



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Westcoast Energy Inc.

RH-1-90

Janvier 1991

Droits

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Westcoast Energy Inc.

Demande du 27 juin 1990 relative aux
nouveaux droits exigibles à compter du
1^{er} janvier 1991

RH-1-90

Janvier 1991

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1991

No. du Cat. NE 22-1/1991-4F
ISBN 0-662-96713-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations	(iii)
Exposé et comparutions	(v)
Aperçu	(vii)
1. Contexte et demande	1
2. Besoins en recettes pour 1991	3
3. Base des taux et dépréciation	5
3.1 Installations de gazoduc en service	5
3.1.1 Projet d'installation de déchargement Laprise	5
3.1.2 Projet d'amélioration de la canalisation principale Pine Pass	8
3.1.3 Ajouts en immobilisations transférés au compte des installations de gazoduc en service	9
3.1.4 Prévision de la provision pour les fonds utilisés durant la construction pour l'année d'essai	9
3.1.5 Rajustement applicable à la valeur nette des installations de gazoduc en service ...	9
3.2 Matériaux et fournitures	10
3.3 Gaz en canalisation	10
3.4 Frais payés d'avance	11
3.5 Provision pour fonds de roulement en espèces	12
3.5.1 Assurances payées d'avance et matériaux et fournitures	12
3.5.2 Étude des délais de paiements prévoyant une provision pour la TPS	13
3.5.3 Traitement de la TPS vis-à-vis des ventes à l'exportation	14
4. Coût du capital	16
4.1 Dette consolidée	16
4.2 Dette non consolidée	18
4.3 Capital-actions privilégié	19
4.4 Ratio du capital-actions ordinaire	19
4.5 Rendement du capital-actions ordinaire	22
4.6 Rendement sur la base des taux	27
4.7 Calcul de l'impôt sur le revenu exigible	27
5. Frais d'exploitation	28
5.1 Traitements, salaires et avantages sociaux	28
5.1.1 Effectif	28
5.1.2 Taux annuels d'augmentation des traitements et des salaires	29
5.1.3 Imputation des coûts aux activités non réglementées	31
5.2 Autres frais d'exploitation et d'entretien par centre de coûts	32
5.2.1 Inspection et réparation des récipients sous pression	32
5.2.2 Facteur d'indexation général pour l'inflation	33
5.3 Programme de recouvrement des coûts de l'ONE	34
5.4 Dépréciation	34
5.5 Taxes autres que l'impôt sur le revenu	34
5.6 Franchises	35

5.7	Loyer visant les bureaux du siège social de la société	35
5.8	Gaz utilisé aux fins d'exploitation	37
5.9	Autres questions	38
5.9.1	Groupe de travail	38
5.9.2	Dépôt des demandes visant les droits	39
6.	Comptes de report	40
6.1	Traitement des comptes de report actuals	40
6.2	Rétablissement des comptes de report existants	40
6.3	Nouveaux comptes de report	40
6.3.1	Recettes	40
6.3.2	Coût du service	42
7.	Conception des droits	45
7.1	Politique d'agrandissement des installations de transport du gaz brut	45
7.1.1	Décision de l'ONE datée du 19 octobre 1990	45
7.1.2	Précisions sur les recettes de traitement différentielles	57
7.2	Droits applicables aux volumes interruptibles	61
7.2.1	Nombre de niveaux de service interruptible	62
7.2.2	Facteurs de charge hivernal et estival	63
7.2.3	Calcul des droits applicables aux volumes interruptibles	65
7.3	Droits inter-zones	66
8.	Questions tarifaires	70
8.1	Modification de la procédure de mise en file d'attente et des critères d'accès pertinents	70
8.2	Délai d'avis pour le renouvellement des contrats	76
9.	Détermination finale du coût du service et des droits par Westcoast	79
10.	Dispositif	80

Liste des annexes

I	Ordonnance TG-2-91	81
II	Liste des questions	83
III	Ordonnance TG1-5-90	84
IV	Résultats sommaires de divers essais et recommandations des témoins-experts relativement au rendement définitif du capital-actions ordinaire	86
V	Positions des parties - Politique d'agrandissement des installations et comparaison des frais supplémentaires exigibles selon divers scénarios	90
VI	Carte du réseau - zones tarifaires	94

Abréviations

ACC	amortissement du coût en capital
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
BC Gas	BC Gas Inc.
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
COFI	Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique
Cominco	Cominco Ltd.
Coûts propres à l'expéditeur	coûts associés au projet d'agrandissement des installations de TGB et non seulement des coûts associés aux installations qui seraient nécessaires afin de satisfaire à la demande du seul expéditeur initial
E et E	exploitation et entretien
FMA	flux monétaires actualisés
Expéditeur éventuel	expéditeur potentiel qui demande un service garanti, ou expéditeur existant qui sollicite une augmentation de ses volumes garantis
Groupe de travail	groupe de travail de l'industrie sur les droits et le tarif de Westcoast
ICG	Inter-City Gas Corporation
IGES	installations de gazoduc en service
IPC	indice des prix à la consommation
LGN	Liquides du gaz naturel
Loi sur l'ONE ou la Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
Motifs de décision Westcoast RH-1-89	Office national de l'énergie, Motifs de décision de septembre 1989 relatifs à la demande de Westcoast Energy Inc. présentée le 14 avril 1989 en vue d'imposer de nouveaux droits à compter du 1 ^{er} novembre 1989
Motifs de décision Westcoast RH-2-89	Office national de l'énergie, Motifs de décision de janvier 1990 relatifs à la demande de Westcoast Energy Inc. du 5 juillet 1989 visant de nouveaux droits exigibles à compter du 1 ^{er} janvier 1990

Motifs de décision Westcoast RH-2-87	Office national de l'énergie, Motifs de décision de novembre 1987 relatifs à la demande de Westcoast Energy Inc. présentée le 19 décembre 1986 en vue d'imposer de nouveaux droits à compter du 1 ^{er} janvier 1987 et du 1 ^{er} janvier 1988
Motifs de décision TransCanada RH-3-86	Office national de l'énergie, Motifs de décision de mai 1987 relatifs à la demande de TransCanada PipeLines Limited présentée le 14 juillet 1986 en vue d'imposer de nouveaux droits à compter du 1 ^{er} janvier 1987
Motifs de décision Westcoast RH-6-85	Office national de l'énergie, Motifs de décision d'août 1986 relatifs à la demande de Westcoast Energy Inc. présentée le 1 ^{er} décembre 1985 en vue d'imposer de nouveaux droits à compter du 1 ^{er} janvier 1986
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
OLTGC	obligation à long terme du gouvernement du Canada
ONE ou l'Office	Office national de l'énergie
Petro-Canada	Petro-Canada Inc.
Suncor	Suncor Inc.
supplément	Frais supplémentaires imposés aux clients de Westcoast concernés sous forme de droit additionnel
TGB	transport de gaz brut
TPS	taxe sur les produits et services
TransCanada	TransCanada Pipelines Limited
Unocal	Unocal Canada Limited
Vancal	Vancal Properties Limited
Westcoast ou la société	Westcoast Energy Inc.
WestCoast Gas	WestCoast Gas Inc.
10 ³ m ³	millier(s) de mètres cubes
10 ³ pi ³	millier(s) de pieds cubes

Exposé et comparutions

En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de ses règlements d'application.

Par suite d'une demande présentée par Westcoast Energy Inc., en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue de la délivrance d'une ordonnance relative aux droits.

Conformément aux instructions sur la procédure contenues dans l'ordonnance RH-1-90 de l'Office national de l'énergie.

Audience tenue à Vancouver (Colombie-Britannique), les 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 22, 23 et 24 octobre, et à Ottawa (Ontario) les 29, 30 et 31 octobre et les 5 et 6 novembre 1990.

DEVANT:

W.G. Stewart	Membre président
R. Priddle	Membre
R.B. Horner, c.r.	Membre

COMPARUTIONS:

J.J. Lutes	Westcoast Energy Inc.
R. Sirett	
P.A. McCunn-Miller	Commission de commercialisation du pétrole
J. Horte	de l'Alberta
R.G. Panchuk	Association pétrolière du Canada
R.B. Wallace	Conseil des industries forestières de la
J. Haythorne	Colombie-Britannique et Cominco Ltd.
A.S. Hollingworth	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
C.W. Jobe	Alberta and Southern Gas Co. Ltd. et Alberta Natural Gas Company Ltd.
W.A. Jackson	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
C.B. Johnson	BC Gas Inc.
F.C. Basham	BP Resources Canada Limited
J.M. Pelrine	CanWest Gas Supply Inc.
T.D. Downey	Cascade Natural Gas Corporation
D.K. Clark	Czar Resources Ltd.
M.M. Moseley	IGI Resources, Inc.
C.B. Woods	Mobil Oil Canada
C. Donahue	Pacific Northern Gas Ltd.
M. Decter	Unocal Canada Limited

G.W. Toews

D. Burse

S. Scott

Western Gas Marketing Limited

Office national de l'énergie

Aperçu

(Note : Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie de la Décision ni des Motifs de décision, pour lesquels les lecteurs sont priés de se reporter au texte et aux tableaux.)

La demande et l'audience

Le 27 juin 1990, Westcoast a déposé auprès de l'Office une demande visant de nouveaux droits exigibles à compter du 1^{er} janvier 1991. L'audience, qui a duré 16 jours, a débuté le 10 octobre 1990 à Vancouver où l'Office a siégé pendant onze jours. L'audience a repris à Ottawa le 29 octobre 1990 et la contre-plaidoirie a pris fin le 6 novembre 1990.

Besoins en recettes

L'Office n'a pas calculé la base des taux, le coût du service et les droits définitifs en fonction de ses décisions. Il a plutôt ordonné à Westcoast de calculer les droits définitifs et de les déposer auprès de l'Office pour approbation.

Base des taux

L'Office a ordonné à Westcoast de soustraire une somme de 224 000 \$ au titre des IGES. Cette somme représente le total de 50 % du dépassement de coûts de 378 000 \$ associé à la nouvelle torche de brûlage que Westcoast a dû construire suite à l'achat de l'usine Aitken Creek de Unocal et de 50 % du dépassement de coûts de 70 000 \$ associé aux modifications apportées au système de contrôle de l'usine de traitement en question.

L'Office a ordonné à Westcoast de soustraire des IGES demandées les montants prévus pour les projets qui n'avaient pas été approuvés par l'Office en vertu de la partie IV de la Loi, au 1^{er} janvier 1991.

L'Office a approuvé le facteur de 0,986 % proposé par Westcoast pour calculer le redressement applicable aux IGES pour l'année d'essai 1991.

L'Office a approuvé la nouvelle méthode d'évaluation du gaz en canalisation proposée par Westcoast. Celle-ci a demandé qu'on établisse pour le gaz en canalisation une valeur permanente qui serait fondée sur un volume fixe et sur le prix fixé en fonction des rentrées nettes de CanWest au 31 octobre 1990. Cette méthode d'évaluation vise à dissiper les inquiétudes exprimées par l'Office dans ses Motifs de décision RH-6-85 face aux aspects complexes de la méthode actuelle d'évaluation du gaz en canalisation.

L'Office a rejeté la demande de Westcoast visant à inclure dans son étude des délais de paiement l'amortissement des assurances payées d'avance et les retraits des stocks de matériaux et des fournitures parce que la société n'a pas produit des éléments de preuve nouveaux sur cette question.

L'Office a autorisé Westcoast à percevoir la TPS sur toutes les factures, y compris celles visant les volumes destinés à l'exportation, aux fins de l'étude des délais de paiement parce qu'il a constaté que Westcoast peut difficilement distinguer les recettes provenant des ventes intérieures des recettes provenant des ventes à l'exportation.

Rendement

L'Office a accepté, à la demande de Westcoast, que le ratio du capital-actions ordinaire soit maintenu à 35 %.

Westcoast a demandé un rendement du capital-actions ordinaire de 14,375 % pour 1991. L'Office a approuvé un taux de 13,75 %, soit une hausse de 50 points de base par rapport au taux approuvé antérieurement.

Frais d'exploitation

L'Office a approuvé l'effectif permanent de 1 099 employés prévu par Westcoast pour 1991, mais il a ordonné à la société d'utiliser un facteur de rajustement du taux de vacances de 3,8 % au lieu du taux demandé de 2,5 %.

L'Office a accepté que Westcoast utilise les hausses réelles des traitements et des salaires de 1990 pour fixer les traitements et les salaires pour l'année d'essai 1991. Cependant, il a ramené de 6,5 à 6 % le taux d'augmentation demandé.

L'Office a ordonné à Westcoast de verser dans un compte de report la somme de 1 794 000 \$ représentant sa part approuvée par l'Office des coûts liés au programme de recouvrement des coûts de l'ONE de 1990 parce que le règlement prévoyant ce programme n'est entré en vigueur qu'en 1991. Ce montant et les frais financiers afférents doivent être déduits du coût du service de l'année d'essai 1991. L'Office a aussi approuvé l'inclusion, dans le calcul des besoins en recettes, d'une provision de 2 700 000 \$ au titre du recouvrement des coûts de l'ONE pour 1991.

L'Office a rappelé aux parties que Westcoast doit déposer auprès de l'Office une nouvelle étude de dépréciation au plus tard le 1^{er} mars 1991.

L'Office a approuvé un loyer net de 3 296 000 \$ pour les bureaux du siège social de Westcoast en 1991. Il a ordonné à Westcoast de consigner dans son compte de report relatif à l'impôt foncier l'écart entre l'impôt foncier prévu (900 000 \$) et l'impôt vraiment payé.

Comptes de report

L'Office a approuvé le traitement proposé par Westcoast des soldes des comptes de report existants et le maintien de ces comptes, exception faite du compte où la société comptabilise l'écart entre les prix prévu et réel du gaz en canalisation. Ce compte est devenu inutile suite à l'approbation par l'Office de la nouvelle méthode d'évaluation du gaz en canalisation.

L'Office a approuvé l'établissement de nouveaux comptes de report pour les recettes associées aux droits applicables aux volumes interruptibles, les crédits au titre des frais liés à la demande applicables à la zone 2, les inspections des récipients sous pression et le projet d'agrandissement de l'usine McMahon. L'Office a rejeté la demande présentée par Westcoast visant la création d'un compte de report général pour tous les grands projets d'immobilisations.

Conception des droits

Le 19 octobre 1990, l'Office a rendu publique sa décision concernant la politique de Westcoast en matière d'agrandissement des installations de transport du gaz brut avant de faire connaître sa décision générale. L'Office a décidé que cette politique devrait inclure un test de multiplication par un et un test de multiplication par deux pour déterminer le niveau du droit additionnel applicable aux nouvelles installations de transport du gaz brut. Le test de multiplication par un, qui est plus restrictif, s'appliquera seulement dans les cas où Westcoast construit des installations pour répondre seulement aux demandes de service initiales étayant le projet d'expansion et où, à la réception de la demande visant l'installation, il est peu probable que des réserves additionnelles soient raccordées à la canalisation en cause. Le test de multiplication par deux s'appliquera dans les autres cas.

L'Office a jugé qu'il conviendrait de tenir compte, dans l'un et l'autre tests, des recettes différentielles de traitement en aval pour le calcul du droit additionnel dans les cas où, à la réception d'une demande visant une installation, il existe une capacité excédentaire à l'installation de traitement qui sera utilisée pour les volumes différentiels. L'Office a demandé à Westcoast d'inclure 50 % de la valeur actualisée des recettes différentielles de traitement en aval dans le calcul du droit additionnel.

