaison ne tient pas compte du fait que la Division du pipeline recouvrerait environ 800 000 \$ auprès du Centre corporatif pour les services comptables qu'elle fournit. La compagnie a fait valoir que si l'on tenait compte de ces montants recouverts dans la comparaison, le coût du service de 1995 serait inférieur d'environ 1 200 000 \$ à ce qu'il aurait été si le Centre corporatif n'existait pas.

Westcoast a affirmé que le budget total de 14 994 000 \$ prévu pour le Centre corporatif est réparti comme suit : 29 % pour la Division du pipeline, 35 % pour les autres entités réglementées et 36 % pour les activités non réglementées et générales. Westcoast a fait observer que, contrairement à Union Gas Limited ou à Centra Gas Ontario Inc., la Division du pipeline n'a pas de conseil d'administration, ne finance pas ses opérations, ne présente pas de rapport annuel et ne réunit pas ses actionnaires. Pour ces raisons, un pourcentage relativement supérieur des coûts des directeurs de la compagnie a été imputé à la Division du pipeline.

Les intervenants ont axé leur examen sur la pertinence des facteurs générateurs de coûts utilisés par Westcoast ainsi que sur le caractère raisonnable des coûts imputés. Dans la plaidoirie, l'ACPP et COFI ont fait observer que, faute d'une ventilation des frais du Centre corporatif par service et ne connaissant par la taille relative des enveloppes de base des autres entités, il est impossible d'évaluer le caractère raisonnable des frais imputés à la Division du pipeline. À leur avis, le processus de répartition des frais demeure nébuleux contrairement à ce que prétend Westcoast, à savoir qu'avec la création du Centre corporatif et l'utilisation des facteurs générateurs de coût, ce processus est maintenant transparent. COFI a recommandé que les frais du Centre corporatif soient abaissés à 3 500 000 \$.

Westcoast a fait valoir qu'avec l'établissement du Centre corporatif, une transparence a été créée du fait que chaque personne de la Division du pipeline consacre 99,3 % de son temps au gazoduc.

Opinion de l'Office

L'Office fait observer que la description générale de la méthode fondée sur les facteurs générateurs de coût utilisée pour l'imputation des frais du Centre corporatif à la Division du pipeline est adéquate. Étant donné que 1995 est la première année

d'exploitation depuis la création du Centre corporatif, l'Office convient avec l'ACPP et COFI que l'affectation des frais aurait pu être plus transparente.

L'Office ne retient pas la proposition de COFI visant à ramener les frais du Centre corporatif à 3 500 000 \$ parce que COFI n'a pas justifié sa recommandation. Se fondant sur l'analyse comparative faite par Westcoast des frais administratifs de la Division du pipeline pour 1995, y compris les frais du Centre corporatif, et des frais administratifs de 1994 avant la création du Centre corporatif, tels qu'ils ont été redressés en fonction de la situation de 1995, l'Office juge raisonnables les frais prévus pour le Centre corporatif pour 1995, soit 4 359 000 \$.

Décision

L'Office approuve les frais de 4 359 000 \$ prévus pour le Centre corporatif pour l'année d'essai 1995.

5.3.2 Répartition des frais entre les activités réglementées et les activités non réglementées

Suite à une directive de l'Office énoncée dans les Motifs de décision RH-1-92, Westcoast a retenu les services de Arthur Andersen & Co. pour examiner la répartition des frais entre les activités réglementées et les activités non réglementées et pour obtenir des recommandations à cet égard. Dans le rapport intitulé *Study of Cost Allocation Between the Utility and Unregulated Activities* de mai 1993, Arthur Andersen a recommandé que Westcoast répartisse les frais en utilisant des facteurs générateurs de coût, c'est-à-dire en fonction d'un volume ou d'un niveau d'activité mesurable. En vertu de la méthode existante, Westcoast répartissait les frais en se fondant essentiellement sur les relevés de temps ainsi que sur une imputation de charges indirectes.

Depuis la réorganisation de la compagnie, la majorité des activités non réglementées sont menées au Centre corporatif. La Division du pipeline fournit encore certains services aux entités non réglementées, dont le Centre corporatif. Cependant, la charge de travail liée aux activités non réglementées qui est assumée par la Division du pipeline est maintenant relativement faible et, par conséquent, Westcoast estime que les préoccupations relatives à la répartition des frais entre les deux catégories d'activités ne sont plus les mêmes.

Westcoast a indiqué qu'exception faite des services du siège social de Vancouver, le personnel d'exploitation dans quatre centres de coût consacrent du temps aux activités d'investissement et aux activités non réglementées. Dans ces centres de coût, Westcoast a imputé les frais aux deux catégories d'activités en se fondant sur les relevés de temps qui, de l'avis de la compagnie, sont les facteurs générateurs de coût pertinents.

En ce qui a trait aux services de Vancouver, la compagnie a défini les activités menées par chaque service et le facteur générateur de coûts utilisé pour imputer le coût de chaque activité, et elle a déterminé si le coût d'une activité donnée est imputé à l'E & E, aux immobilisations du service public, aux activités non réglementées ou à une combinaison de ces postes. La compagnie a également fourni une liste des activités non réglementées menées par chaque service. Westcoast a affirmé que le choix des divers facteurs générateurs de coût a été fait en fonction des activités particulières exécutées par chaque service. Dans certains services, comme les services juridiques et l'administration des

processus, les estimations de temps représentent encore le meilleur facteur générateur de coût, compte tenu de la nature des activités menées.

Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a affirmé qu'elle avait recensé toutes les activités menées dans un service, calculé le coût de chaque activité, choisi un facteur générateur de coût pertinent et réparti les coûts en fonction d'un relevé de temps, d'un registre de pièces justificatives ou d'un relevé des effectifs visant un genre semblable de coût de base et de coût accessoire. Cependant, Westcoast n'a pas fourni les coûts des activités ni les pourcentages de ces coûts imputés aux deux catégories d'activités.

Les intervenants n'ont pas commenté le choix des facteurs générateurs de coûts de Westcoast ni le caractère raisonnable des coûts imputés. COFI a fait observer que même si la Division du pipeline a recensé les activités des différents services et défini les facteurs générateurs de coût utilisés pour la répartition des coûts, elle n'a pas indiqué les montants ou les pourcentages des coûts. COFI a donc eu de la difficulté à faire des observations sur la méthode de répartition des coûts. De l'avis de COFI, une étude plus approfondie s'impose.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnable la description qualitative fournie par Westcoast de la méthode de répartition des coûts utilisée pour 1995. Cependant, l'Office convient avec COFI que les intervenants ont besoin d'une analyse quantitative pour pouvoir évaluer l'imputation des coûts. L'Office estime que Westcoast devrait s'efforcer de tenir compte des préoccupations des intervenants à cet égard dans les demandes futures.