L'Office a aussi décidé que la période sur laquelle le test économique doit s'appliquer est la moindre de la durée du contrat ou de la durée des réserves des champs gaziers étayant la demande.

Le 30 octobre 1990, l'ASPIC a demandé à l'Office d'apporter des précisions sur une partie de sa décision du 19 octobre 1990. Le 12 décembre 1990, l'Office a fait part de ses précisions et a décidé que lorsqu'il y a une file d'attente à une usine de traitement du gaz, Westcoast devrait offrir la capacité disponible aux expéditeurs de cette file d'attente, conformément aux modalités énoncées dans le document de clarification. Cette mesure doit s'inscrire dans les dernières étapes de la préparation d'une demande d'agrandissement des installations de TGB.

L'Office a approuvé la demande présentée par Westcoast en vue de la cessation de son service interruptible de niveau 2. Il a ordonné à Westcoast d'abaisser ses droits applicables aux volumes interruptibles. Les facteurs de charge hivernal et estival ont été haussés de 60 % à 75 % et de 80 % à 100 %, respectivement.

L'Office a ordonné à Westcoast de continuer de fixer ses droits applicables aux volumes garantis sur une base brute et de continuer de déterminer les droits applicables aux volumes interruptibles pour l'année d'essai 1991 selon la même base brute. Dorénavant, c'est une estimation des recettes associées aux volumes interruptibles et non les recettes réelles qui seront créditées tous les mois aux expéditeurs détenant des contrats de service garanti. Tout écart entre les recettes réelles et prévues associées aux volumes interruptibles doit être inscrit dans un compte de report. Le groupe de travail a convenu que Westcoast devrait utiliser la méthode de calcul net itératif pour la fixation de ses droits applicables aux volumes interruptibles et aux volumes garantis pour l'année d'essai 1992.

L'Office a ordonné à Westcoast de déposer, au plus tard le 30 avril 1991, les modalités et les droits qui s'appliqueraient au service de livraison à contre-courant inter-zones demandé par BC Gas pour le gaz provenant des États-Unis, ou d'indiquer pourquoi elle n'a pas pu négocier des ententes satisfaisantes avec Northwest pour assurer le service demandé.

Questions tarifaires

Le 27 décembre 1990, l'Office a rendu publique sa décision concernant la modification de la procédure de mise en file d'attente et des critères d'accès pertinents de Westcoast. Cette décision a été diffusée hâtivement de façon à ce qu'une petite quantité de la capacité existante, devenue disponible à l'usine McMahon le 1^{er} novembre 1990, puisse être acquise par contrat de service garanti. L'Office a décidé que lorsqu'il approuve un projet d'agrandissement, seuls les expéditeurs auxquels la capacité supplémentaire est destinée devraient sauter à la tête de la file d'attente.

L'Office a rejeté la demande de Westcoast visant à porter à dix-huit mois, au lieu de six, la période d'avis de renouvellement présentement en vigueur.

Droits provisoires

Le 27 décembre 1990, l'Office a délivré l'ordonnance TGI-5-90 ordonnant à Westcoast de continuer de percevoir les droits actuels, à titre provisoire, jusqu'à ce que l'Office rende sa décision définitive sur la demande visant les droits de Westcoast.

Chapitre 1

Contexte et demande

Dans sa demande datée du 27 juin 1990, Westcoast Energy Inc. («Westcoast» ou «la société») a demandé à l'Office national de l'énergie («L'Office» ou «L'ONE») de rendre des ordonnances en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi») relativement, entre autres, à de nouveaux droits exigibles à compter du 1^{er} janvier 1991.

Le 2 août 1990, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-1-90 qui exposait la demande d'audience présentée par Westcoast le 10 octobre 1990 et contenait les instructions relatives à la procédure ainsi qu'une liste des questions à examiner. Cette liste de questions a été modifiée par l'Office dans une lettre datée du 17 août 1990. Une copie de cette liste révisée est jointe en annexe II des présents motifs de décision. Dans la lettre en question, l'Office a expliqué aussi que la question de la *politique d'agrandissement des installations de transport du gaz brut* («TGB») devait faire l'objet d'une décision hâtive étant donné son lien avec l'audience GH-6-90 sur la demande visant le pipeline Adsett de Westcoast. La demande visant le pipeline Hossitl déposée le 7 septembre 1990 par Westcoast pouvait être touchée également. L'Office a donc décidé que la preuve et la plaidoirie sur cette question seraient instruites dans le cadre de l'audience RH-1-90.

Avant le début de l'audience RH-1-90, le groupe de travail de l'industrie sur le tarif et les droits de Westcoast («le groupe de travail de l'industrie» ou «le groupe de travail») s'est réuni et a décidé de recommander à l'Office que la question n° 5 ayant trait à la politique d'agrandissement des installations de traitement ne soit pas examinée dans le cadre de l'audience RH-1-90 mais plutôt soumise à l'analyse plus poussée du groupe de travail de l'industrie. Cette question a été soulevée par l'Office à l'ouverture de l'audience et comme aucune partie n'a manifesté son opposition, l'Office a convenu de reporter l'étude de cette question. Le groupe de travail de l'industrie a aussi signalé à l'Office que les membres du groupe s'étaient entendus sur une proposition de compromis visant à recommander à l'Office une méthode de conception des droits applicables aux volumes interruptibles acheminés sur le réseau de Westcoast. Cette question est analysée en détail au point 7.2.3 des présents motifs de décision.

L'audience a débuté le 10 octobre 1990 à Vancouver et la première question abordée a été la politique d'agrandissement des installations de TGB. L'instruction de la preuve et la plaidoirie ont duré trois jours et l'Office a rendu une décision, séance tenante, sur cette question le 19 octobre 1990. La preuve relative aux autres questions, exception faite du rendement, a été entendue à Vancouver du 15 au 24 octobre 1990. L'audience a repris à Ottawa le 29 octobre et l'instruction de la preuve relative au rendement s'est poursuivie jusqu'au 31 octobre 1990, date à laquelle l'audience a été suspendue jusqu'au 5 novembre 1990. La plaidoirie finale a été entendue les 5 et 6 novembre 1990.

Le 30 octobre 1990, l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada («l'ASPIC») a demandé que l'Office apporte des précisions sur une partie de sa décision relative à la politique d'agrandissement des installations de TGB. L'Office a invité les parties à faire part de leurs

commentaires sur les craintes exprimées par l'ASPIC dans la plaidoirie finale et, suite aux commentaires formulés par Westcoast, il a demandé aux parties de lui présenter d'autres commentaires par écrit au plus tard le 13 novembre 1990. L'Office a publié un énoncé de ses précisions le 12 décembre 1990.

Le 27 décembre 1990, l'Office a rendu publique sa décision concernant la modification de la procédure de mise en file d'attente et des critères d'accès pertinents. Cette décision a été rendue publique suffisamment tôt pour qu'une petite quantité de la capacité existante, devenue disponible à l'usine McMahon le 1^{er} novembre 1990, puisse être acquise par contrat de service garanti.

Le 27 décembre 1990 également, l'Office a délivré l'ordonnance TGI-5-90 (voir l'annexe III) qui enjoint Westcoast de continuer de percevoir les droits existants à titre provisoire d'ici à ce que l'Office rende sa décision définitive sur la demande visant les droits de Westcoast.

Chapitre 2

Besoins en recettes pour 1991

Le tableau 2-1 présente un résumé des besoins en recettes de l'année de référence 1989, des besoins en recettes prévus pour 1990 et des besoins visés par la demande pour l'année d'essai 1991. Les besoins en recettes pour l'année d'essai 1991 représentent une augmentation de 11,2 % par rapport aux recettes réelles de l'année de référence 1989 et une hausse de 5,9 % par rapport à la prévision de 1990. Les rajustements de l'Office sont analysés aux chapitres 3, 4, 5 et 6, et, tel que décrit au chapitre 9, l'Office a ordonné à Westcoast de réviser ses besoins en recettes pour l'année d'essai 1991 afin de tenir compte des décisions de l'Office énoncées dans les présents motifs de décision.

Tableau 2-1

Besoins en recettes de transport¹
Année de référence 1989, prévision de 1990 et demande pour l'année d'essai 1991

(milliers de dollars)

Éléments	Année de référence 1989	Rajustements	Prévision de 1990 ²	Rajustements	Année d'essai 1991 ²
Exploitation et entretien	91 861	5 744	97 605	14 144	111 749
Frais associés à la réglementation	—	675	675	2 025	2 700
Dépréciation	29 089	1 114	30 200	2 187	32 387
Amortissement	(144)	548	404	128	532
Taxes autres que l'impôt sur le revenu	45 045	(2 800)	42 245	3 003	45 248
Autres recettes d'exploitation diverses	(3 626)	204	(3 422)	(81)	(3 503)
Franchises	—	179	179	329	508
Change sur la dette	850	(78)	772	215	986
Gaz utilisé pour les opérations	4 969	(1 900)	3 069	(258)	2,812
Impôt sur le revenu	18 152	3 928	22 080	(9 558)	12 522
Rendement sur la base des taux	<u>92 438</u>	<u>3 228</u>	<u>95 666</u>	<u>13 960</u>	<u>109 626</u>
Total partiel	278 631	10 841	289 472	26 094	315 566
Reports	<u>—</u>	<u>2 996</u>	<u>2 996</u>	<u>(8 757)</u>	<u>(5 761)</u>
Coût total du service	<u>278 631</u>	<u>13 837</u>	<u>292 468</u>	<u>17 337</u>	<u>309 805</u>
Coûts fixes	269 630	16 700	286 330	17 260	303 590
Coûts variables	<u>9 001</u>	<u>(2 863)</u>	<u>6 138</u>	<u>77</u>	<u>6 215</u>
Coût total du service	<u>278 631</u>	<u>13 837</u>	<u>292 468</u>	<u>17 337</u>	<u>309 805</u>

1 Excluant les installations albertaines (zone 5).

2 Demande datée du 27 juin 1990 et révisée par Westcoast le 10 octobre 1990 (pièce B-18).

Note : La somme des montants peut ne pas correspondre au total en raison de l'arrondissement fait par ordinateur.

Chapitre 3

Base des taux et dépréciation

Le tableau 3-1 présente la base des taux réelle de l'année de référence 1989, la base des taux prévue pour 1990 et la base des taux demandée pour l'année d'essai 1991. La base des taux demandée pour l'année d'essai 1991 représente une hausse de 15,6 % par rapport à la base des taux réelle de l'année de référence 1989 et une hausse de 8,7 % par rapport à la base prévue pour 1990. Comme il est expliqué plus en détail au chapitre 9, Westcoast doit rajuster la base demandée pour l'année d'essai 1991 en fonction des décisions de l'Office énoncées dans ce chapitre et les chapitres suivants.

3.1 Installations de gazoduc en service

Westcoast a demandé le transfert au poste des installations de gazoduc en service («IGES») des ajouts prévus de 71,1 millions de dollars pour 1990 et de 226,5 millions de dollars pour l'année d'essai 1991.

Les intervenants se sont dits préoccupés par les dépassements de coûts associés au projet de déchargement Laprise et au projet d'amélioration de la canalisation principale Pine Pass.

3.1.1 Projet d'installation de déchargement Laprise

Westcoast a déclaré que le coût total du projet d'installation de déchargement Laprise s'élevait à 19,2 millions de dollars, soit 2,1 millions de dollars de plus que la prévision de 17,1 millions de dollars incluse dans la version modifiée de la demande déposée auprès de l'Office par Westcoast en vue d'obtenir l'autorisation de construire cette installation. Comme l'indique le tableau 3-2, ce projet comprenait l'agrandissement de l'usine de traitement Aitken Creek que Westcoast a achetée de Unocal Canada Limited («Unocal»).

Le dépassement de coûts de 2,1 millions de dollars associé à ce projet est imputable seulement à l'agrandissement de l'usine car les coûts réels associés aux autres éléments du projet ont été moins élevés que les estimations originales. Estimé à l'origine à 4,7 millions de dollars, le coût réel des travaux s'est élevé à 9,5 millions de dollars, d'où un dépassement de 4,8 millions de dollars.

Westcoast a reconnu qu'elle avait négligé d'informer l'Office de la hausse des coûts attribuable à la modification des plans de l'usine. Pour éviter qu'une telle situation ne se reproduise, Westcoast a proposé de fournir à l'Office des rapports d'étape trimestriels et des estimations de coûts à jour sur les projets d'investissement dont les coûts estimatifs s'établissent à 5 millions de dollars et plus.

À l'audience, l'Association pétrolière du Canada («l'APC») a prétendu que Westcoast n'avait pas justifié le dépassement de coûts lié au projet d'installation de déchargement Laprise. L'APC et CanWest Gas Supply Inc. («CanWest») ont soutenu que Westcoast a agi imprudemment en n'obtenant pas de Unocal le droit légal d'utiliser la salle de contrôle et la torche de brûlage à l'usine Aitken Creek et que, par conséquent, l'Office ne devrait pas autoriser entièrement le dépassement de coûts.

L'Office a ordonné à Westcoast d'expliquer les facteurs ayant contribué au dépassement de coûts de 4,8 millions de dollars afin de confirmer, entre autres choses, le montant de ce dépassement qui était associé à la torche de brûlage et à la salle de contrôle. Ces renseignements ont été fournis à l'Office après la clôture de l'audience.

Dans ces explications, Westcoast a affirmé que l'estimation du coût de l'agrandissement de l'usine Aitken Creek, qui a été préparée en juin 1987, était une estimation fondée sur les coûts historiques de divers projets d'immobilisations antérieurs de Westcoast (usines de traitement et stations de compression). Westcoast a précisé qu'on avait modifié de façon appréciable la taille du projet à mesure qu'avançaient les études de procédés et la conception détaillée du projet. Le plan définitif de l'installation a entraîné l'ajout de matériel imprévu. L'installation de l'équipement s'est avérée plus compliquée que prévue et l'intégration avec l'usine existante de Unocal a également été plus difficile qu'on ne l'avait prévu à l'origine. Ces facteurs ont contribué à presque 90 % du dépassement de coûts.

Tableau 3-1

Bases moyennes des taux¹
Année de référence 1989, prévision de 1990 et base des
Taux demandée pour l'année d'essai 1991
(milliers de dollars)

Éléments	Année de référence 1989	Rajustements	Prévision de 1990 ²	Rajustements	Année d'essai 1991 ²
Installations de gazoduc en service	1 389 508	57 382	1 446 890	101 039	1 547 929
Dépréciation accumulée	(565 688)	(27 566)	(593 254)	(30 533)	(623 788)
Valeur nette des IGES	823 820	29 816	853 636	70 505	924 141
Rajustement de la valeur nette des IGES	—	—	—	(9 112)	(9 112)
Contributions pour aider à la construction	<u>(3 808)</u>	<u>(2)</u>	<u>(3 810)</u>	<u>(462)</u>	<u>(4 272)</u>
Investissement dans les installations	820 012	29 814	849 826	60 931	910 757
Matériaux et fournitures	18 339	1 281	19 620	2 249	21 869
Gaz en canalisation	3 823	178	4 001	93	4 094
Frais payés d'avance	(3 048)	374	(2 674)	6 221	3 547
Reports	—	(2 136)	(2 136)	(745)	(2 880)
Redressement fiscal relatif aux installations Grizzly Valley	—	17 025	17 025	—	17 025
Impôt sur le revenu reporté	<u>(73 733)</u>	<u>—</u>	<u>(73 733)</u>	<u>—</u>	<u>(73 733)</u>
Base moyenne des taux à l'exclusion du fonds de roulement en espèces	765 393	46 536	811 929	68 749	880 678
Fonds de roulement en espèces	<u>6 398</u>	<u>1 919</u>	<u>8 317</u>	<u>2 995</u>	<u>11 312</u>
Base moyenne des taux	<u>771 791</u>	<u>48 454</u>	<u>820 245</u>	<u>71 744</u>	<u>891 990</u>

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

2 Demande datée du 27 juin 1990 et révisée par Westcoast le 10 octobre 1990 (pièce B-18).

Note: La somme des montants peut ne pas correspondre au total en raison de l'arrondissement fait par ordinateur.

Tableau 3-2

Projet d'installation de déchargement Laprise Dépassement des coûts en capital associés à l'agrandissement de l'usine Aitken Creek

(milliers de dollars)

	Estimation	Réel	Écart
Achat de l'usine	5 555	4 106	(1 449)
Prolongement de la canalisation Aitken Creek	4 957	4 069	(888)
Canalisation LGN	1 231	1 138	(93)
Agrandissement de l'usine	4 661	9 454	4 793
Manutention de liquides - Kobes	412	274	(138)
Modifications à Laprise	<u>275</u>	<u>165</u>	<u>(110)</u>
	<u>17 091</u>	<u>19 206</u>	<u>2 115</u>

En outre, Westcoast a expliqué que lorsqu'elle a convenu d'acheter l'appareil de contrôle du point de rosée des hydrocarbures, elle a cru qu'elle serait autorisée à utiliser le dispositif de brûlage à haute pression et la torche ainsi que la salle de contrôle. Cependant, après l'achat de l'usine, Unocal a décidé de construire une installation de contrôle du point de rosée des hydrocarbures nouvelle et plus grande qui ferait appel à toute la capacité du dispositif de brûlage actuel. Par conséquent, Westcoast a dû prolonger les conduites de son dispositif de brûlage et installer sa propre torche et l'équipement connexe, à un coût additionnel de 378 000 \$.

En ce qui a trait à la séparation des systèmes de contrôle, Westcoast a affirmé que lorsqu'elle a négocié le contrat d'achat, Unocal lui a indiqué que les commandes pour les installations achetées se trouvaient dans des panneaux de commande séparés. Cet avis s'est avéré inexact et Westcoast a dû dépenser une somme additionnelle de 70 000 \$. Westcoast a aussi déclaré qu'elle n'avait pas signé d'entente avec Unocal pour s'assurer qu'elle aurait le droit d'utiliser ces installations ou qu'autrement, elle serait indemnisée par une réduction du prix d'achat.

Opinion de l'Office

Westcoast devrait prendre toutes les mesures raisonnables pour s'assurer qu'elle achète des installations au moindre coût parce que le coût des installations, si on en approuve l'inclusion dans la base des taux, est recouvré dans les droits perçus par Westcoast auprès des expéditeurs. L'Office est d'avis que lorsque Westcoast a acheté l'usine de Unocal, elle a agi imprudemment en ne s'assurant pas qu'elle avait le droit légal d'utiliser la torche de brûlage et que les panneaux de commande étaient conformes aux indications données par Unocal. Si l'Office approuvait l'inclusion de tous ces coûts additionnels dans la base des taux, il autoriserait une majoration injustifiée des droits et, par conséquent, une augmentation des gains des actionnaires de Westcoast.

Même s'il est vrai que la nouvelle torche et les modifications apportées au système de contrôle s'imposaient pour assurer le service, l'Office estime qu'une partie des coûts connexes devrait être exclue de la base des taux afin de protéger les payeurs de droits des conséquences de l'imprudence de Westcoast. L'Office estime qu'il serait raisonnable d'exclure 50 % des coûts additionnels des installations en question.

L'Office est également préoccupé du fait que Westcoast ne l'a pas informé des modifications importantes apportées aux plans et des hausses de coûts connexes. Pour éviter qu'une telle situation se reproduise, l'Office juge raisonnable la proposition de Westcoast de déposer des rapports d'étape trimestriels et des estimations de coûts à jour sur les projets d'investissement dont le coût estimatif est égal ou supérieur à 5 millions de dollars, exception faite des projets à l'égard desquels Westcoast doit déposer des rapports mensuels en vertu du certificat ou de l'ordonnance délivré.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de soustraire une somme de 224 000 \$ au titre des IGES. Cette somme est égale à 50 % des coûts additionnels identifiables de 378 000 \$ et de 70 000 \$ liés à la nouvelle torche de brûlage et aux modifications apportées au système de contrôle, respectivement.

Westcoast doit aussi joindre à ses futures demandes visant les droits un échéancier distinct de tous les projets à inclure dans la base des taux dont les coûts réels dépassant de 50 000 \$, ou de 10 % si ce montant est plus élevé, les estimations faites au moment où l'Office a approuvé la construction des installations. Avec cet échéancier, Westcoast doit fournir une explication de ces dépassements de coûts.

3.1.2 Projet d'amélioration de la canalisation principale Pine Pass

Westcoast a affirmé que le coût du projet d'amélioration de la canalisation principale Pine Pass, qui a été estimé à 3,4 millions de dollars à l'origine, a coûté en réalité 5 millions de dollars.

Westcoast a indiqué que ce dépassement de coûts était attribuable à trois facteurs : des frais plus élevés que prévus associés au travail à forfait résultant du manque de compétition entre les entrepreneurs imputable à une demande très forte de leurs services; les normes sévères applicables à la construction de déviations routières temporaires imposées par le ministère des transports de la Colombie-Britannique; et les conditions de travail difficiles.

L'APC a soutenu que Westcoast n'a pas justifié pleinement le dépassement de coûts associé à ce projet.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que les causes du dépassement de coûts invoquées par Westcoast n'étaient pas prévisibles et, par conséquent, il juge raisonnables les explications données par Westcoast concernant le dépassement de coûts associé à l'amélioration de la canalisation principale Pine Pass.

Décision

L'Office approuve l'inscription au poste des IGES d'une somme de 5 millions de dollars pour le projet d'amélioration de la canalisation principale Pine Pass.

3.1.3 Ajouts en immobilisations transférés au compte des installations de gazoduc en service

L'Office estime que seuls les coûts estimatifs des projets qui avaient été approuvés par l'Office en vertu de la partie III de la Loi au 1^{er} janvier 1991 devraient être inclus dans la base des taux de l'année d'essai 1991.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de soustraire de sa demande relative aux IGES les montants prévus pour les projets qui n'avaient pas été approuvés par l'Office, en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONE, au 1^{er} janvier 1991.

3.1.4 Prévision de la provision pour les fonds utilisés durant la construction pour l'année d'essai

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de calculer la provision pour les fonds utilisés durant la construction pour l'année d'essai de manière à tenir compte des ajouts en immobilisations demandés qui ont été soustraits des IGES, conformément à la décision de l'Office énoncée au point 3.1.3, ainsi que du rendement sur la base des taux établi conformément aux décisions énoncées aux points 4.1 à 4.5.

3.1.5 Rajustement applicable à la valeur nette des IGES

Lorsqu'elle calcule sa base moyenne des taux, Westcoast doit rajuster la valeur nette prévue des IGES pour tenir compte de l'écart enregistré au cours des cinq dernières années entre la valeur nette des IGES dont on prévoyait la mise en service et la valeur nette des installations qui ont été réellement mises en service. Cette exigence de l'Office visait à dissiper les craintes exprimées par l'Office dans ses Motifs de décision RH-2-87 relatifs à Westcoast face à la tendance observée au cours des dernières années d'essai à savoir que les prévisions approuvées excédaient généralement le coût réel des installations aménagées.

Aux fins du calcul de sa base des taux pour l'année d'essai 1991, Westcoast a déduit une somme de 9,1 millions de dollars, soit 0,986 % de la valeur nette des IGES visées par la demande. Les intervenants n'ont pas contesté ce facteur de rajustement de la valeur des IGES.

Décision

L'Office approuve l'utilisation d'un facteur de 0,986 % pour le rajustement de la valeur des IGES pour l'année d'essai 1991. Aux fins du calcul de sa base des taux de l'année d'essai, Westcoast doit appliquer ce facteur à la valeur nette des IGES déterminée conformément aux décisions de l'Office énoncées dans les présents motifs de décision.

3.2 Matériaux et fournitures

Westcoast prévoit que ses dépenses au titre des matériaux et des fournitures augmenteront de 3,144 millions de dollars d'ici la fin de l'année d'essai, ce qui représente une hausse de 15,6 % par rapport à celles de 1990. Westcoast a indiqué que cette hausse était surtout imputable à l'achat d'un compresseur Spey. Westcoast est l'une des quelques sociétés qui utilisent encore ce type de compresseur. Comme on a cessé la production de ces compresseurs, elle a acheté ce dernier pour disposer de pièces de rechange et pouvoir réparer les autres compresseurs Spey de son réseau.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné les explications données par Westcoast à l'appui de la hausse de ses stocks de matériaux et de fournitures pour l'année d'essai et, à son avis, cette hausse est raisonnable, si importante soit-elle.

Décision

L'Office approuve l'inclusion, dans la base des taux de l'année d'essai 1991, d'une somme de 21 869 000 \$ au poste des matériaux et des fournitures.

3.3 Gaz en canalisation

Dans sa demande mise à jour du 10 octobre 1990, Westcoast avait évalué son gaz en canalisation à 4,094 millions de dollars en se fondant sur un prix unitaire moyen de 53,81 \$ le millier de mètres cubes («10³ m³»). Westcoast a indiqué que selon la méthode actuellement en vigueur, le gaz en canalisation est évalué tous les mois selon la méthode «premier rentré premier sorti» et selon le volume de gaz dans le réseau multiplié par le prix mensuel, fondé sur les rentrées nettes, du gaz payé à CanWest.

Westcoast a demandé l'autorisation d'établir une valeur fixe pour le gaz en canalisation, valeur fondée sur un volume fixe et sur le prix, fondé sur les rentrées nettes de CanWest, au 31 octobre 1990. Selon Westcoast, cette démarche est comparable à la méthode utilisée par TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») et elle dissiperait les craintes exprimées par l'Office dans les Motifs de décision RH-6-85 à l'égard de certains aspects complexes de la méthode actuelle d'évaluation. Si l'Office retenait cette proposition, le volume de gaz en canalisation ne changerait que si Westcoast ajoutait ou supprimait des installations qui nécessitent du gaz en canalisation. Le prix unitaire serait fixe et toute fluctuation du volume mensuel serait traitée comme un déficit ou un surplus avec les clients-service. Il ne serait plus nécessaire de rajuster cette valeur chaque mois en fonction des fluctuations de prix. Dans sa demande, Westcoast a attribué la valeur de zéro à l'écart de volume du «gaz utilisé pour les opérations» pour l'année d'essai 1991.

Après divers entretiens avec CanWest, Westcoast a estimé à 4,143 millions de dollars la valeur moyenne du gaz en canalisation pour l'année d'essai 1991, selon un prix unitaire de 54,46 \$/10³m³.

Aucune partie n'a contesté la proposition de Westcoast visant à établir une valeur permanente pour le gaz en canalisation.

BC Gas Inc. («BC Gas») s'est opposée à l'utilisation du prix fondé sur les rentrées nettes au 31 octobre 1990 en alléguant qu'il serait plus prudent pour Westcoast d'utiliser le prix estival fondé sur les rentrées nettes, généralement le prix le plus bas de l'année. Cependant, Westcoast était d'avis que

sa méthode habituelle d'évaluation du gaz en canalisation était plus appropriée parce qu'elle est fondée sur la valeur du gaz à la date où le volume est fixé et qu'elle ne l'oblige pas à négocier un prix avec CanWest. Westcoast a souligné que le prix prévu du gaz pour le mois d'octobre 1990 reflète le prix moyen prévu pour l'année d'essai. Selon elle, la solution de rechange à sa proposition consisterait à établir le volume au 31 octobre 1990 et à continuer d'évaluer le gaz en canalisation tous les mois. CanWest a abondé dans le sens de Westcoast.

Opinion de l'Office

Durant l'année d'essai 1991, Westcoast parachèvera son changement de statut : elle cessera d'acheter, de vendre, de transporter et de traiter du gaz, pour offrir seulement des services de transport et de traitement. À la lumière des directives qu'il a données à Westcoast dans la Décision RH-6-85, et compte tenu du changement de vocation de la société, l'Office estime que la proposition de Westcoast est pertinente. Selon l'Office, la méthode proposée - l'évaluation du gaz en canalisation en fonction du prix fondé sur les rentrées nettes au 30 octobre 1990 - va de pair avec la méthode «premier rentré premier sorti» et, par conséquent, elle est préférable à la méthode proposée par BC Gas.

Décision

L'Office approuve la méthode d'évaluation du gaz en canalisation proposée par Westcoast. Il approuve également un volume moyen de gaz en canalisation de $76\,988\,10^3\text{ m}^3$ pour 1991 et un volume de $77\,988\,10^3\text{ m}^3$ au 31 décembre 1991. Westcoast devra rajuster ce volume seulement si elle doit ajouter ou supprimer des installations au titre des IGES qui nécessitent du gaz en canalisation. L'Office ordonne à Westcoast d'utiliser le prix fondé sur les rentrées nettes au 31 octobre 1990 pour établir la valeur permanente de son gaz en canalisation.

3.4 Frais payés d'avance

Westcoast a prévu pour l'année d'essai 1991 un solde débiteur moyen de 3,5 millions de dollars au titre des dépenses payées d'avance, ce qui représente une hausse de 6,2 millions de dollars par rapport au solde créditeur moyen prévu pour 1990 qui était de 2,7 millions de dollars. Westcoast a imputé cet écart considérable à deux facteurs : une augmentation des remplacements de catalyseurs et une diminution des charges de retraite à payer.

La hausse de coûts au titre des catalyseurs est liée principalement au remplacement des catalyseurs des usines Fort Nelson et Pine River. Westcoast a expliqué qu'il faut remplacer les catalyseurs utilisés dans les usines de traitement à intervalles réguliers et que le coût de ces pièces d'équipement est amorti sur une période de quatre ou huit ans.

La diminution des charges de retraite à payer est attribuable à l'adoption du projet de loi visant à modifier les dispositions de la Loi fédérale de l'impôt sur le revenu relatives aux déductions d'impôt à l'égard des cotisations accumulées. Westcoast traite les charges de retraite à payer comme des frais courus conformément aux recommandations de l'Institut canadien des comptables agréés. Cependant, étant donné que le projet de loi n'est entré en vigueur qu'en juin 1990 seulement, Westcoast n'a pas pu obtenir un crédit, aux fins de l'impôt sur le revenu, pour les déductions prévues au titre des charges de retraite.

Décision

L'Office est d'avis que l'explication donnée par Westcoast au sujet de la hausse des dépenses payées d'avance est raisonnable et il approuve l'inclusion dans la base des taux d'un solde moyen de 3,5 millions de dollars pour l'année d'essai 1991.

3.5 Provision pour fonds de roulement en espèces

Dans sa demande modifiée, Westcoast a prévu une provision pour fonds de roulement en espèces de 11,3 millions de dollars fondée sur l'étude des délais de paiements déposée à l'audience. L'étude en question fait appel à la même méthodologie sur laquelle sont fondées les études réalisées en 1979 et 1985. La plus récente étude prévoyait aussi une provision pour fonds de roulement en espèces au titre de la taxe sur les produits et services («TPS») qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1991. La provision tient compte des fonds nécessaires à l'exploitation continue du gazoduc, en sus des sommes investies dans les installations de gazoduc.