Cependant, étant donné que 1995 est la première année pour laquelle Westcoast a utilisé de nouveaux facteurs générateurs de coût, en plus des relevés de temps, l'Office est disposé à accepter les montants imputés aux activités d'investissement et aux activités non réglementées qui figurent dans la demande.

Décision

L'Office approuve la répartition des coûts de la Division du pipeline entre les activités non réglementées et les activités d'investissement pour l'année d'essai 1995.

5.3.3 Capitalisation des traitements et salaires et des frais généraux

Comme lors des audiences précédentes, l'ACPP et COFI étaient préoccupés par la question des traitements, salaires et frais généraux capitalisés par rapport aux montants dépensés à ce titre. L'ACPP a analysé les dépenses salariales de Westcoast en 1994 et a fait observer que dans le district Northern, les traitements et salaires réels capitalisés ont excédé les montants prévus approuvés. Westcoast a expliqué que cela était attribuable à un niveau extrêmement élevé d'activité d'investissement dans le Nord. Tout en acceptant cette explication, l'ACPP a fait observer que la somme des traitements et salaires d'E & E approuvés, recouverts dans les droits de l'année courante, et des traitements et salaires réels capitalisés, recouvrables dans les droits futurs, excédait les dépenses salariales totales réelles dans le district Northern en 1994. L'ACPP a produit des éléments de preuve montrant que la situation était

semblable à l'usine de Pine River. L'ACPP a déduit que certains traitements et salaires inclus dans le coût du service de 1994 et déjà recouverts à même les droits, ont été capitalisés et recouverts une deuxième fois au moyen de la dépréciation de la base tarifaire. Westcoast a reconnu que même si cela semblait être le cas pour le district Northern et l'usine de Pine River, il n'en était pas de même dans les autres centres de coût.

L'ACPP a exprimé sa préoccupation constante au sujet des modalités de capitalisation de Westcoast et a pressé l'Office de continuer de surveiller la situation de très près. Pour une mesure pertinente de l'Office, l'ACPP a fait mention des Motifs de décision RH-3-91 où, dans une situation semblable, l'Office a ordonné à Trans Mountain Pipe Lines Company Ltd. de réduire la valeur brute de ses installations de gazoduc en service du montant des traitements et salaires qui avaient été inclus dans le coût du service en plus d'être capitalisés. COFI a recommandé qu'environ 2 000 000 \$ des frais généraux capitalisés soient exclus de la base tarifaire étant donné que cette somme a déjà été recouvrée au poste d'E & E. De même, COFI a indiqué qu'une vérification de l'Office devrait être axée sur cette question.

Opinion de l'Office

L'Office constate que la preuve produite à la présente audience au sujet de cette question ne fournit pas toute l'information voulue pour mener une analyse concluante. Se fondant sur les données existantes, l'Office accepte la preuve de Westcoast selon laquelle les traitements et salaires recouverts à même les droits de 1994 n'ont pas été capitalisés. Par conséquent, l'Office rejette la recommandation de COFI visant à soustraire la somme de 2 000 000 \$ de la base tarifaire. L'Office constate également qu'en 1994 et avant, la prévision relative aux traitements et salaires capitalisés établie par Westcoast était fondée sur un coefficient prédéterminé. Il serait donc inutile pour l'Office de mener une vérification des dossiers de 1994 pour statuer dans la présente affaire.

Comme nous l'avons indiqué à la section 5.3.2, Westcoast a mis en application une nouvelle méthode de répartition des coûts pour l'année d'essai 1995, et les prévisions relatives aux traitements, salaires et frais généraux imputés au capital sont fondées sur une analyse des activités d'investissement réalisées au cours de l'année d'essai et sur l'utilisation des facteurs générateurs de coût appropriés, dont les relevés de temps. L'Office reconnaît qu'il y aura des écarts entre les traitements, salaires et frais généraux capitalisés réels et prévus mais il n'est pas trop préoccupé par les écarts raisonnables et faibles. L'Office croit qu'avec la nouvelle méthode de répartition des coûts, les traitements, salaires et frais généraux capitalisés réels se rapprocheront des montants prévus.

L'Office est d'avis qu'à compter de 1995, quand des écarts entre les traitements et salaires capitalisés prévus et réels seront importants et inexplicables, on pourra envisager un rajustement des facteurs de répartition des coûts pour l'année d'essai à venir. De même, un rajustement de la valeur brute des installations de gazoduc en service peut s'avérer pertinent.

Westcoast est invitée à prendre note des préoccupations exprimées par les intervenants à la présente audience. Compte tenu de l'ampleur des dépenses récentes liées aux installations informatiques, l'Office s'attend à ce que Westcoast tienne et fournisse au besoin les données nécessaires à la réalisation de l'analyse requise.

5.3.4 Report des travaux d'entretien

Westcoast reporte parfois les travaux d'entretien prévus au budget pour permettre à ses employés de réaliser des projets d'entretien non prévus plus urgents ou des projets d'immobilisations nécessitant des ressources supplémentaires. Pour 1994, Westcoast a affirmé que le niveau extrêmement élevé d'activité d'investissement n'a pas donné lieu nécessairement au report de projets d'E & E même si cela a peut-être été le cas dans quelques circonstances.

Quand on lui a demandé de fournir de l'information sur le nombre de projets reportés en 1994 et sur la ventilation des projets d'E & E de 1995 selon qu'il s'agissait de projets nouveaux ou courants, ou encore de projets reportés d'une année antérieure, Westcoast a répondu qu'elle ne tenait pas de dossiers lui permettant de fournir immédiatement l'information demandée. Westcoast a reconnu qu'un projet d'E & E reporté peut figurer sur l'échéancier d'une année subséquente et que le montant en dollars correspondant peut être inclus dans le budget de l'année en question.