3.5.1 Assurances payées d'avance, et matériaux et fournitures

Pour calculer les jours d'avance et de retard dans les paiements des autres frais d'exploitation, Westcoast a inclus l'amortissement des assurances payées d'avance ainsi que les retraits des stocks de matériaux et de fournitures. Comme à l'occasion d'audiences antérieures, Westcoast a allégué que ces éléments étaient des dépenses légitimes et qu'elle devrait obtenir des intérêts sur ces sommes, de la date de leur inscription à la base des taux jusqu'à leur recouvrement dans les droits payés par les expéditeurs. Même si les retraits des stocks de matériaux et de fournitures et l'amortissement des assurances payées d'avance n'entraînent pas des sorties de fonds, ils résultent néanmoins, selon Westcoast, en un retrait prématuré de la base des taux.

CanWest, l'APC et l'ASPIC se sont opposées à l'inclusion de ces postes dans la provision pour fonds de roulement en espèces en alléguant le rejet d'une demande semblable dans les Motifs de décision RH-6-85. Selon CanWest, Westcoast aurait dû demander le rétablissement de ces postes dans le cadre de sa demande au lieu de les inclure tout simplement dans l'étude des délais de paiements déposée à une date ultérieure. Si elle avait procédé ainsi, les intervenants auraient eu l'occasion d'examiner la question et de faire part de leurs commentaires.

Opinion de l'Office

L'Office se demande pourquoi Westcoast n'a pas demandé le rétablissement de ces postes de dépenses, lesquels avaient été rejetés dans une de ses décisions antérieures. L'Office et les parties intéressées n'ont pu que constater, à l'analyse de l'étude des délais de paiements, que Westcoast avait inclus à nouveau ces postes. L'Office fait remarquer que Westcoast n'a pas présenté de nouveaux éléments de preuve différents de ceux produits à l'audience RH-6-85, ce qui laisse supposer que les circonstances n'ont pas changé. Étant donné que Westcoast n'a pas produit de preuve nouvelle, l'Office est d'avis qu'on ne doit toujours pas inclure ces postes dans l'étude des délais de paiements.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de soustraire l'amortissement des assurances payées d'avance et les retraits des stocks de matériaux et de fournitures de la provision pour fonds de roulement en espèces demandée.

3.5.2 Étude des délais de paiements prévoyant une provision pour la TPS

Vu les inquiétudes exprimées lors du contre-interrogatoire, Westcoast a ramené à 755 000 \$ la composante TPS de 1 306 000 \$ demandée et, par conséquent, à 10,8 millions de dollars la provision pour fonds de roulement en espèces de 11,3 millions de dollars demandée et ce, pour tenir compte des deux facteurs suivants:

- a) l'avance résultant de la perception de la TPS sur les ventes serait de 39 jours au lieu de celle de huit jours utilisée dans la demande s'inspirant de l'étude des délais de paiements; et
- b) un rajustement provisoire serait appliqué compte tenu que nombre de factures pour les dépenses d'exploitation, d'entretien et de construction payables en janvier et février 1991 ne seront pas assujetties à la TPS.

Dans leur plaidoirie, l'APC, Canwest et BC Gas ont maintenu que même une fois ces rajustements faits, la provision pour fonds de roulement en espèces était encore surestimée.

La prémisse fondamentale de l'étude des délais de paiements de Westcoast est la suivante : Westcoast règle les dépenses en capital et les dépenses d'exploitation et d'entretien, y compris la TPS, généralement le 20^e jour du mois et elle reçoit les recettes, y compris la TPS, le 22^e jour du mois suivant. Cette hypothèse, et les résultats en découlant, ont été contestés par l'APC, CanWest et BC Gas. Canwest a déclaré qu'étant donné que Westcoast paie ses factures 29 jours après les avoir reçues, elle fera ces paiements en moyenne le 20^e jour du mois suivant. CanWest a également souligné que la TPS sur le gaz et les services vendus par Westcoast sur une période d'un mois sera versée à Westcoast le 22^e jour du mois suivant. Par conséquent, selon CanWest, il est plus juste de parler d'un retard de deux jours en ce qui concerne la TPS. BC Gas a déclaré que si Westcoast surestime sa provision pour fonds de roulement en espèces en raison de la TPS, c'est parce qu'elle applique le retard de 32 jours applicable aux dépenses de construction, d'exploitation et d'entretien au paiement de la TPS sur ces dépenses. Selon BC Gas, il y a, entre les rentrées et les débours, une avance d'environ 20 jours et non un retard de 32 jours.

En outre, BC Gas a déclaré que la mise en oeuvre de la TPS fait ressortir une lacune de la méthodologie globale et que cette erreur est perpétuée dans l'ensemble de l'étude des délais de paiements et pas seulement dans le calcul de la TPS. L'APC et BC Gas ont toutes deux soutenu que la démarche de Westcoast aboutit à un traitement incohérent des rentrées et des débours. À leur avis, Westcoast considère les dépenses payées en janvier comme des dépenses de janvier mais les recettes reçues en janvier comme des recettes de décembre.

En contre-plaidoirie, Westcoast a maintenu sa position à savoir qu'elle ne recevait pas au préalable les revenus associés à une dépense. Elle a indiqué qu'elle paie les frais puis encaisse les recettes afférentes un mois plus tard. Elle a expliqué en outre qu'elle a toujours mené son étude de délais de paiements de la même manière et que si les intervenants souhaitaient contester sa méthode de calcul de la provision pour fonds de roulement, ils auraient dû présenter des éléments de preuve à l'appui et ainsi lui permettre de contre-interroger les parties sur leurs propositions.

Opinion de l'Office

L'Office souligne que l'étude de délais de paiement et la méthode de calcul de la provision pour fonds de roulement en espèces de Westcoast sont compatibles avec les modalités suivies dans le cadre des demandes antérieures visant les droits de la société. L'Office souligne également que les intervenants n'ont pas produit de preuve à l'appui de leurs allégations à savoir que la méthode de calcul des délais de Westcoast était erronée. Si les intervenants avaient produit des preuves, l'Office et les parties auraient pu examiner les solutions de rechange proposées. Comme aucune autre méthode n'a été proposée, l'Office n'est pas convaincu qu'on devrait abandonner la méthode actuelle, laquelle n'a été modifiée que pour tenir compte de la TPS.

L'Office est d'avis que si les parties intéressées continuent de croire que la méthode de calcul de la provision pour fonds de roulement en espèces de Westcoast doit être modifiée, elles devraient soulever cette question à l'échelle du groupe de travail de l'industrie, ce qui permettrait de débattre complètement de la question. Les problèmes non réglés pourraient être examinés à la faveur de la prochaine audience sur les droits de Westcoast. L'Office souhaite que toute partie qui conteste la méthode actuelle produise des éléments de preuve à l'appui de sa position, à la prochaine audience sur les droits.

Décision

L'Office approuve la méthode générale utilisée par Westcoast pour calculer sa provision pour fonds de roulement en espèces, y compris la composante TPS, pour l'année d'essai espace 1991.

3.5.3 Traitement de la TPS vis-à-vis des ventes à l'exportation

Au cours de l'audience, Westcoast a indiqué qu'elle avait demandé à Revenu Canada de confirmer qu'elle devrait percevoir la TPS auprès de ses expéditeurs tant du Canada et que de l'étranger. Par conséquent, dans son étude des délais de paiements, elle a présumé que la TPS serait perçue sur toutes les factures de la société.

À l'appui de sa décision de percevoir la TPS sur toutes ses factures, Westcoast a allégué qu'étant donné la nature de ses services et les pratiques contractuelles de ses expéditeurs, elle n'était pas en mesure, dans chaque zone, de distinguer la portion de chaque facture mensuelle qu'elle envoie à un expéditeur qui est associée à des exportations. En contre-paidoirie, Westcoast a souligné le fait que la non-perception de la TPS sur les exportations aboutirait à une augmentation de la provision pour fonds de roulement en espèces pour l'année d'essai.

À l'audience, l'Office a pris note également du fait que TransCanada n'avait pas l'intention de percevoir la TPS sur ses exportations comme elle l'a précisé dans sa lettre du 20 septembre 1990 à l'intention de tous ses expéditeurs.

Dans sa plaidoirie, l'ASPIC s'est dite d'avis que Westcoast ne devrait pas percevoir la TPS sur les exportations ni en tenir compte dans son étude de délais de paiements tant que Revenu Canada n'aura pas statué sur la question.

Opinion de l'Office

Si la démarche proposée par Westcoast était approuvée, la TPS serait perçue sur les exportations même si elle a été conçue pour s'appliquer uniquement sur les biens et services consommés au Canada. En outre, l'Office souligne que la pratique de Westcoast irait à l'encontre de celle des autres grands réseaux pipeliniers à cet égard. TransCanada et Compagnie Pipeline Interprovincial, par exemple, ne percevront pas la TPS sur leurs exportations.

Cependant, l'Office reconnaît qu'il est difficile pour Westcoast de distinguer les recettes associées aux transactions intérieures des recettes provenant des exportations et il prend note du fait que Westcoast s'est adressée à Revenu Canada pour s'assurer qu'elle agit légalement. L'Office reconnaît aussi que les payeurs de droits ne seront pas désavantagés si Westcoast inclut la TPS sur les exportations dans son étude des délais.

Décision

L'Office avalise la démarche proposée par Westcoast, soit la perception de la TPS sur toutes les factures aux fins de l'étude des délais de paiements. L'Office ordonne à Westcoast de l'informer de la décision de Revenu Canada à cet égard.

Chapitre 4

Coût du capital

Westcoast a demandé un taux de rendement de 14,375 % sur le capital-actions ordinaire pour l'année d'essai 1991, le ratio du capital-actions ordinaire présumé étant de 35%. Ce taux de rendement est à peu près 113 points de base de plus que le taux présentement approuvé de 13,25 %. Le détail de la structure du capital et les taux de rendement demandés sont présentés au tableau 4-1 et analysés en détail aux points 4.1 à 4.5.

4.1 Dette consolidée

Westcoast a demandé un taux de coût de 11,30 % sur le solde de sa dette consolidée de 533 068 000 \$ prévu pour l'année d'essai. Le montant en dollars de la dette consolidée et le taux de coût connexe ont été calculés d'une manière compatible avec la méthode du produit net approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision RH-2-89 applicables à Westcoast. Ni la société ni les parties intéressées n'ont formulé de commentaires sur cette méthode à l'audience.

La seule question relative à la dette consolidée qui a été examinée à l'audience est le financement de la dette à long terme prévu de la société en 1990. Westcoast avait d'abord prévu émettre deux séries d'obligations à long terme totalisant 135 millions de dollars en 1990, à savoir des débentures de la série L d'une valeur totale de 75 millions de dollars à être émises en juillet et des débentures de la série M d'une valeur totale de 60 millions de dollars à être émises en novembre. Ces émissions ont été évaluées en supposant un taux d'intérêt nominal de 12,125 %. En recourant à la méthode approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision RH-6-85 concernant la répartition de la dette entre les activités réglementées (service public) et les activités non réglementées, Westcoast a estimé que 45,42 % de ces deux émissions seraient affectés au service public à la fin de l'année 1990. Westcoast a indiqué que même si elle avait retardé l'émission des débentures de la série L en prévision d'une baisse des taux d'intérêt, elle avait encore l'intention de parachever le placement des deux émissions d'obligations d'ici la fin de 1990.

Tableau 4-1

Structure moyenne présumée du capital et rendement demandés pour l'année d'essai 1991

	Montant (milliers de dollars)	Structure du capital (%)	Taux du coût (%)	Composante du coût (%)
Dette - consolidée	533 068	53,37	11,30	6,03
- non consolidée	<u>81 460</u>	<u>8,16</u>	<u>11,90</u>	<u>,97</u>
Total du capital emprunté	614 528	61,53		7,00
Capital-actions privilégié	34 646	3,47	7,99	,28
Capital-actions ordinaire	<u>349 555</u>	<u>35,00</u>	<u>14,38</u>	<u>5,03</u>
Total de la structure du capital	<u>998 729</u>	<u>100,00</u>		
Rendement sur la base des taux				<u>12,31¹</u>

I. Déposé comme pièce B-35.

Par après, à la fin d'octobre 1990, Westcoast a informé l'Office et les parties intéressées qu'elle avait décidé d'émettre des débetures de la série L d'une valeur de 100 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 12,55 %. Westcoast a indiqué que ce taux d'intérêt nominal était supérieur de 137 points de base au taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada («OLTGC»). Le témoin de Westcoast a indiqué qu'il était fier qu'il ait été possible d'obtenir des fonds un taux aussi bas vu notamment la volatilité récente des marchés de capitaux. Cette émission de débetures de 100 millions de dollars a remplacé les émissions des séries L et M prévues à l'origine et totalisant 135 millions de dollars. Westcoast s'attendait à ce que le différentiel de 35 millions de dollars entre les émissions réelle et prévue en 1990 fasse partie du financement de sa dette au début de l'année d'essai.

Conformément à la méthode utilisée dans sa demande originale, Westcoast a estimé que 55,61 % des débetures de la série L de 100 millions de dollars seraient affectés à son service public à la fin de l'année 1990. L'Office souligne qu'il s'agit d'une estimation et que la société affectera en permanence un pourcentage des débetures de la série L à son service public à la fin de 1990.

Aucun intervenant n'a contesté tant le montant de la dette consolidée que le taux de coût qui y est associé qu'a demandés Westcoast.

Décision

L'Office juge raisonnable le pourcentage prévu d'affectation des débetures de la série L au service public de Westcoast. Par conséquent, il approuve le montant révisé de la dette consolidée visé par la demande de la société, lequel se chiffre à 533 068 000 \$ ainsi que le taux de coût de 11,30 % pour l'année d'essai.

4.2 Dette non consolidée

Le montant de la dette non consolidée de Westcoast que comprend la structure du capital de Westcoast se calcule en soustrayant, du total de la structure du capital, le montant de la dette consolidée, le capital-actions privilégié et le capital-actions ordinaire.

La demande de Westcoast prévoyait un taux de coût de 11,90 % applicable au solde de sa dette non consolidée prévu pour l'année d'essai 1991. À l'audience, la société a affirmé qu'elle prévoyait financer le solde de sa dette non consolidée avec des émissions à long terme pendant l'année d'essai. Le taux demandé était fondé sur le taux de rendement prévu de 10,60 % des OLTGC et sur un surplus de 130 points de base par rapport aux obligations des sociétés. Westcoast a prévu ce taux de 10,60 % d'après les taux moyens établis par un certain nombre de conjoncturistes, dont les prévisions fournies à Westcoast pour l'année d'essai variaient de 10,30 à 11,25 %. Dans sa plaidoirie, Westcoast a déclaré que le taux prévu de 10,60 % des OLTGC se comparait avantageusement aux estimations fournies par les témoins-experts de la société soit de 10,25 à 10,50 %. Un témoin de la société a déclaré que la valeur supérieure de cette fourchette se rapprochait de la prévision de Westcoast (10,60 %) si l'on tient compte des difficultés inhérentes à la prévision des taux d'intérêt dans la conjoncture économique actuelle.

Westcoast a fondé sa prévision de l'écart de rendement de 130 points de base sur les conditions récentes du marché et a fait valoir que cette prévision était pleinement étayée par l'écart de 137 points de base implicite dans l'émission des débentures de la série L de la société. Se fondant sur l'expérience acquise par la société suite à l'émission des débentures de la série L, Westcoast a allégué qu'un écart de 130 points de base pour l'année d'essai devrait s'avérer une estimation prudente.