Opinion de l'Office

L'Office ne conteste pas la marge de manoeuvre que Westcoast devrait avoir pour déterminer si des travaux d'entretien discrétionnaires peuvent être reportés de façon à profiter au mieux des ressources. L'Office n'est même pas en mesure d'évaluer si cette latitude est exercée raisonnablement par Westcoast étant donné l'information limitée qu'elle a fournie au cours de la présente audience. Cependant, l'Office aimerait pouvoir évaluer ce caractère raisonnable dans le cadre des audiences futures. Compte tenu des dépenses récentes engagées par la compagnie pour l'acquisition de systèmes d'information visant une meilleure structuration des données des centres de coûts, l'Office s'attend à ce qu'à l'avenir, Westcoast soit disposée à fournir, sur le report de travaux d'E & E, des renseignements semblables à ceux qui ont été demandés au cours de la présente audience.

Chapitre 6

Conception des droits et tarifs

6.1 Prévision du débit

Aux fins de répartition des coûts et de conception des droits, Westcoast a soumis une prévision de débit pour chaque zone. À l'audience, aucun intervenant n'a contesté les prévisions.

Décision

L'Office juge raisonnables les prévisions de débit pour l'année d'essai 1995 que Westcoast a établies pour chaque zone aux fins de répartition des coûts et de conception des droits.

6.2 Débit interruptible

Westcoast a adopté une nouvelle méthode de prévision du débit du service interruptible pour l'année d'essai, fondée sur une prévision des recettes du service interruptible plutôt que des volumes du service interruptible. Westcoast a soutenu que la nouvelle démarche est meilleure parce qu'elle tient compte des ajustements des frais du service interruptible lorsque le service garanti est sous-utilisé et que des livraisons de gaz brut ont une teneur en gaz acide plus élevée que celle stipulée dans les ententes de service.

La prévision est basée sur une analyse historique des relations entre les recettes, réelles et selon la facturation, pour l'ensemble du service interruptible et du service garanti pour chaque zone de janvier 1990 à juillet 1994, et des lignes de tendance non linéaires et de meilleur ajustement calculées jusqu'en 1995. Westcoast a expliqué qu'elle n'a pas consulté ses expéditeurs au sujet de la prévision parce que les besoins en services ne peuvent être déterminés avec certitude, mais elle a ajouté qu'elle la jugeait raisonnable d'après les prévisions de l'utilisation et de la disponibilité du réseau dans l'année d'essai.

Au cours des dernières années, en ce qui a trait au service interruptible, les débits prévus des zones 1 et 2 ont été trop faibles, et ceux des zones 3 et 4, trop élevés. Au total, pour l'année d'essai 1994, Westcoast avait calculé que les recettes du service interruptible se chiffraient à environ 5 300 000 \$; elles ont atteint en réalité 15 800 000 \$. Un total de 10 500 000 \$ a donc dû être inscrit dans le compte de report des recettes du service interruptible. Grâce à la méthode proposée, Westcoast a estimé que les recettes du service interruptible se chiffraient, pour 1995, à 13 200 000 \$, soit 2 500 000 \$ de moins que celles de 1994. Westcoast a noté que, pour le premier trimestre de 1995, les recettes du service interruptible atteignaient seulement 90 % des recettes du premier trimestre de 1994.

COFI a suggéré que le chiffre de recettes du service interruptible, prévu par Westcoast, n'était pas assez élevé; ces recettes devraient plutôt atteindre environ 3,5 % des recettes totales. COFI a expliqué que Westcoast a souvent, par le passé, sous-estimé les recettes du service interruptible, comme l'indique le fait que les recettes prévues pour les années d'essai 1993 et 1994 ont été nettement

inférieures aux recettes réelles. COFI a ajouté que sa recommandation représente un compromis entre les prévisions actuelles de Westcoast et le débit réel du service interruptible en 1994.

BC Gas a soutenu que la prévision des recettes du service interruptible en 1995 devrait être au moins égale du chiffre de recettes de 1994 en tant que pourcentage des recettes totales du service garanti. Entre autres, contrairement à Westcoast, BC gas était d'avis que le pourcentage de recettes du service interruptible devrait augmenter de 1994 à 1995 pour les zones 1 et 2. BC Gas a aussi noté que Westcoast n'avait pas effectué d'autres analyses statistiques des résultats obtenus grâce à sa nouvelle méthode et elle a suggéré que, dans l'application de la méthode, Westcoast n'a pas tenu compte de l'évolution du marché et de son réseau, et d'une récente tendance vers des pourcentages plus élevés de volumes du service interruptible. En outre, BC Gas a déclaré être d'avis que Westcoast préfère sous-estimer le débit du service interruptible de façon à ne pas avoir à obtenir des paiements additionnels auprès des expéditeurs dans les droits futurs.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que la nouvelle méthode de Westcoast devrait produire de meilleures estimations du débit du service interruptible parce qu'elle permet de tenir compte des ajustements qui sont apportés aux frais du service interruptible lorsque le service garanti est sous-utilisé et que les livraisons de gaz brut ont une teneur en gaz acide plus élevée que stipulé dans les ententes de service. En outre, la nouvelle méthode permet d'étudier chaque zone indépendamment des autres zones.

Toutefois, on peut se demander si Westcoast a poussé assez loin son analyse. Par exemple, elle aurait pu mettre à l'épreuve la nouvelle méthode en l'appliquant pour prédire le débit de 1994 pour chaque zone et comparer les résultats avec le débit réel.

De plus, alors que les prévisions pour chaque zone peuvent se défendre du point de vue statistique, Westcoast ne semble pas avoir pleinement évalué le caractère de meilleur ajustement de chaque courbe. Il n'est pas sûr que les lignes quasi droites pour les données relatives aux zones 1 et 2 et les courbes d'ordre plus élevé pour les données relatives aux zones 3 et 4 conviennent le mieux pour prédire le débit de 1995.

En outre, l'Office partage les préoccupations de certains intervenants à l'effet que les prévisions de recettes moins élevées en 1995 pour les zones 1 et 2 ne s'accordent pas avec les données réelles des années d'essai 1993 et 1994. Toutefois, l'Office juge aussi que la prévision à la baisse faite par Westcoast pourrait être justifiée si l'on tient compte du fait que le niveau d'utilisation du service interruptible durant le premier trimestre de 1995 est moins élevé que celui connu pour la même période en 1994.

COFI et BC Gas ont toutes deux recommandé que la prévision de débit soit plus élevée que celle apparaissant dans la demande. COFI s'est reportée aux prévisions faites par Westcoast pour 1993 et 1994, tandis que BC Gas a souligné ce qu'elle percevait constituer les faiblesses de la méthode proposée. L'Office partage certaines

Compte tenu de tous les témoignages à cet égard, l'Office conclut que la nouvelle démarche de Westcoast devrait être adoptée pour l'année d'essai 1995, car elle devrait permettre de mieux prévoir les volumes du service interruptible. Toutefois, l'Office conclut aussi que la démarche pourrait être améliorée si elle était étayée par d'autres analyses statistiques et données corroborantes selon les suggestions des intervenants.

Décision

L'Office a décidé d'accepter la nouvelle méthode de prévision du débit du service interruptible adoptée par Westcoast. En outre, il ordonne à Westcoast de déposer, dans ses futures demandes visant les droits, une preuve étayant le caractère raisonnable de la courbe de meilleur ajustement choisie et la prévision pour chaque zone. La preuve doit faire mention, entre autres choses, de l'évolution des marchés; de l'évolution du réseau de Westcoast; de la sous-utilisation, par les expéditeurs, du service garanti; et des données sur les livraisons de gaz brut dont la teneur en gaz acide est plus élevée que celle stipulée dans les ententes de service. Westcoast devrait aussi présenter des observations sur l'exactitude des estimations portant sur l'année précédente, comme en témoignent les sommes inscrites pour chaque zone dans le compte de report des recettes du service interruptible.

6.3 Crédits à la composante-demande des droits

Sur recommandation du Groupe de travail sur les droits et les tarifs («GTDT»), Westcoast a proposé de modifier ses Modalités générales relativement aux crédits à la composante-demande des droits dans les zones 3 et 4 de sorte à ne pas devoir allouer des crédits lorsque, durant la saison d'expédition d'été, elle livre au moins 90 % du volume de demande contractuelle d'un expéditeur ou qu'elle limite un expéditeur à au moins 90 % du volume de sa demande contractuelle.

Westcoast a expliqué que, durant l'été (avril à octobre), la capacité physique du réseau est ramenée à 93 % de la capacité prévue dans les ententes en raison des températures ambiantes plus élevées; la capacité est aussi réduite d'un autre 3 % en raison des interruptions découlant des activités de construction et d'entretien. Westcoast a expliqué que, dans le passé, la disponibilité réduite de la capacité n'affectait pas les expéditeurs parce que, dans l'ensemble, les commandes de service garanti passées l'été étaient bien inférieures au niveau de service garanti prévu dans les ententes. Toutefois, récemment, les charges d'été ont augmenté au point que certains expéditeurs ne présentent plus de creux d'été dans leur mode de livraison.

Par la modification proposée, Westcoast serait tenue d'offrir des crédits pour les zones 3 et 4 si, pour des raisons d'exploitation, elle ne peut livrer la quantité de gaz demandée par un expéditeur jusqu'à concurrence de 100 % de son volume de demande contractuelle en hiver et 90 % en été. Dans ce cas, le crédit serait égal aux frais liés à la demande quotidiens applicables, multipliés par la différence entre le pourcentage de service qui aurait autrement été fourni et le pourcentage réellement assuré.

Westcoast serait aussi tenue d'offrir un crédit si, pour des raisons d'exploitation, elle limite le service de transport à moins de 100 % ou 90 % du volume de demande contractuelle d'un expéditeur durant l'hiver et l'été, respectivement. Dans ce cas, le crédit serait calculé d'après le pourcentage moyen de

service qui a réellement été assuré durant les trois jours précédant la raison pour laquelle le service a été limité.

Westcoast a aussi proposé de capitaliser les crédits attribuables aux additions en capital à titre de coût des additions et de réexaminer annuellement le seuil de fiabilité d'été de 90 %.

L'APCC et COFI ont appuyé la proposition de Westcoast; toutefois, COFI a ajouté que les seuils devraient être réexaminés compte tenu des données réelles de 1995.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnables les modifications proposées par Westcoast. Il juge aussi que la proposition visant à capitaliser les crédits attribuables aux additions en capital est conforme au *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*).

Décision

L'Office approuve les modifications proposées des Modalités générales en ce qui a trait aux crédits de la composante-demande des droits. En outre, il s'attend à ce que, dans ses futures demandes visant les droits ou dans des documents déposés séparément, Westcoast justifiera le maintien d'un seuil de fiabilité d'été de 90 %, d'après ce qui apparaît dans sa demande, ou tout autre seuil retenu.

6.4 Politique de prestation de services à même les nouvelles installations

Westcoast a demandé d'être autorisée à supprimer ses Critères d'accès et procédures de mise en file d'attente (les «Critères et Procédures»), énoncés dans l'annexe A de ses Modalités générales, et de les remplacer par la Politique de prestation de services à même les nouvelles installations qu'elle propose (la «Politique»). À l'appui du changement sollicité, Westcoast a noté qu'elle souhaite remplacer les Critères et Procédures parce que les files d'attente ne sont plus un mécanisme efficace pour répondre aux besoins des expéditeurs (ce que ces derniers reconnaissent) dans la mesure où elles contiennent des demandes de service périmées ou, dans certains cas, spéculatives.

La Politique représente, en particulier, un changement fondamental dans le mécanisme d'accès aux installations de Westcoast. À l'heure actuelle, selon les Critères et Procédures, un expéditeur éventuel présente une demande de service écrite à Westcoast, son nom est inscrit dans la file de la zone visée et, au fur et à mesure des agrandissements, Westcoast répond aux demandes des expéditeurs sur la base du premier arrivé, premier servi. Aux termes de la Politique, lorsque Westcoast signalerait, sur son babillard électronique, avoir l'intention de présenter à l'ONÉ une demande visant un agrandissement des installations, un expéditeur éventuel aurait 30 jours pour l'informer du volume de demande contractuelle dans le cadre du service garanti, qu'il souhaite voir transporter. Westcoast devrait afficher cet avis au moins 60 jours avant la date où elle compterait envoyer les ententes de service supplémentaire aux expéditeurs éventuels de l'agrandissement.

En outre, dans la mesure où le volume de la demande contractuelle souhaitée totale est supérieur à la capacité résultant de l'agrandissement, aux termes de la Politique proposée, un mécanisme de répartition à trois volets s'appliquerait comme suit :

- a) les expéditeurs éventuels de l'agrandissement s'entendraient entre eux;
- b) Westcoast répartirait la capacité en fonction des volumes liées à la demande contractuelle; ou
- c) la capacité serait répartie par loterie selon une méthode acceptée par les expéditeurs éventuels.