Le témoin-expert de l'APC a réitéré son point de vue à savoir que le coût des soldes de dette non consolidée devrait être calculé au taux applicable aux obligations à long terme des sociétés. Il a déclaré que la prévision de 10,60 % pour l'année d'essai semblait prudente compte tenu des conditions actuelles et éventuelles du marché. Selon lui, un écart de 130 points de base est raisonnable pour l'année d'essai. Cependant, il a souligné que cet écart serait un peu excessif dans le cas d'un service public à part entière ayant des caractéristiques semblables à celles des activités réglementées de Westcoast.

Au début, le témoin-expert de CanWest a recommandé que le coût du solde de la dette non consolidée de Westcoast soit déterminé au taux de 10,65 % applicable aux obligations à long terme des sociétés, ce qui comprend un taux de rendement prévu de 9,70 % des OLTGC et un écart de rendement de 95 points de base entre les obligations des sociétés et les OLTGC. Pendant l'audience, le témoin a indiqué que sa prévision originale de 9,70 % était fondée, entre autres, sur un règlement rapide de la crise dans le golfe Persique. Il a présenté une autre prévision pour 1991 - 10,25 %, en supposant que la crise ne serait réglée qu'au printemps ou à l'été 1991. Si tel était le cas, l'écart approprié pourrait être de 115 points, de base et le taux de coût de la dette non consolidée serait de 11,40 % pendant l'année d'essai.

Opinion de l'Office

L'Office souligne que toutes les parties qui sont intervenues sur cette question ont accepté la prémisse selon laquelle, dans le présent cas, le solde prévu de la dette non consolidée doit être évalué au taux applicable aux obligations à long terme des sociétés. L'Office partage ce point de vue dans le présent cas étant donné que Westcoast a l'intention de financer le solde prévu de sa dette non consolidée au cours de l'année d'essai 1991.

Lorsqu'il a évalué les diverses prévisions relatives au rendement des OLTGC présentées à l'audience, l'Office n'a pas tenu compte de la valeur supérieure de la fourchette de taux que Westcoast a présentée à l'appui de sa prévision du taux de rendement moyen pour l'année d'essai. En outre, même si l'Office a considéré le fait que les taux d'intérêt à long terme baisseront légèrement au cours de l'année d'essai, il n'est pas convaincu que les taux de rendement des OLTGC baisseront en moyenne jusqu'à la limite inférieure de la fourchette proposée par le témoin de CanWest. L'Office estime qu'un taux de rendement se situant entre 10 et 10,25 % constitue une prévision raisonnable. Pour arriver à cette conclusion, l'Office tient compte de l'instabilité actuelle des marchés financiers et des difficultés inhérentes à la prévision des taux d'intérêt pour l'année d'essai 1991 dans la conjoncture économique actuelle. En outre, l'Office est convaincu que l'écart de rendement proposé par Westcoast serait raisonnable dans ce contexte.

Décision

L'Office juge raisonnable le taux de 11,50 % applicable à la dette non consolidée pour l'année d'essai.

4.3 Capital-actions privilégié

Pour l'année d'essai 1991, Westcoast a prévu un taux de coût de 7,99 % sur le solde de ses actions privilégiées de 34 646 000 \$. Le montant en dollars du capital-actions privilégié et le taux de coût connexe ont été tous deux déterminés selon la méthode du produit net approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision RH-2-89.

Aucun intervenant n'a contesté le montant du capital-actions privilégié visé par la demande ni le taux de coût afférent.

Décision

L'Office approuve un montant d'actions privilégiées de 34 646 000 \$ et un taux de coût de 7,99 % pour l'année d'essai.

4.4 Ratio du capital-actions ordinaire

Westcoast a demandé le maintien du ratio présumé actuellement approuvé de 35 % pour l'année d'essai.

Les témoins-experts de l'APC et de CanWest ont tous deux recommandé respectivement des taux de 30 % et de 34 %, soit les taux qu'ils avaient avancés à l'instance RH-2-89 sur les droits de Westcoast.

Pour déterminer le caractère raisonnable du ratio présumé de Westcoast, l'Office a appliqué les trois principaux facteurs suivants:

- i) les risques d'affaires applicables aux activités réglementées de Westcoast,
- ii) la nécessité de maintenir un équilibre approprié entre les éléments dette et actions de la structure de capital présumée, et
- iii) la nécessité de maintenir un équilibre approprié entre la partie du financement des activités réglementées censées être par actions selon la formule de présomption et la partie du financement par actions réel qui est tacitement associée aux activités non réglementées de la société.

Les experts-conseils de Westcoast ont souligné que l'évaluation des risques, d'affaires est largement subjective. Comme point de départ de leur analyse, ils ont accepté l'évaluation faite par l'Office dans ses Motifs de décision RH-2-89. En présumant que l'Office instituerait un mécanisme pour atténuer les risques accrus pour Westcoast d'avoir à accorder des crédits au titre des frais liés à la demande par suite de la réduction de sa souplesse opérationnelle¹, les témoins ont conclu que les risques d'affaires de la société avaient peu changé depuis l'audience RH-2-87. Par conséquent, ils ont préconisé le maintien du ratio actuel de 35 %. Ils ont appuyé également cet avis sur l'examen des risques plus élevés de Westcoast comparativement à ceux de TransCanada et de NOVA Corporation of Alberta («NOVA»), dont les ratios actuels sont de 30 % et de 31 %, respectivement.

Le témoin de l'APC a déclaré que la fourchette appropriée pour le ratio présumé du capital-actions ordinaire, vu les risques d'affaires associés aux activités réglementées de Westcoast, est de 30 à 32 %. La limite supérieure proposée pour Westcoast est différente de celle de TransCanada qui, selon lui, est de 30 %. Dans le même souffle, le témoin de l'APC a affirmé que cet écart entre les limites supérieures des deux sociétés tient compte du fait qu'il juge les risques d'affaires de TransCanada légèrement inférieurs à ceux de Westcoast. À son avis, les risques d'affaires de Westcoast sont demeurés à peu près inchangés depuis l'instance RH-2-89.

Selon le témoin-expert de CanWest, les risques d'affaires du service public de Westcoast n'ont presque pas changé depuis la dernière audience. Cependant, il juge le ratio demandé de 35% un peu excessif à la lumière des risques d'affaires applicables aux activités réglementées de Westcoast. À son avis, une fourchette de 32 à 34 % est raisonnable pour les activités réglementées de la société étant donné le niveau de risques d'affaires. Pour conserver la souplesse de financement de Westcoast, compte tenu de l'expansion prévue du réseau au cours des prochaines années, le témoin a recommandé la limite supérieure de cette fourchette pour l'année d'essai.

En ce qui a trait au deuxième critère de l'Office, les témoins de Westcoast ont signalé que la structure du capital demandée par la société était presque identique à celle qui est présentement approuvée. En outre, ils ont jugé raisonnable l'équilibre entre les composantes «dette» et «actions» de la structure présumée du capital après avoir comparé cette structure à celles approuvées de 25 grandes entreprises de service public canadiennes. À ce propos, ils ont indiqué que le ratio de 35 % demandé était légèrement inférieur à la médiane des ratios de ces 25 entreprises réglementées.

¹ Westcoast a demandé l'autorisation d'établir un compte de report pour comptabiliser les coûts associés i) aux crédits accordés au titre des frais liés à la demande ou ii) aux mesures d'atténuation prises dans les situations obligeant la société à accorder des crédits au titre des frais liés à la demande dans la zone 2 (voir le point 6.3 pour l'analyse de cette demande).

À l'opposé, le témoin de CanWest a soutenu qu'un ratio présumé de 35 % pour les activités réglementées de Westcoast était trop élevé pour ce qui est du deuxième critère. Il a signalé que ce ratio était supérieur de plus de cinq points de pourcentage au ratio moyen approuvé pour cinq autres grands gazoducs canadiens. À son avis, une réduction de un point de pourcentage n'aurait pas d'incidence négative sur la cote des obligations de la société et serait avantageuse pour les payeurs de droits. Sans connaître l'incidence qu'une diminution d'un point de pourcentage pourrait avoir sur la cotation de ses obligations, Westcoast croyait que les agences d'appréciation des obligations verraient d'un mauvais oeil un abaissement du ratio à 30 %.

La question de l'interfinancement possible des activités non réglementées de Westcoast a été longuement débattue. Selon Westcoast, les craintes exprimées par les parties étaient injustifiées. Dans leur analyse, les témoins-experts de Westcoast ont fait une distinction entre l'investissement récent de Westcoast dans WestCoast Gas Inc. («WestCoast Gas») et ses autres investissements impliquant des activités non réglementées. En ce qui a trait au premier investissement, les témoins de Westcoast étaient d'avis que le financement de l'acquisition de Inter-City Gas Corporation («ICG»), par l'entremise d'une filiale appartenant exclusivement à Westcoast (WestCoast Gas), atteignait presque le seuil raisonnable. Cependant, ils croyaient que le financement de cette acquisition ne devrait pas diminuer la cote de crédit de Westcoast. En outre, ils ont souligné que le prêt bancaire contracté par WestCoast Gas est un prêt sans droit de recours. Il est donc très peu probable, selon eux, que Westcoast soit appelée à faire des paiements bancaires pour WestCoast Gas. Quant aux autres investissements impliquant des activités non réglementées, Westcoast a fait part de son intention d'émettre des actions privilégiées augmentant ainsi le financement par actions de ces investissements. Westcoast a aussi souligné que les résultats d'exploitation, intégrés aux états financiers pro-forma pour 1990 et 1991, peuvent être sousestimés parce qu'ils ne traduisent pas l'incidence potentielle des prix élevés actuels du pétrole ni la possibilité que les taux d'intérêt soient moins élevés que prévu.

Le témoin de l'APC n'a pas effectué une analyse qui aurait permis d'établir un ratio approprié pour les investissements faits par Westcoast impliquant des activités non réglementées. Cependant, il a conclu que le ratio prévu ne serait pas suffisant pour financer adéquatement les activités non réglementées de la société. À son avis, si on établissait un ratio raisonnable pour les activités non réglementées, il en résulterait un ratio de 30 % seulement pour les activités réglementées. Dans ce contexte, il a souligné l'importance d'examiner les ratios de couverture pour les activités non réglementées de Westcoast. Il a jugé que les ratios de couverture prévus par la société pour ses activités non réglementées étaient insuffisants par rapport à ceux des sociétés cotées BBB par le Dominion Bond Rating Service. Le témoin de l'APC a aussi reconnu que le prêt bancaire contracté pour l'achat de ICG était un prêt sans droit de recours sur le plan technique. À son avis, Westcoast interviendrait probablement si, à une période quelconque, les recettes tirées de l'investissement ne permettaient pas de rembourser les intérêts qui y sont associés.

Le témoin de CanWest a exprimé les mêmes craintes que celui de l'APC concernant les ratios du capital-actions ordinaire et de couverture prévus pour les activités non réglementées. Quant à l'achat de ICG, il a reconnu qu'au moment de l'évaluation de la solvabilité de Westcoast, les agences d'appréciation des obligations seront rassurées en constatant que le prêt est un prêt sans droit de recours, mais seulement s'ils prévoient que Westcoast n'interviendra pas si sa filiale éprouve des difficultés. À ce propos, il s'est dit d'avis que toute augmentation substantielle de la dette de la filiale, que le prêt soit sans ou avec droit de recours, accentuerait la volatilité relative d'année en année des résultats nets consolidés de Westcoast, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur le coût du financement par actions de la société mère.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'en général, les témoins estiment que les risques d'affaires du service public de Westcoast n'ont presque pas changé depuis l'audience RH-2-89.

Au chapitre des risques d'affaires et de l'équilibre entre les composantes dette et actions de la structure du capital, la question la plus controversée a été celle à savoir si le ratio de 35 % demandé est encore raisonnable si on le compare à ceux d'autres entreprises de service public, en général, et à ceux d'autres gazoducs réglementés au Canada, en particulier. L'Office sait que le réseau de Westcoast court des risques différents de ceux des autres grands gazoducs canadiens. De façon générale, il juge que les risques d'affaires fondamentaux de Westcoast sont généralement supérieurs à ceux des autres grands gazoducs du Canada. Il est d'avis que le ratio présumé de 35 % demeure raisonnable si on le compare à ceux d'autres sociétés réglementées. En outre, l'Office continue de croire que ce ratio assure une compensation adéquate des risques d'affaires à court terme et à long terme de la société.

L'Office continue de croire que le critère de l'interfinancement possible des activités non réglementées de Westcoast devrait être considéré seulement si une preuve concluante est produite. L'Office prend note de l'opinion des témoins-experts de la société et la partage, à savoir que même si le financement de l'achat de ICG se situe presque aux limites du raisonnable, la cote de crédit de Westcoast ne devrait pas en souffrir. Comme dans ses Motifs de décision RH-2-89, l'Office a tenu compte du fait que les agences d'appréciation n'avaient pas modifié la cote de solvabilité de Westcoast après cette acquisition. La structure du capital et les ratios de couverture prévus pour les activités non réglementées ne préoccupent pas l'Office pour le moment. À cet égard, il a tenu compte dans une certaine mesure de la possibilité que les ratios de couverture prévus par Westcoast pour ses activités non réglementées soient insuffisants parce que la société n'a pas tenu compte des fluctuations possibles des prix du pétrole et des taux d'intérêt.

Décision

L'Office approuve un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 35 % pour l'année d'essai.

4.5 Rendement du capital-actions ordinaire

Westcoast a demandé un rendement de 14,375 de son capital-actions ordinaire, soit l'extrémité inférieure de la fourchette jugée raisonnable par les témoins-experts de la société. Pour en arriver à cette recommandation, les témoins ont analysé les résultats de leurs analyses des gains comparables, de la prime de capital-risque et des flux monétaires actualisés («FMA»). L'annexe IV présente un résumé des résultats de ces analyses ainsi que les recommandations ultimes de ces experts, ainsi que celles des autres témoins-experts qui se sont présentés à l'instance.

Les témoins de Westcoast ont continué de donner plus d'importance aux résultats de leur analyse des gains comparables, en leurs allouant un facteur de pondération de 50 %. Dans leur preuve mise à jour, ils se sont fiés aux données pour la période de 1983 à 1990 parce qu'à leur avis, le cycle actuel de rendement des entreprises prendra fin en 1990 ou d'ici le milieu eu de 1991. Le rendement des

40 sociétés industrielles à faible risque formant leur échantillon a été en moyenne de 14,8 % de 1983 à 1989. Si on combine ce taux de rendement réel au taux de 11,9 % prévu pour 1990, on obtient un rendement moyen de 14,5 % pour l'ensemble du cycle. Si ensuite, on soustrait 30 points de base parce que les risques de Westcoast sont censément moins élevés que ceux des entreprises échantillonnées, on obtient un rendement de 14,2 %. Les témoins ont convenu qu'en principe, un autre rajustement pourrait s'imposer s'il était démontré que les sociétés industrielles avaient réalisé des profits monopolistiques excédant de façon appréciable leurs coûts d'acquisition de capital. Cependant, ils n'ont trouvé aucun élément de preuve à l'appui de cette hypothèse pour le cas à l'étude.