La Politique proposée constituerait aussi une dérogation à la méthode actuelle de sévérité progressive qu'adopte Westcoast lorsqu'elle demande des renseignements aux expéditeurs de l'agrandissement éventuels à l'appui de leurs demandes de service, laquelle méthode a été approuvée par l'Office dans les motifs de décision RH-3-92. En d'autres termes, plutôt que d'avoir une exigence de dépôt en deux étapes, soit 18 et 12 mois avant la date de début du service demandée, les expéditeurs soumettraient à Westcoast les renseignements exigés de façon ponctuelle, accompagnés de l'entente de service supplémentaire signée. Cette soumission unique, qui est essentiellement l'équivalent de la seconde exigence existante susmentionnée, serait déposée auprès de Westcoast dans les 21 jours après que les expéditeurs éventuels de l'agrandissement aient reçu de Westcoast leur entente de service supplémentaire, et pas plus de 90 jours avant que Westcoast ne dépose sa demande auprès de l'Office.

Les deux politiques sont aussi très différentes en ce qui a trait aux données particulières requises. À l'heure actuelle, lorsqu'il s'agit d'un agrandissement dans les zones 3 et 4, lorsque l'expéditeur éventuel garantit un approvisionnement ou un marché de gaz, l'expéditeur doit faire la preuve, de façon satisfaisante, qu'il existe un approvisionnement ou marché de dix ans et qu'un approvisionnement ou marché garanti existe pour cet approvisionnement ou marché pour une période minimum de deux ans. En vertu de la Politique proposée, les renseignements exigés relativement à tout agrandissement porteraient sur un approvisionnement ou marché garanti pour toute la durée de l'entente de service supplémentaire et sur un marché ou approvisionnement garanti pour une durée minimum d'un an. En d'autres termes, Westcoast propose que l'exigence «10-10 & 2» existante (entente de service supplémentaire de 10 ans signée, preuve d'un approvisionnement ou marché de 10 ans pour un expéditeur garantissant un approvisionnement ou un marché et au moins un marché ou approvisionnement de deux ans) deviendrait une exigence «10-10 & 1».

Bien que les intervenants n'aient pas contesté directement la validité de la Politique proposée, trois questions complémentaires ont été soulevées. La première portait sur la façon dont la Politique devrait être définie. En particulier, l'ACPP a demandé s'il convenait que Westcoast demande que la Politique proposée soit déposée auprès de l'Office à titre de politique de Westcoast. L'ACPP a soutenu que l'accès égal aux installations de Westcoast serait plus certain si la Politique proposée était expressément comprise dans les Modalités générales de Westcoast. À l'inverse, Westcoast a indiqué croire que la Politique proposée serait trop restrictive pour ses expéditeurs et elle-même si le document de Politique, en totalité ou en partie, était compris dans ses Modalités générales. Par conséquent, Westcoast a soutenu que, puisque la Politique proposée porte sur les installations futures et sur l'intention d'offrir un service plutôt que sur la prestation de services grâce aux installations existantes, elle n'entrerait pas dans la définition de «tarif» de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ et qu'elle n'a donc pas à être comprise dans les Modalités générales de Westcoast, à moins d'avis contraire de la part de l'Office.

La deuxième question soulevée par les intervenants concernait les renseignements exigés des expéditeurs éventuels de l'agrandissement en ce qui a trait aux marchés et à l'approvisionnement garantis. En particulier, l'ACPP et COFI ont proposé une exigence «10-10» pour un expéditeur garantissant un marché ou un approvisionnement, en suggérant qu'il n'était pas réaliste d'exiger, jusqu'à 26 mois avant la date de livraison, une preuve d'une entente de marché ou

d'approvisionnement correspondant. En outre, ces parties ont soutenu que l'exigence «10-10», associée aux macroanalyses de marché et aux évaluations de l'approvisionnement faites par Westcoast, rendait inutile un engagement correspondant d'un an. D'autre part, BC Gas convenait avec Westcoast de l'importance d'une exigence «10-10 & 1» parce que cela permet à Westcoast d'identifier et d'éliminer les demandes spéculatives.

La troisième question soulevée relativement à la Politique proposée concernait l'énoncé de l'exigence «10-10 & 1» proposée de Westcoast à l'égard d'un expéditeur garantissant un marché. COFI a suggéré que l'engagement d'un expéditeur garantissant un marché relativement à un approvisionnement d'un an, selon la section 3.(c)(v) de la Politique proposée, qui exige que l'expéditeur éventuel fasse la preuve, de façon satisfaisante, qu'il possède, contrôle ou a obtenu par contrat un approvisionnement garanti à l'appui de ses besoins garantis ou de ses obligations de ventes pour un minimum d'un an, est plus stricte, en termes de la façon dont Westcoast peut l'interpréter, que l'engagement relatif à un marché d'un an requis d'un expéditeur garantissant un approvisionnement, selon la section 3.(b)(vii), qui exige qu'un expéditeur éventuel de l'agrandissement fasse la preuve, de façon satisfaisante, qu'il existe un marché garanti pour son approvisionnement en gaz garanti pour un minimum d'un an.

En réponse à une demande de COFI, Westcoast a préparé une section 3.(c)(v) adaptée, qui exige plutôt qu'un expéditeur éventuel de l'agrandissement fasse la preuve, de façon satisfaisante, qu'il existe un approvisionnement en gaz garanti à l'égard de l'exigence de marché ou approvisionnement garanti pour un minimum d'un an. L'ACPP s'est opposée à l'utilisation de cette version la plus récente de la section 3.(c)(v), en alléguant que l'énoncé atténue les exigences en matière de renseignements imposées aux expéditeurs garantissant un marché par rapport aux exigences en matière de renseignements imposées aux expéditeurs garantissant un approvisionnement.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que le mécanisme d'accès aux installations contenu dans les *Procédures de mise en file d'attente et critères d'accès* existants, tels qu'administrés par Westcoast, aboutit à la formation de files d'attente qui ne se sont pas révélées efficaces lorsque Westcoast doit répondre aux besoins de ses clients. En outre, l'Office est d'avis que le mécanisme d'accès aux installations proposé dans la *Politique de prestation de services à même les installations supplémentaires* éliminera les problèmes liés aux files d'attente. Elle fournira à Westcoast les renseignements sur la demande contractuelle actuelle qui lui permettront d'améliorer ses processus de planification des installations; elle fournira de même aux expéditeurs éventuels de l'agrandissement une plus grande assurance que le service sera disponible en temps opportun. L'Office permet donc à Westcoast de remplacer ses *Procédures de mise en file d'attente et critères d'accès*, énoncées dans l'annexe A de ses Modalités générales actuelles, par la *Politique de prestation de services à même les installations supplémentaires* proposée.

L'Office est d'avis que, bien que la Politique proposée puisse entrer dans la définition de «tarif» de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, elle peut être déposée auprès de l'Office à titre de politique de Westcoast plutôt que comme élément du tarif déposé. L'Office note que la Politique proposée relève néanmoins de la compétence de l'Office

pour ce qui est de toute plainte qu'un expéditeur s'estimant lésé peut porter contre Westcoast dans le cadre de l'administration, par Westcoast, de la Politique proposée.

En outre, l'Office est d'avis qu'une exigence «10-10 & 1» à l'égard des expéditeurs éventuels de l'agrandissement, en ce qui a trait à la preuve de l'existence d'un approvisionnement ou d'un marché garanti, fournit à Westcoast les renseignements dont elle a besoin pour évaluer adéquatement si les demandes des expéditeurs éventuels de l'agrandissement sont légitimes et si les agrandissements sont nécessaires.

En dernier lieu, l'Office a déterminé que la nouvelle définition de la section 3.(c)(v) du document de Politique de Westcoast assure un traitement plus équitable des expéditeurs garantissant un marché et un approvisionnement, en ce qui a trait aux engagements respectifs (approvisionnement d'un an et marché d'un an) requis par Westcoast. Par conséquent, la section 3.(c)(v) du document de Politique devrait se lire ainsi : «preuve satisfaisante qu'il existe un approvisionnement en gaz garanti pour un marché ou approvisionnement garanti d'un expéditeur éventuel de l'agrandissement pour un minimum d'un an» (trad.).

Décision

L'Office approuve la demande de Westcoast visant à remplacer les Procédures de mise en file d'attente et les critères d'accès existants, énoncés dans l'annexe A de ses Modalités générales, par la Politique de prestation de services à même les nouvelles installations proposée, telle que soumise à l'origine, sous réserve de la modification de la section 3.(c)(v). En outre, l'Office approuve la demande de Westcoast visant le dépôt, auprès de l'Office, de la Politique de prestation de services à même les nouvelles installations à titre de politique de Westcoast.

6.5 Programme d'affectation de la capacité d'attrition

Westcoast a demandé que soient modifiées ses Modalités générales par l'ajout d'un nouvel article 9 sur le Programme d'affectation de la capacité d'attrition (le «Programme»). À l'appui du Programme proposé, Westcoast a soutenu que les membres du GTDT convenaient généralement que toute procédure conçue pour répartir la capacité d'attrition devait refléter le concept selon laquelle tous les expéditeurs devraient avoir un accès égal à la capacité. À cette fin, le GTDT jugeait que le principe du premier arrivé, premier servi était incompatible avec ce concept d'accès égal, et concluait qu'un processus d'offres en saison ouverte devrait être adopté. Westcoast a noté que le GTDT était aussi d'accord que, lorsque Westcoast est en mode d'agrandissement, la capacité d'attrition devrait servir à réduire, dans la mesure du possible, la capacité prévue des installations additionnelles qui seraient autrement requises.

Le programme proposé s'éloigne de la méthode d'affectation de la capacité d'attrition actuelle, qui repose sur les files d'attente et le principe du premier arrivé, premier servi, en créant un processus de soumissions en saison ouverte qui permet aux expéditeurs d'avoir un accès égal à la capacité d'attrition. En particulier, dans le cadre du Programme proposé, Westcoast afficherait sur son babillard électronique toutes les caractéristiques de tout service garanti qui se libérerait pour des raisons autres que la construction d'installations additionnelles, y compris la capacité qui devient disponible lorsqu'un expéditeur n'exerce pas ses droits de renouvellement. Les expéditeurs éventuels afficheraient

ensuite leurs soumissions de prise de service en tout temps avant 16 heures le dixième jour d'affaires suivant la date d'affichage des caractéristiques du service. Toutes les soumissions seraient conformes aux droits affichés autorisés et préciseraient la demande contractuelle maximum et minimum, ainsi que le service requis (par ex., points de réception et de livraison, durée).

Un soumissionnaire pourrait retirer sa soumission en tout temps avant la fin de la période de dix jours susmentionnée, mais il ne pourrait présenter une nouvelle soumission, d'une valeur économique plus faible, ni présenter de multiples soumissions ayant les mêmes points d'expédition et de livraison. Toutes les soumissions seraient accessibles aux fins de consultation publique; seul le nom du soumissionnaire n'y apparaîtrait pas. Un soumissionnaire à qui le service est accordé serait tenu de se prévaloir de ce service, sauf si le volume offert est moins que la demande contractuelle minimum précisée.

Westcoast accorderait le service disponible au soumissionnaire ayant présenté la soumission dont la valeur économique est la plus élevée. Cela serait déterminé en calculant la valeur actuelle nette du droit unitaire lié à la demande mensuelle autorisée s'appliquant au service demandé, escompté à un taux équivalent au taux de rendement actuel approuvé de la base tarifaire de Westcoast, avant impôt. Si deux ou plusieurs soumissions sont égales, Westcoast déterminerait le soumissionnaire retenu à l'aide d'un ou de plusieurs des critères suivants : la soumission présentée le plus tôt serait retenue; la soumission de la plus longue durée serait retenue; les soumissions qui sont subordonnées à l'obtention du service dans d'autres zones auraient une moindre priorité. Westcoast a indiqué que tous les expéditeurs qui ont l'intention de présenter une soumission seraient informés des critères de prépondérance bien avant que le processus ne soit engagé.

Les intervenants n'ont pas exprimé de préoccupations sur le Programme proposé.