Comme premier test d'évaluation en fonction des conditions du marché, les experts de Westcoast ont recouru à l'analyse des FMA. Étant donné les restrictions inhérentes à cette méthode d'analyse, ils n'ont accordé qu'un facteur de pondération de 20 % aux résultats obtenus pour en arriver à leur recommandation finale. D'après les données réunies, le coût de base du capital de risque était d'environ 13 % compte tenu d'un taux de dividendes de 2,9 % et d'un facteur de croissance d'environ 10 %. Comme dans le cas de la technique d'évaluation des gains comparables, on a appliqué un rajustement à la baisse de 30 points de base à 12,7 % pour tenir compte des risques. On a ensuite effectué un rajustement en fonction d'un ratio valeur marchande-valeur comptable de 1,15 pour obtenir un rendement des avoirs au livre de 13,9 %.

Pour leur deuxième test d'évaluation fondé sur les conditions du marché - l'analyse de la prime du capital-risque -, les témoins de Westcoast ont utilisé le point milieu d'une fourchette de taux d'intérêt de 10,25 à 10,5 % applicables aux OLTGC, auquel ils ont ajouté une prime de capital-risque de 3,375 points de pourcentage. Le taux de base obtenu, 13,75 %, a été ensuite redressé, comme dans le cas de la technique des FMA, selon un ratio valeur marchande-valeur comptable de 1,15, d'où un taux de 15 %. Comme lors des audiences antérieures, les témoins de la société ont accordé une pondération de 30 % à ces résultats.

L'APC a recommandé un rendement du capital-actions ordinaire de 12,875 à 13,125 % pour l'année d'essai en mettant l'accent sur l'extrémité supérieure de cette fourchette vu la conjoncture actuelle. Cette recommandation était fondée sur la preuve produite par son expert qui a recouru aux techniques d'estimation des FMA et de la prime de capital-risque.

Dans sa première analyse des FMA, le témoin de l'APC a établi à 12,25 % le taux de rendement exigé par les actionnaires des sociétés industrielles à faible risque. Ce taux comprenait un facteur de croissance de 9,15 %, étant donné le taux de dividendes récent de 3,1 % enregistré par les sociétés échantillonnées. Le témoin a réduit ce taux de 50 à 70 points de base, pour obtenir une fourchette 11,55 à 11,75 %, parce que les risques associés aux entreprises exclusivement de service public étaient plus faibles que ceux des sociétés industrielles à faible risque. Vu l'incertitude qui régnait sur les marchés financiers lors du dépôt de sa preuve, le témoin a mis l'accent sur l'extrémité supérieure de la fourchette dans sa recommandation définitive. Tout en se fiant surtout aux taux de croissance enregistrés par les sociétés formant son échantillon au cours des cinq dernières années, le témoin a considéré également les taux affichés au cours des huit dernières années, et il a constaté que ces dernières données corroboraient les premières.

La fourchette de 12,25 à 12,85 % établie à partir de la première analyse des FMA menée par le témoin de l'APC était fondée sur le taux de rendement de 10,75 % des OLTGC et sur une prime de capital-risque de 1,5 à 2,1 % applicable aux entreprises exclusivement de service public. Cette fourchette de primes de capital-risque a été fondée sur la prime de risque du marché estimée (3 à 4,2 %), réduite de moitié vu les risques moins élevés courus par ces services publics à part entière. Comme dans le cas

de son analyse des FMA, le témoin de l'APC a décidé d'opter pour l'extrémité supérieure de sa fourchette de primes de capital-risque. En utilisant le point milieu approximatif de la fourchette correspondant aux extrémités supérieures des fourchettes initiales établies au moyen des deux techniques, le témoin a conclu que le taux de rendement exigé par les investisseurs se situait entre 12,25 et 12,50 %. En tenant compte de la volatilité récente et à venir des taux d'intérêt, ainsi que de la nécessité de prévoir une marge de sécurité dans son évaluation définitive, il a conclu qu'un taux de rendement se situant entre 12,875 et 13,125 % constituerait un taux raisonnable pour l'année d'essai.

À la fin d'octobre 1990, le témoin de l'APC a produit une preuve à jour qui tenait compte de l'évolution récente de la conjoncture sur les marchés financiers. Il a indiqué que le taux de rendement exigé par les investisseurs, tel que mesuré à l'aide des techniques des FMA et de la prime de capital-risque, avait augmenté de 25 à 35 points de base depuis le dépôt de sa preuve initiale en septembre. Le taux calculé à l'aide de la technique des FMA a été haussé notamment de 30 points de base par suite de la majoration du taux de dividendes de son échantillon de sociétés et, dans le cas de l'analyse de la prime de capital-risque, les taux d'intérêt des OLTGC ont augmenté à environ 11,1 %. Il a conclu que le rendement exigé par les actionnaires dans le cas des services publics à part entière devrait être rajusté à la hausse de 30 points de base pour passer de 12,55 à 12,8 %. Il a admis que les événements récents qui ont contribué à la hausse du taux de rendement exigé par les actionnaires avaient érodé presque entièrement le coussin qu'il avait prévu dans sa recommandation initiale en raison de l'incertitude caractérisant les marchés financiers, mais il n'a pas modifié d'autant sa recommandation définitive qui était une fourchette de 12,875 à 13,125 %. Il a plutôt décidé d'opter pour la limite supérieure de cette fourchette. Il n'avait pas jugé nécessaire de hausser davantage les taux recommandés et ce, pour diverses raisons. Selon lui, notamment, la baisse des taux d'intérêts était plus probable maintenant que lors de la préparation de sa preuve originale.

Le témoin de CanWest a d'abord recommandé un taux de rendement de 12,75 à 13,25 % d'après les résultats de ses analyses des gains comparables et de la prime du capital-risque. Pendant l'instance, il a modifié sa première estimation du taux de rendement des OLTGC pour 1991 ainsi celle que du coût du capital de risque et il a conclu que sa recommandation finale devrait être de 12,95 à 13,3 %.

Le témoin de CanWest a effectué deux analyses des gains comparables d'un échantillon de 29 sociétés industrielles à faible risque. La première a porté sur les années 1982 à 1989, et la deuxième a été axée sur les années 1983 à 1991 et a donc fait appel à une projection des profits des sociétés pour les deux dernières années du cycle. Les résultats de sa première analyse ont donné un rendement moyen de base de 13,9 % dont il a retranché 70 points de base, soit 35 points en raison du risque moins élevé que court le service public de Westcoast par rapport aux sociétés sélectionnées et 35 autres points en raison des ratios valeur marchande-valeur comptable excessifs de ces sociétés. Dans sa deuxième analyse des gains comparables, le témoin a prévu que le rendement moyen des sociétés à faible risque serait de 9,7 à 10,2 % en 1990 et d'environ 10,5 à 11,4 % en 1991. Ces projections, jumelées au rendement moyen de son échantillon de sociétés de 1983 à 1989 de 14,3%, l'ont amené à conclure que le rendement moyen de son échantillon de sociétés serait de 13,35 à 13,5 % pour l'ensemble du cycle 1983 à 1991. Si on rabaisse de la même façon cette valeur de 70 points de base en fonction du risque et du ratio valeur marchande-valeur comptable, on obtient une fourchette de 12,65 à 12,8 %.

Dans sa preuve déposée avant le début de l'audience, CanWest a axé son analyse de la prime de capital-risque sur l'écart entre les rendements du capital-actions ordinaire qui ont été autorisés aux services publics et les rendements réels des OLTGC, des obligations des sociétés et des actions privilégiées. Le témoin de CanWest a reconnu qu'il existe dans une certaine mesure un élément de

circularité quand les primes de capital-risque sont fondées sur les taux de rendement autorisés des services publics, mais à ses yeux, la circularité ne constitue pas un problème grave dans les circonstances actuelles étant donné les taux de rendement élevés autorisés au Canada et la stabilité relative des ratios valeur marchande-valeur comptable que ces sociétés ont connue de 1983 à 1989. Il n'a pas jugé nécessaire de redresser ses résultats en fonction du risque car, à son avis Westcoast, comme service public, court le même risque que les autres entreprises de service public de son échantillon. S'inspirant davantage des taux de rendement prévus des OLTGC, il a d'abord recommandé un taux de 13,25 % à la lumière des résultats de son analyse de la prime de capital-risque.

À l'audience, le témoin de CanWest a présenté les résultats d'une deuxième analyse de la prime de capital-risque qui reposait sur une estimation des primes de risque prévues pour 1976 à 1990 selon l'écart entre les rendements moyens autorisés dans le cas des services publics et les rendements prévus des OLTGC. Il a reconnu que les résultats de cette analyse étaient statistiquement supérieurs à ceux détaillés dans sa preuve initiale et souligné le fait que la prime calculée selon cette méthode affichait une hausse de 20 à 25 points de base par rapport à sa première estimation. Cependant, il a insisté sur les difficultés qu'il a rencontrées lors de l'estimation de certains taux de rendement prévus des OLTGC sur laquelle son analyse repose. Se fondant sur les résultats de sa deuxième analyse de la prime de capital-risque et sur sa prévision révisée des taux de rendement des OLTGC, il a recommandé un taux définitif de 13,25 à 13,50 % (le point 4.2 analyse sa prévision des taux de rendement des OLTGC pour 1991). Comme il accordait une pondération de 40 % à cette fourchette définitive découlant de l'analyse de la prime de capital-risque et de 30 % aux résultats de chacune des analyses des gains comparables, il a conclu qu'un coût du capital-risque de 12,95 à 13,3 % était raisonnable pour l'année d'essai.

Opinion de l'Office

L'Office juge qu'il convient d'accorder une certaine pondération à toutes les méthodes d'estimation des coûts présentées à l'audience aux fins de l'établissement d'un taux équitable de rendement du capital-actions ordinaire de Westcoast. Cependant, dans le cas présent, l'Office a accordé une pondération supérieure aux résultats des analyses de la prime de capital-risque. L'Office estime que sa décision quant au taux approprié de rendement du capital-actions ordinaire de Westcoast répond au critère d'équité et assure le maintien de la solvabilité et de la capacité de la société d'attirer des capitaux à un coût raisonnable.

Les critiques formulées à l'égard de l'analyse de la prime de capital-risque ont été axées sur l'ampleur de la prime de capital-risque du marché et sur l'écart de risque entre Westcoast et les sociétés à risque moyen. À cette audience et à d'autres audiences antérieures, les témoins de la société ont laissé entendre qu'une prime de 5 % constituait une estimation prudente. L'Office juge cette estimation un peu excessive, mais il rejette à l'opposé la limite inférieure de la fourchette proposée par le témoin de l'APC, soit 3 %. L'Office n'a pas été convaincu notamment de la fiabilité du rajustement effectué par le témoin de l'APC pour cette prime inhérente aux taux d'intérêt à long terme.

En ce qui a trait à l'analyse de la prime de capital-risque présentée par le témoin de CanWest, l'Office a pris note des résultats, mais il juge que la méthode elle-même et le résultat final obtenu n'ont pas été vérifiés suffisamment lors du contre-interrogatoire parce qu'essentiellement, ces renseignements ont été déposés à une date tardive.

L'Office prévoit que le témoin de CanWest produira une preuve comparable dans son témoignage qu'il déposera avant le début de la prochaine audience de sorte qu'on pourra évaluer à fond cette méthode d'analyse.

En ce qui a trait au risque que court le service public de Westcoast par rapport à une entreprise à risque moyen, l'Office convient qu'il est difficile de quantifier les écarts de risque. À ce propos, il a jugé que les explications fournies par les témoins de Westcoast quant à l'ampleur des rajustements nécessaires sont plus réfléchies que celles données à l'instance RH-2-89. Même s'il n'est pas convaincu que le rajustement proposé par les témoins de Westcoast - 25 % de la prime de capital-risque du marché - soit le facteur approprié pour la société, l'Office juge un peu excessif le facteur de rajustement proposé par le témoin de l'APC.

Dans son examen de la preuve relative à l'analyse des gains comparables, l'Office reconnaît les difficultés inhérentes à l'utilisation de cette méthode. Tout en convenant avec le témoin de l'APC que les résultats de base non rajustés de cette analyse sont faussés dans une certaine mesure, l'Office croit que les résultats rajustés peuvent aider à établir un taux de rendement équitable si on corrige les lacunes de la méthode. Cela dit, l'Office reconnaît qu'il est difficile d'estimer les rajustements requis. Les deux témoins qui ont fait appel à l'analyse des gains comparables ont rajusté à la baisse leurs résultats de base dans la même mesure pour témoigner du risque plus faible que court Westcoast par rapport aux sociétés industrielles de leurs échantillons respectifs. L'Office convient de la nécessité de pareil rajustement.

Les témoins ne se sont pas entendus sur le bien-fondé d'un rajustement qui serait fonction de la mesure dans laquelle les taux antérieurs de rendement des sociétés échantillonnées pourraient être jugés excessifs même dans le cas d'un monopole. L'Office admet qu'en principe, il y aurait lieu d'effectuer un rajustement si on pouvait démontrer que ces sociétés ont réalisé des gains excessifs. Quoique préoccupé du fait que le taux de rendement de certaines des sociétés puisse être un peu excessif, l'Office n'a pas été convaincu du bien-fondé de l'ampleur du rajustement proposé par le témoin de CanWest. L'Office propose que les témoins continuent de chercher d'autres moyens de déterminer la mesure dans laquelle les taux de rendement individuel et global des sociétés échantillonnées, ont été excessifs.

Pour en arriver à sa décision définitive, l'Office n'a pas retenu les taux de rendement des sociétés échantillonnées prévus par les témoins de Westcoast pour 1990 parce que selon lui, les résultats de l'étude des gains comparables de ce témoins sont surestimés. L'Office prend note des commentaires formulés par le témoin de l'APC quant à l'effet de distortion des taux d'inflation élevés et volatiles du passé sur le rendement des avoirs au livre. Il demeure convaincu que cette distortion est inhérente aux données sur les gains comparables. Cependant, à la lumière de la preuve produite, l'Office a été incapable de déterminer l'ampleur du rajustement nécessaire à cet égard.

Seuls les témoins de Westcoast et de l'APC ont recouru à l'analyse des FMA pour déterminer un taux de rendement équitable pour l'année d'essai. Étant donné que selon l'Office, les taux de rendement des sociétés échantillonnées prévus par les témoins de Westcoast pour 1990 sont surestimés et que le taux de croissance estimé par ces témoins était fondé en partie sur les rendements prévus pour années 1983 à 1990,

l'Office est d'avis que l'estimation du taux de croissance de la société est un peu exagérée. Le témoin de l'APC a déclaré que ses estimations du taux de croissance peuvent être surestimées dans la mesure où son échantillon de sociétés autres que de service public contient proportionnellement plus d'entreprises qui, par le passé, ont connu un taux de croissance supérieur plutôt qu'inférieur à la moyenne, mais cette explication n'a pas convaincu l'Office.

Compte tenu de ses préoccupations quant à la fiabilité des diverses méthodes d'estimation des coûts utilisées, l'Office estime qu'une majoration du taux de rendement approuvé est justifiée. L'Office constate aussi que tous les témoins-experts prévoient qu'en 1991, les taux d'intérêt seront plus élevés que les taux qui ont été prévus pour l'année d'essai 1990 à l'audience RH-2-89 sur les droits de Westcoast. Pour conclure qu'une fourchette de 10 à 10,25 % est raisonnable pour les OLTGC, pour l'année d'essai 1991 (voir le point 4.2), l'Office a accordé une pondération à la preuve selon laquelle ces taux d'intérêt sont censés baisser tout au long de cette année d'essai. Compte tenu de ces facteurs, l'Office estime qu'un rendement de 13,75 % du capital-actions ordinaire est juste et raisonnable pour l'année d'essai.

Décision

L'Office approuve un rendement de 13,75 % du capital-actions ordinaire pour l'année d'essai.