Opinion de l'Office

L'Office soutient qu'il est approprié que soient établis des mécanismes donnant aux expéditeurs un accès égal à la capacité d'attrition et accordant la capacité d'attrition aux expéditeurs pour lesquels elle a la plus grande valeur. En outre, l'Office croit que le *Programme d'affectation de la capacité d'attrition* proposé répond à ces principes. Par conséquent, l'Office a déterminé que la capacité d'attrition devrait être répartie selon le *Programme d'affectation de la capacité d'attrition* proposé, qui remplacera la méthode actuelle d'affectation de la capacité d'attrition de Westcoast, fondée sur les files d'attente et sur le principe du premier arrivé, premier servi.

Décision

L'Office approuve la demande de Westcoast visant à modifier ses Modalités générales par l'ajout d'un nouvel article, l'article 9, sur le Programme d'affectation de la capacité d'attrition.

Chapitre 7

Comptes de report

7.1 Affectation des comptes de report existants

Westcoast a fourni les soldes des comptes de report existants du coût du service et des recettes au 31 décembre 1994 et elle a proposé que ces soldes soient amortis dans le coût du service de l'année d'essai 1995 de la même manière que les années précédentes.

En ce qui a trait à l'affectation du solde du compte de report sur les crédits appliqués aux frais liés à la demande contractuelle, Westcoast a proposé que le solde, attribuable à la construction des installations de la canalisation principale Fort Nelson en 1994, soit capitalisé au 1^{er} janvier 1995 dans le cadre du projet.

Aucun intervenant ne s'est opposé à l'affectation proposée des soldes des comptes de report.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnable la disposition des soldes des comptes de report existants au 31 décembre 1994, selon la proposition de Westcoast.

Décision

L'Office approuve la disposition proposée des soldes des comptes de report.

7.2 Maintien des comptes de report existants pour 1995

Pour l'année d'essai 1995, Westcoast a demandé le maintien, à des fins de comptabilité et de conception des droits, des comptes suivants, visant le coût du service et les recettes, dont chacun avait été approuvé par l'Office.

Comptes de report visant le coût du service

- Impôt foncier
- Taxes liées à la consommation de carburant
- Surtaxes et impôt sur le revenu fédéraux
- Surtaxes et impôt sur le revenu provinciaux
- Impôt sur le capital des sociétés
- Change
- Recouvrement des coûts de l'ONÉ
- Crédits applicables aux frais liés à la demande contractuelle de la zone2
- Inspection et réparation des récipients sous pression
- Gaz d'accommodement

Comptes de report visant les recettes

- Volumes de la demande contractuelle
- Recettes tirées des livraisons interruptibles
- Écarts des recettes tirées de la stabilisation et du fractionnement des liquides.

Aucun intervenant n'a présenté d'observations à ce sujet.

Décision

L'Office approuve le maintien des comptes de report susmentionnés pour l'année d'essai 1995.

7.3 Compte de report associé au taux de la dette non consolidée

Westcoast prévoit d'emprunter un total de 375 000 000 \$ durant 1995 par trois émissions obligataires : en juin, pour 150 000 000 \$, en août, pour 125 000 000 \$, et en octobre, pour 100 000 000 \$.

Dans sa plaidoirie finale, COFI a suggéré que l'Office approuve un compte de report pour la dette non consolidée afin d'assurer que Westcoast ne tire pas de gains substantiels si elle reporte une émission obligataire et s'appuie plutôt sur du financement à plus court terme dans l'intervalle. COFI a ajouté que les taux d'intérêt ont été particulièrement changeants jusqu'à maintenant en 1995, ce qui pourrait amener Westcoast à modifier les dates auxquelles elle recherchera son financement à long terme. COFI a aussi déclaré que l'Office avait déjà approuvé un tel compte lorsque les marchés de capitaux avaient été changeants.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucune nouvelle preuve qui justifierait une dérogation à sa décision antérieure dans les motifs RH-2-93 n'a été produite à l'audience. À ce moment, l'Office avait rejeté une demande de compte de report pour le taux de la dette non consolidée parce qu'il juge que les coûts pourraient être raisonnablement prévus et sont sujets à un examen suffisant pour que Westcoast recouvre un taux juste et raisonnable.

Décision

L'Office a décidé de rejeter la demande de COFI visant un compte de report pour le taux de la dette non consolidée.

7.4 Compte de report pour le coût du gaz d'accommodement

COFI a recommandé que la perte de 800 000 \$ comprise dans les coûts du gaz pour 1995, attribuable à des événements survenus en 1994, devrait être reportée jusqu'à ce que cette perte se concrétise. Cette question a été étudiée dans la section 5.2.

Chapitre 8

Droits provisoires et droits définitifs

Dans l'ordonnance TGI-2-94 datée du 8 décembre 1994, l'Office a approuvé les droits provisoires que la compagnie pouvait exiger pour les services fournis aux clients du réseau Westcoast à partir du 1^{er} janvier 1995.

L'Office demeure d'avis que les droits définitifs de 1995 devraient être uniformes, en ce sens qu'ils ne devraient pas fluctuer au cours de l'année. L'Office a estimé que les droits définitifs pour 1995 établis de cette façon engendreraient une augmentation d'environ 5,6 % par rapport aux droits de 1994 dans le cas d'un service d'acheminement typique à l'exportation. Westcoast sera tenue de rembourser à ses clients ou, le cas échéant, de recouvrer la différence entre les droits découlant des présents motifs de décision et les droits provisoires approuvés par l'ordonnance TGI-2-94, de même que des frais financiers calculés au taux de rendement approuvé de la base tarifaire de 1995.

Décision

Pour l'année 1995, l'Office entend approuver des droits définitifs qui seront uniformes pendant toute l'année civile 1995. Westcoast est tenue de rembourser à ses clients ou, le cas échéant, de recouvrer auprès de ses clients, la différence entre les droits établis en vertu des présents motifs et les droits approuvés dans l'ordonnance TGI-2-94, de même que les frais financiers calculés au taux de rendement approuvé de la base tarifaire de 1995.

Chapitre 9

Dépôts subséquents de la part de Westcoast

Dans les présents motifs de décision, l'Office a estimé l'incidence de ses décisions sur le coût du service et les droits de 1995 de la compagnie, en se fondant sur les renseignements dont il disposait à la présente instance. L'Office n'a pas inclus de base tarifaire approuvée, de taux de rendement de la base tarifaire, de coût du service ou de droits définitifs pour l'année d'essai 1995.