4.6 Rendement sur la base des taux

L'Office ordonne à Westcoast de calculer le rendement sur sa base des taux en fonction des décisions énoncées dans les présents motifs de décision.

4.7 Calcul de l'impôt sur le revenu exigible

La méthode de calcul de la provision pour l'impôt sur le revenu exigible, pour l'année d'essai 1991, n'a pas été examinée à l'audience.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de rajuster sa provision pour l'impôt sur le revenu exigible pour l'année d'essai 1991 en fonction des décisions contenues dans les présents motifs de décision.

Chapitre 5

Frais d'exploitation

5.1 Traitements, salaires et avantages sociaux

5.1.1 Effectif

En 1989, Westcoast avait un effectif total de 935 années-personnes, mais elle utilisait une moyenne de 923 années-personnes affectées à des emplois permanents et temporaires en raison d'un rajustement pour postes vacants équivalant à 12 années-personnes. Pour 1990, Westcoast a prévu un effectif total de 1 007 années-personnes et un rajustement pour postes vacants de 13 années-personnes. Cette augmentation s'explique surtout par la prise en main, en avril 1990¹, des opérations de l'usine McMahan de Petro-Canada Inc. («Petro-Canada»).

Pour l'année d'essai 1991, Westcoast a prévu un effectif total de 1 099 années-personnes et un rajustement pour postes vacants de 14 années-personnes. Westcoast a déclaré que le nombre demandé d'années-personnes supplémentaires, dont quatre seraient affectées à la nouvelle division de commercialisation des services publics, était raisonnable étant donné le changement graduel de vocation du réseau, le niveau élevé et soutenu d'activité dans les projets d'immobilisations et les besoins accrus d'effectif au chapitre de l'exploitation et de l'entretien qui sont attribuables au vieillissement du réseau et à la mise en oeuvre de nombreux projets nouveaux.

Les rajustements pour postes vacants estimés pour l'année de prévision 1990 et l'année d'essai 1991 étaient fondés sur le taux de postes vacants réel de la société en 1989 qui était de 2,5 % dans le cas des employés non syndiqués. Lors du contre-interrogatoire, Westcoast a accepté qu'on utilise le taux de postes vacants moyen d'une période de trois ans pour calculer le rajustement applicable à l'année d'essai 1991. De cette façon, on normaliserait l'incidence, sur le coût du service, de toute fluctuation importante éventuelle du rajustement d'une année à l'autre.

En ce qui a trait à l'augmentation proposée de l'effectif, l'APC a demandé le refus de l'augmentation proposée de huit années-personnes de l'effectif des services d'ingénierie parce que, selon elle, ces postes semblaient provenir du projet de gazoduc de l'île de Vancouver. Contrairement aux allégations de Westcoast, l'APC estime que l'augmentation prévue de l'activité liée aux services d'ingénierie en 1991 par rapport au niveau d'activité enregistré au cours des deux années précédentes n'est pas assez importante pour justifier l'augmentation d'effectif demandée. L'APC a d'ailleurs constaté que les travaux de conception et les études techniques de construction sont généralement exécutés à contrat par des sociétés d'ingénierie de l'extérieur. L'APC a également soutenu que la prévision de quatre années-personnes pour la division de commercialisation des services publics était excessive et que le travail en question pourrait être confié à un ou deux professionnels supplémentaires affectés à la division de la réglementation.

¹ Westcoast a embauché 56 employés permanents additionnels et un nombre d'employés temporaires équivalent à six années-personnes pour exploiter l'usine McMahan en 1990. Étant donné que Westcoast a exploité l'usine pendant neuf mois, seul l'équivalent de 46 années-personnes permanentes a été inclus dans l'effectif de 1990.

À l'appui de sa demande de huit ingénieurs supplémentaires, Westcoast a souligné que de 1989 à 1991, elle réalisera des projets d'immobilisations évalués à environ 200 millions de dollars. Elle a reconnu qu'une partie des travaux de conception dans ses usines est affermée, mais elle a souligné également qu'un pourcentage appréciable de ces travaux est exécuté par les ingénieurs de la société.

À l'appui de la nouvelle division de commercialisation, Westcoast a déclaré que cette nouvelle composante est chargée d'élaborer des stratégies, des plans et des programmes de mise en marché pour la société. Elle doit trouver de nouveaux clients pour les réseaux actuels et éventuels de la société et agir en qualité d'agent de liaison entre Westcoast et ses clients nouveaux ou potentiels.

Opinion de l'Office

L'Office juge que l'estimation de l'effectif total pour l'année d'essai 1991 présentée par Westcoast a été suffisamment étayée. Cependant, à la lumière de la preuve produite, l'Office est d'avis que les estimations du rajustement pour postes vacants pour 1991 devraient être fondées sur les taux enregistrés par la société en 1987, 1988 et 1989. Si on tient compte de la moyenne de ces taux, on obtient un taux de rajustement pour postes vacants de 3,8 % comparativement au taux de 2,5 % visé par la demande, ce qui a pour effet de hausser le rajustement de 14 à 22 années-personnes pour l'année d'essai 1991.

Décision

L'Office approuve l'effectif net de 1 099 années-personnes prévu par Westcoast pour l'année d'essai 1991. Il ordonne à Westcoast d'appliquer un facteur de rajustement de 3,8 % au titre des postes vacants pour l'année d'essai.

5.1.2 Taux annuels d'augmentation des traitements et des salaires

(i) Augmentations réelle et approuvée en 1990

Dans ses Motifs de décision RH-2-89 applicables à Westcoast, l'Office a autorisé la société à augmenter de 5 % ses dépenses au titre des traitements, des salaires et des avantages sociaux pour l'année d'essai 1990. Dans la présente demande, cependant, la prévision des traitements et des salaires de 1990 faite par Westcoast est fondée sur les hausses réelles consenties par la société, soit 5,7 % et 5,5 % respectivement.

Westcoast a expliqué que les hausses accordées étaient appropriées et nécessaires au maintien de la position concurrentielle de la société par rapport aux autres employeurs. Elle a donc déclaré que l'évaluation du caractère raisonnable de la provision de l'année d'essai pour les traitements et les salaires devrait être d'abord fondée sur les coûts réels de 1990. À ce propos, elle a souligné que les salaires payés dans l'industrie sont essentiellement régis à l'échelle nationale par les ententes négociées entre le Syndicat des travailleurs de l'énergie et de la chimie et Petro-Canada.

Westcoast a aussi indiqué qu'en 1990, elle a signé avec ses employés syndiqués une convention collective qui prévoyait des hausses de 5,5 % et de 6,0 % pour 1990 et 1991 respectivement.

Lorsqu'elle a accordé une hausse réelle de salaires de 5,7 % en 1990, Westcoast a tenu compte du fait que les hausses consenties dans l'industrie pour 1990 s'échelonnaient de 5,5 % à 7 %. Westcoast a déclaré qu'elle attend généralement la fin de janvier ou le début de février pour fixer les salaires de ses employés de façon à disposer du plus grand nombre possible de données sur les hausses accordées par d'autres employeurs de l'industrie.

L'APC et l'ASPIC ont fait valoir que la prévision des traitements et des salaires pour 1991 devrait témoigner des hausses de 5 % approuvées pour 1990 et non des hausses réelles accordées par Westcoast. À l'appui de leurs allégations, elles ont rappelé que dans les Motifs de décision RH-3-86 applicables à TransCanada, l'Office avait redressé à la baisse les salaires demandés pour l'année d'essai en fonction des hausses approuvées pour 1986 et non des hausses réelles. L'ASPIC a prétendu que si les actionnaires de la société ont décidé d'accorder des hausses supérieures aux hausses approuvées par l'Office, ils devraient éponger la différence au lieu d'en faire porter le fardeau aux payeurs de droits. L'ASPIC est d'avis que si Westcoast désapprouve une décision antérieure de l'Office, elle devrait demander une révision de la décision.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que Westcoast doit pouvoir attirer et retenir du personnel qualifié. Il constate que les hausses de traitements et de salaires accordées par Westcoast ont excédé les hausses qu'il avait approuvées, mais d'après la preuve produite, ces hausses étaient raisonnables et correspondaient à celles accordées par des industries comparables. En fait, les taux d'augmentation accordés par Westcoast se situaient presque à la limite inférieure de la fourchette. L'Office est donc d'avis que Westcoast a justifié suffisamment son recours aux ententes sur les traitements et salaires, au lieu des hausses approuvées par l'Office, pour le calcul des traitements et des salaires de l'année d'essai 1991. En ce qui a trait aux préoccupations soulevées par les parties en constatant que les hausses accordées ont excédé les hausses approuvées, l'Office fait remarquer que ce sont les actionnaires de Westcoast, et non les payeurs de droits, qui ont épongé l'écart entre les hausses approuvées pour l'année d'essai 1990 et les hausses réelles.

Décision

L'Office approuve l'utilisation des hausses de traitements et de salaires accordées par Westcoast pour l'estimation des traitements et des salaires de l'année d'essai 1991.

ii) Augmentations des traitements et des salaires pour 1991

Dans sa demande, Westcoast a prévu des hausses de traitements et de salaires de 6,5 % et de 6,0 % respectivement. La hausse proposée des traitements était fondée sur les résultats de l'enquête menée auprès des sociétés pétrolières et gazières qui a révélé qu'en 1991, les hausses seraient de 6,5 à 7,5 %. La hausse des salaires de 6,0 % s'applique à la dernière année de la convention collective de deux ans négociée avec les syndicats. Outre cette hausse générale, Westcoast a inclus également les augmentations pour les promotions et les reclassifications de poste. Pour le groupe de la haute direction et de la gestion, Westcoast a prévu une hausse annuelle de 5,0 % plus une somme estimative de 350 000 \$ au titre du régime annuel de primes et une somme de 90 000 \$ au titre des promotions.

Dans sa plaidoirie, Westcoast a répété que les hausses proposées étaient fondées sur une analyse des enquêtes et des études sur les augmentations des traitements et des salaires prévues dans des industries comparables pour la période d'essai. À son avis, elle doit accorder les hausses proposées pour espérer attirer et garder encore des employés qualifiés.

L'ASPIC était d'avis que l'Office devrait préciser que ses décisions relatives aux augmentations annuelles de traitements et de salaires visent toutes les formes de rémunération, y compris les primes au rendement des cadres supérieurs et les promotions. En outre, l'ASPIC a fait valoir que toutes les formes de rémunération devraient faire l'objet d'une partie de la demande et que les primes des cadres supérieurs devraient pouvoir être examinées et constituer un poste de dépenses distinct et transparent.

Opinion de l'Office

L'Office n'est pas convaincu que l'enveloppe salariale demandée pour les employés qui touchent un traitement et les employés salariés est justifiée pour l'année d'essai 1991. L'Office constate que l'étude Towers Perrin de 1990 sur les traitements, dont certains extraits ont été déposés vers la fin de l'audience, prévoit que la hausse moyenne des traitements du personnel des sièges sociaux situés en Colombie-Britannique sera de 6,1 % en 1991. À la lumière de cette preuve, l'Office estime que Westcoast devrait pouvoir maintenir ses hausses de traitements et de salaires dans cette fourchette et demeurer concurrentielle.

L'Office est d'avis que les augmentations annuelles des traitements et des salaires qui sont approuvées devraient comprendre toutes les formes de rémunération, notamment la rémunération de base, les promotions et les primes aux cadres supérieurs.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de rajuster la provision pour les traitements, les salaires et les avantages sociaux demandée pour l'année d'essai 1991 en appliquant un taux d'augmentation global de 6 % aux traitements et salaires. Ce taux d'augmentation s'applique à toutes les formes de rémunération, soit les hausses générales pour toutes les catégories (y compris le groupe de la haute direction et de la gestion), la rémunération au rendement, les reclassifications de poste, les promotions, la progression et les primes des cadres supérieurs. Westcoast devra joindre à ses demandes futures des renseignements sur les primes du groupe de la haute direction et de la gestion et les présenter de la même façon que les données sur les traitements, les salaires et les avantages sociaux.

5.1.3 Imputation des coûts aux activités non réglementées

Comme par le passé, Westcoast a imputé des coûts à ses activités non réglementées soit selon un forfait négocié soit selon le nombre d'heures qui y sont consacrées d'après les feuilles de présence des employés. Le forfait négocié s'applique aux services que Westcoast fournit à ses filiales et principalement aux traitements et aux frais administratifs généraux payés par la société.

Lors du contre-interrogatoire, Westcoast a reconnu que la quasi-totalité des forfaits imputés à ses filiales n'ont pas changé depuis quelque temps. Les parties intéressées se sont demandées pourquoi les forfaits prévus de 1 619 000 \$ que Westcoast impute à ses filiales n'ont pas changé alors que la société demande une hausse de ses frais d'exploitation et d'entretien au titre des traitements et salaires et de l'inflation générale. Westcoast a révisé ces forfaits après quoi elle a augmenté de 110 000 \$ au total certains de ceux qui sont prédéterminés.

L'APC s'est inquiétée du fait que Westcoast ne semble pas avoir instauré un mécanisme officiel permettant de déterminer si les niveaux des forfaits demeurent raisonnables. Pour que les activités réglementées ne subventionnent pas les filiales de Westcoast, l'APC a proposé que les forfaits attribués aux activités non réglementées soient examinés par l'Office et établis par une répartition appropriée des frais administratifs et des frais généraux.

Opinion de l'Office

L'Office croit encore que la méthode de répartition générale de Westcoast permet une répartition équitable et cohérente des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées et minimise les risques d'interfinancement. Cependant, l'Office juge que Westcoast devrait revoir ses modalités actuelles de calcul des forfaits pré-déterminés.

Décision

L'Office approuve les modalités d'affectation des coûts aux activités non réglementées de Westcoast pour l'année d'essai, y compris l'estimation révisée de 1 730 000 \$ des forfaits imputés aux filiales de la société.

L'Office ordonne à Westcoast d'indiquer, dans sa prochaine demande visant les droits, les travaux exécutés selon des forfaits pour ses filiales, le montant total imputé à chaque filiale et la partie du forfait qui devrait être redressée de l'inflation tous les ans.

5.2 Autres frais d'exploitation et d'entretien par centre de coûts

5.2.1 Inspection et réparation des récipients sous pression

Dans ses frais d'exploitation et d'entretien, Westcoast a inclus des frais de 745 000 \$ pour l'inspection et de 900 000 \$ pour la réparation des récipients sous pression dans les usines de traitement et le district du Nord. Westcoast a lancé ce programme d'inspection lorsque la sécurité et la fiabilité de ces récipients ont été mises en doute après qu'un autre exploitant d'une usine de traitement du gaz canadien eût constaté que presque la moitié des récipients sous pression inspectés devaient être réparés ou, dans certains cas, remplacés en raison de problèmes liés aux soudures périphériques.

Certains intervenants ont souligné que Westcoast avait inspecté neuf récipients sous pression en 1990 et que les réparations qu'elle avait prévues n'ont pas été nécessaires. L'ASPIC a recommandé qu'étant donné l'expérience vécue par Westcoast en 1990, l'Office devrait soustraire du coût du service les frais de réparation prévus de 900 000 \$.

Selon Westcoast, l'Office devrait approuver la somme de 900 000 \$ ainsi qu'un compte de report qui protégerait les intérêts de toutes les parties étant donné qu'il est très difficile de prévoir l'ampleur du problème et, par conséquent, le coût exact des réparations.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'il est difficile de prévoir les réparations nécessaires. Il comprend donc les inquiétudes des intervenants concernant la provision de 900 000 \$ demandée à ce titre. Par conséquent, il demandera à Westcoast de consigner dans un compte de report les coûts associés à l'inspection et à la réparation des récipients sous pression (voir le point 6.3.2).