Par conséquent, Westcoast est tenue de déposer, aux fins d'approbation par l'Office, des renseignements révisés sur la base tarifaire et le coût du service, ainsi que toutes les pièces à l'appui, traduisant les décisions de l'Office énoncées dans les chapitres 3 à 8 inclusivement. Les documents révisés ainsi que les droits et tarifs doivent être immédiatement déposés auprès de l'Office et signifiées aux parties intéressées. Les documents déposés doivent présenter des explications détaillées et, s'il y a lieu, des tableaux ou des documents de travail à l'appui.

Chapitre 10

Dispositif

Les chapitres précédents, ainsi que l'ordonnance TG-5-95, constituent nos motifs de décision et notre décision relativement aux questions examinées au cours de l'instance RH-5-94.

R. Illing
membre président

R.L. Andrew
membre

J. A. Snider
membre

Calgary, Alberta
Juin 1995

Annexe I

Ordonnance TG-5-95

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

RELATIVEMENT À une demande présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast»), en date du 21 octobre 1994, dans sa version modifiée, visant à faire approuver les droits provisoires et les droits définitifs en vertu du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi, laquelle demande a été déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'«Office») sous le numéro de dossier 4200-W005-8.

DEVANT l'Office le 22 juin 1995.

ATTENDU QUE Westcoast, dans une demande datée du 21 octobre 1994, dans sa version modifiée, a sollicité de l'Office une ou des ordonnances en vertu du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi, établissant des droits justes et raisonnables que Westcoast peut exiger, à partir du 1^{er} janvier 1995, pour les services de transport du gaz brut, de traitement et de transport du gaz résiduel qu'elle fournit;

ATTENDU QUE l'Office, sachant qu'il ne rendrait de décision définitive sur les droits exigibles par Westcoast que dans le courant de la nouvelle année, a délivré l'ordonnance TGI-2-94, autorisant Westcoast à exiger, à partir du 1^{er} janvier 1995, des droits provisoires qui résulteraient dans une augmentation d'un service typique d'acheminement de la zone 1 jusqu'au point d'exportation de la zone 4 s'élevant à 5 % par rapport aux droits approuvés pour 1994;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique, conformément à l'ordonnance d'audience RH-5-94, dans sa version modifiée, à Vancouver, en Colombie-Britannique, au cours de laquelle il a entendu la preuve et les plaidoiries de Westcoast et de toutes les parties intéressées;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office relativement à la demande de Westcoast sont énoncées dans les motifs de décision RH-5-94, datés de juin 1995, et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE :

1. Westcoast doit calculer ses nouveaux droits conformément aux décisions énoncées dans les motifs de décision RH-5-94 et dans la présente ordonnance et qu'elle doit immédiatement déposer auprès de l'Office, à des fins d'approbation, de nouveaux tarifs en vue de la mise en vigueur de ces nouveaux droits, ainsi que signifier le tout aux intervenants à l'instance RH-5-94;
2. Westcoast doit, à des fins comptables et de détermination des droits et tarifs, mettre en oeuvre les procédures visant le respect des décisions de l'Office énoncées dans les motifs de décision RH-5-94;
3. L'ordonnance TGI-2-94, qui autorisait les droits provisoires que Westcoast pouvait exiger jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue relativement à la présente demande, est révoquée et les droits

autorisés en vertu de ladite ordonnance sont annulés à compter de la fin de la journée du 31 juillet 1995;

4. Westcoast doit exiger, définitivement, pour le service offert à compter du 1^{er} janvier 1995, les droits autorisés en vertu du paragraphe 1 de la présente ordonnance;
5. Westcoast est tenu de rembourser la partie des droits qu'elle a exigés en vertu de l'ordonnance TGI-2-94 en sus des droits que l'Office a fixés comme justes et raisonnables dans la présente ordonnance ou, le cas échéant, de recouvrer le montant duquel les droits déterminés dans la présente ordonnance dépassent les droits exigés par Westcoast en vertu de l'ordonnance TGI-2-94, de même que les frais financiers sur le montant remboursé ou recouvré, calculés au taux de rendement de la base tarifaire approuvé dans les motifs de décision RH-5-94;
6. Le remboursement ou le recouvrement autorisé en vertu de la présente ordonnance doit être fait sans tarder;
7. Westcoast doit déposer immédiatement auprès de l'Office les nouveaux tarifs, y compris les modalités générales, et les droits conformément aux décisions énoncées dans les motifs de décision RH-5-94, en date de juin 1995, et dans la présente ordonnance, et signifier le tout à toutes les parties intéressées à l'instance RH-5-94;
8. Les dispositions des droits et tarifs de Westcoast, en totalité ou en partie, qui vont à l'encontre des dispositions de la Loi, des motifs de décision RH-5-94 de l'Office, en date de juin 1995, ou de toute autre ordonnance de l'Office, y compris la présente ordonnance, sont rejetées par la présente.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

J.S. Richardson
Secrétaire

Annexe II

Liste des questions

La liste vise à aider toutes les parties à définir les questions clés qui doivent être traitées au cours de l'audience. Toutefois, l'Office peut choisir de traiter d'autres questions pertinentes à son mandat aux termes de la partie IV de la Loi.

Au cours de l'audience, l'Office traitera, entre autres choses, des questions suivantes :

1. Les niveaux appropriés de la base tarifaire, du débit et du coût du service pour l'année d'essai 1995.
2. Les taux de coût appropriés de la dette consolidée et de la dette non consolidée.
3. La question à savoir si l'utilisation des années-personnes et les augmentations de salaires proposées pour l'année d'essai 1995 sont justifiées.
4. La question à savoir si la répartition des dépenses entre frais d'exploitation et d'entretien du service public, dépenses en capital du service public et dépenses liées à des activités non réglementées convient pour l'année d'essai 1995.

Annexe III

Liste des documents déjà distribués

- a) Ordonnance d'audience de l'Office national de l'énergie RH-5-94
- b) Lettre du 9 décembre 1994 et ordonnance TGI-2-94
- c) Lettre du 31 janvier 1995 et ordonnance AO-1-RH-5-94

Des copies des documents peuvent être obtenues sur demande en s'adressant au :

Bureau de soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
311 - Sixième Avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
(403) 292-4800

Télécopieur : (403) 292-5503

Annexe IV

Westcoast Energy Inc. System Map - zones tarifaires

Figure a4-1
Westcoast Energy Inc. System Map - zones tarifaires

Annexe IV

Carte du réseau de Westcoast Energy Inc. – Zones tarifaires