Décision

L'Office approuve une provision de 745 000 \$ pour l'inspection des récipients sous pression dans les usines de traitement du gaz de Westcoast et le district du Nord et de 900 000 \$ pour la réparation de toutes les fissures dues à la tension qu'on pourra déceler, sous réserve de la décision relative au compte de report demandé qui est énoncée au point 6.3.2 des présents motifs de décision.

5.2.2 Facteur d'indexation général pour l'inflation

Lorsque les fournisseurs ne lui transmettent pas de renseignements précis sur les prix, Westcoast calcule sa provision pour les matériaux et les fournitures en utilisant l'indice des prix à la consommation («IPC») comme facteur d'indexation général. Pour l'année d'essai 1991, elle a appliqué un taux d'indexation de 5 % après avoir consulté des prévisionnistes indépendants et effectué un rajustement à la baisse pour annuler la composante TPS.

Les intervenants se sont interrogés sur la pertinence de l'utilisation de l'IPC comme facteur d'indexation général pour la prévision du coût des matériaux et des produits chimiques. L'emploi d'autres mesures, comme les indices des prix de l'industrie, a été préconisé.

Opinion de l'Office

L'Office avalise l'emploi de l'IPC comme facteur d'indexation général pour l'année d'essai, mais il est intéressé à examiner la pertinence de l'emploi d'autres indices. Par conséquent, il demande à Westcoast de joindre à sa prochaine demande visant les droits une évaluation de la pertinence de l'utilisation d'indices autres que l'IPC pour le calcul de la provision pour les matériaux et les produits chimiques.

Décision

L'Office approuve l'utilisation du facteur d'indexation de 5 % demandé par Westcoast pour le calcul du coût des matériaux et des produits chimiques pour l'année d'essai 1991.

5.3 Programme de recouvrement des coûts de l'ONE

Dans ses Motifs de décision RH-2-89 applicables à Westcoast, l'Office a approuvé l'inclusion d'une provision de 1 794 000 \$ dans le coût du service de 1990 pour le programme de recouvrement des coûts de l'ONE. Cette somme représentait la partie proportionnelle, imputée à Westcoast, des coûts associés aux activités de l'Office. Lorsque la décision RH-2-89 a été prise, la mise en oeuvre du programme de recouvrement était prévue pour le début de 1990, mais elle a été retardée pour des circonstances imprévues. Dans sa demande visant les droits de 1991, Westcoast a prévu avoir recouvré 675 000 \$ dans ses droits de 1990 à ce titre et a porté le solde de 1 119 000 \$ dans un compte de report que l'Office avait approuvé, solde qui aurait été crédité au coût du service de l'année d'essai 1991. Après le dépôt de la demande de Westcoast, la mise en oeuvre du programme de recouvrement des coûts a été reportée à 1991.

Westcoast a également proposé de recouvrer 2 700 000 \$ dans ses droits de l'année d'essai pour récupérer sa part (2 654 485 \$) du budget de 1991 de l'ONE en vertu du Règlement sur le recouvrement des coûts.

Décision

Vu la mise en oeuvre retardée du programme de recouvrement des coûts de l'ONE, l'Office ordonne à Westcoast d'inscrire dans le compte de report la provision de 1 794 000 \$ approuvée pour 1990 et de créditer cette somme, et les frais financiers afférents, au coût du service de l'année d'essai 1991.

En ce qui a trait à la provision de 1991, l'Office approuve l'inclusion de 2 700 000 \$ dans le coût du service de Westcoast.

5.4 Dépréciation

Dans ses Motifs de décision RH-2-89 applicables à Westcoast, l'Office a ordonné à la société d'entreprendre une nouvelle étude de dépréciation et de la déposer auprès de l'Office. L'Office rappelle à Westcoast et aux parties intéressées que l'étude doit être déposée auprès de l'Office au plus tard le 1^{er} mars 1991.

5.5 Taxes autres que l'impôt sur le revenu

Westcoast prévoit pour l'année d'essai une somme de 45,2 millions de dollars au titre des taxes et impôts autres que l'impôt sur le revenu, soit 3 millions de dollars de plus que la prévision de 1990, dont 2,3 millions sont imputables à la hausse de l'impôt foncier.

Les intervenants se sont interrogés sur la hausse importante de l'impôt foncier que Westcoast prévoit pour l'immeuble de son siège social à Vancouver. Cette question est analysée au point 5.7.

Décision

L'Office approuve la provision de 45,2 millions de dollars que Westcoast a demandée au titre des taxes autres que l'impôt sur le revenu pour l'année d'essai.

5.6 Franchises

Dans le coût du service de l'année d'essai, Westcoast a inclus une somme de 508 000 \$ au titre des franchises, selon la méthode approuvée antérieurement par l'Office. Cette somme vise à protéger Westcoast des pertes qu'elle ne peut récupérer en raison des franchises de certaines polices d'assurance. La provision qu'il convient d'inclure pour l'année d'essai correspond à la moyenne, redressée de l'inflation, des pertes subies de 1986 à 1989, soit la période de quatre ans la plus récente pour laquelle on dispose de données sur les pertes réelles subies. En 1989, les pertes non récupérables se sont chiffrées à 1 408 000 \$.

Westcoast a déclaré que, comme au cours des 20 dernières années, le directeur du service des assurances de la société a évalué si les pertes subies en 1989 pouvaient être récupérées en vertu des polices d'assurance et a acheminé les cas douteux à un expert-conseil indépendant. En ce qui a trait à l'ampleur des pertes non récupérables de 1989, Westcoast a constaté que les réclamations ont été beaucoup plus élevées que la moyenne cette année-là.

L'APC était d'avis qu'il se pouvait que certaines pertes incluses dans la provision de 1 408 000 \$ n'aient pas été visées par les polices d'assurance et devraient donc être soustraites de la provision pour franchises.

Opinion de l'Office

L'Office juge toujours appropriée la méthode actuellement utilisée pour calculer le montant des franchises à inclure dans le coût du service. Il est convaincu que Westcoast suit la méthode approuvée.

Décision

L'Office approuve la provision de 508 000 \$ demandée par Westcoast pour les franchises de l'année d'essai 1991. Par souci de clarté, l'Office rappelle que la provision pour franchises incluse dans le coût du service est approuvée pour indemniser Westcoast des pertes qu'elle ne peut recouvrer auprès de ses assureurs en raison de la clause relative aux franchises de ses polices. Par conséquent, les pertes non couvertes par les assurances ne peuvent pas être incluses dans le calcul des pertes irrécupérables.

L'Office ordonne à Westcoast de fournir, dans ses prochaines demandes, des renseignements sur le calcul des franchises comparables à ceux fournis en réponse à la demande de renseignements n^o 22 de l'ONE faisant partie de la pièce B-5 produite à l'audience.

5.7 Loyer visant les bureaux du siège social de la société

Avant le mois de septembre 1990, l'édifice du siège social était la propriété de Vancal Properties Limited («Vancal»), filiale à propriété exclusive de Westcoast. Cette dernière louait tout l'immeuble de Vancal et incluait dans le coût du service les coûts de location moins les recettes tirées de la sous-location de trois étages à un exploitant commercial.

À l'audience RH-2-89, Westcoast a proposé et l'Office a approuvé un nouveau bail qui prévoyait un taux de location correspondant davantage aux taux marchands en vigueur. En vertu de ce nouveau bail, Westcoast payait un taux de base de 16,00 \$ le pied carré ainsi que les frais d'exploitation et les taxes. Elle payait également les améliorations locatives tandis que Vancal devait assumer le coût des améliorations des immobilisations.

En septembre 1990, l'immeuble a été vendu et Westcoast a négocié avec les nouveaux propriétaires un bail en vertu duquel elle paiera en 1991 un loyer de base 2 475 000 \$, 200 000 \$ en frais de stationnement, ainsi que tous les frais d'exploitation et les taxes. Le nouveau bail d'une durée de dix ans est assorti de deux options consécutives de cinq ans parce que Westcoast croit maintenant qu'elle aura besoin des locaux au moins jusqu'à l'an 2000. Conformément à l'engagement pris à l'audience RH-2-89, elle continuera d'inclure des frais de location calculés en fonction d'un taux de base de 16,00 \$ le pied carré (2,2 millions de dollars par année) dans le coût du service jusqu'en 1994.

En plus d'occuper des locaux dans l'immeuble de son siège social, Westcoast a loué d'autres locaux au centre-ville de Vancouver pour son service d'ingénierie. En réponse aux questions des intervenants, Westcoast a indiqué qu'elle avait l'intention de quitter ces locaux et d'installer son service d'ingénierie dans les trois étages sous-loués de son siège social, à l'expiration du bail de sous-location.

Les intervenants ont aussi fait part de leurs préoccupations à l'égard de la hausse prévue d'environ 50 % de l'impôt foncier, lequel passerait de 601 000 \$ en 1990 à 900 000 \$ en 1991, et des frais de réparation du toit s'élevant à 100 000 \$.

Selon l'ASPIC, Westcoast n'avait pas été informée de la dernière évaluation de l'immeuble de son siège social ou ne connaissait pas le taux par mille dollars d'évaluation prévu pour 1991. Par conséquent, elle estime que Westcoast n'a pas justifié une hausse aussi importante.

Westcoast a déclaré que la hausse prévue de l'impôt foncier a été établie d'après les hausses récentes et importantes de la valeur des propriétés de Vancouver, mais elle n'a pas fourni de preuve quant au taux par mille dollars d'évaluation probable. Dans sa plaidoirie, la société a déclaré qu'elle souhaitait verser la différence entre l'impôt foncier prévu et l'impôt réel payé dans le compte de report pertinent.

Quant à la provision de 100 000 \$ pour la réparation du toit de l'immeuble en 1991, Westcoast s'est dite justifiée d'inclure cette somme dans le coût du service car selon les principes comptables généralement reconnus et les clauses du bail, il s'agit d'une dépense d'exploitation, et non d'une amélioration des immobilisations, qui n'incombe donc pas au bailleur.

Opinion de l'Office

L'Office constate que les frais de location inclus dans le coût du service de 1991 sont encore fondés sur un taux de base de 16,00 \$ le pied carré et que Westcoast a confirmé qu'elle appliquerait ce taux jusqu'en 1994. L'Office constate aussi que Westcoast a l'intention de comptabiliser la différence entre l'impôt foncier prévu et l'impôt foncier réel dans un compte de report.

En ce qui a trait aux frais de 100 000 \$ réparation du toit de l'édifice du siège social, l'Office juge qu'il s'agit d'une dépense d'exploitation en vertu du bail.

Décision

L'Office approuve l'utilisation d'un taux de location de base de 16,00 \$ le pied carré et les frais de location nets de 3 296 000 \$ prévus par Westcoast pour 1991. Cependant, l'Office ordonne à Westcoast de comptabiliser la différence entre l'impôt foncier prévu de 900 000 \$ et l'impôt foncier réellement payé dans le compte de report pertinent et de l'inclure, ainsi que les frais financiers afférents, dans sa prochaine demande visant les droits.

5.8 Gaz utilisé aux fins d'exploitation

Dans ses Motifs de décision RH-6-85 applicables à Westcoast, l'Office a ordonné à Westcoast de calculer la provision pour le gaz perdu et non comptabilisé en fonction de la moyenne des trois dernières années. Cette provision s'applique aux volumes de gaz qu'il faut soustraire ou additionner pour concilier les quantités reçues et les quantités livrées après avoir tenu compte des écarts au niveau du gaz utilisé comme combustible et du gaz en canalisation.

Dans sa présente demande, Westcoast a prévu un gain de 130 000 \$ associé au gaz destiné à la vente en se fondant sur la moyenne des résultats constatés des années 1987, 1988 et 1989.

Pour dissiper les inquiétudes de l'APC, Westcoast a expliqué qu'une perte importante a été constatée en décembre 1989 après onze mois consécutifs de gains en raison du calcul en double des volumes originaires de l'embranchement Laprise connecté à la nouvelle usine Aitken Creek. Cette erreur s'est produite au cours du premier mois d'exploitation de l'usine et lorsque Westcoast l'a constatée, elle a informé tous les producteurs qui font appel aux services de l'usine McMahon qu'elle corrigerait l'erreur un autre mois. Elle a donc déduit un volume correspondant du volume de gaz résiduel de l'usine McMahon en août 1990. Cette soustraction s'est traduite par un gain non comptabilisé au mois d'août 1990 et la correction a été faite sur les relevés des producteurs du mois suivant.

Opinion de l'Office

L'Office constate que Westcoast continue de calculer les pertes et les gains non comptabilisés d'après la moyenne mobile des trois dernières années conformément aux décisions énoncées dans ses Motifs de décision RH-6-85 applicables à Westcoast. L'Office est satisfait de l'explication fournie par Westcoast concernant la nature de la perte apparemment importante de décembre 1989.

Décision

L'Office approuve l'inclusion d'un surplus de gaz non comptabilisé de 130 000 \$ dans le coût du service de l'année d'essai 1991.

Westcoast doit continuer de calculer les pertes et les surplus de gaz non comptabilisés suivant la méthode prescrite par l'Office dans ses Motifs de décision RH-6-85.

5.9 Autres questions

5.9.1 Groupe de travail

BC Gas s'est dite préoccupée du fait que Westcoast accorde beaucoup trop d'importance aux votes majoritaires du groupe de travail.

BC Gas était d'avis que si le groupe de travail ne s'entend pas sur une question, les membres, notamment Westcoast, ne devraient pas faire mention du point de vue de la majorité ni des autres positions prises à leurs réunions.

Opinion de l'Office

L'Office est encore encouragé par les résultats obtenus par le groupe de travail et par le nombre des questions réglées hors du cadre des audiences car cela a réduit considérablement le temps d'audition des demandes. En ce qui concerne les commentaires de BC Gas, l'Office est d'avis qu'il revient au groupe de travail de décider de la manière de régler ou de porter à l'attention de l'Office, les questions sur lesquelles il ne parvient pas à un consensus.

En ce qui a trait aux questions réglées par le groupe de travail, l'Office insiste à nouveau sur le fait que pour faciliter le travail de l'Office à l'audience sur une demande, le groupe de travail doit déposer un rapport exhaustif sur les questions examinées et les mesures proposées. Le rapport devrait contenir au moins les renseignements suivants :

- a) une description concise de la question à l'étude;
- b) une section retraçant le contexte et décrivant la nature de la question;
- c) une section résumant les opinions des membres du groupe de travail;
- d) un énoncé clair et concis de la résolution, et
- e) les modifications qu'il faut apporter aux droits, tarifs ou politiques en vigueur (par ex. la politique sur l'agrandissement des installations de TGB), et qui sont déposées auprès de l'Office, par suite du règlement de la question.

Selon l'Office, les renseignements précités lui permettent de s'assurer d'une part, que la proposition recommandée par le groupe de travail est la meilleure solution et débouchera sur l'établissement de droits et tarifs justes et raisonnables et d'autre part, que toutes les parties s'entendent sur les modifications à apporter aux droits, aux tarifs ou aux politiques pour donner suite aux mesures proposées.

5.9.2 Dépôt des demandes visant les droits

L'Office et certaines parties intéressées ont mis en doute l'ampleur des renseignements et des explications fournis par Westcoast à l'appui des augmentations importantes des divers éléments de la base des taux et du coût du service ou des changements importants par rapport aux montants approuvés dans les décisions antérieures de l'Office. L'Office était notamment préoccupé du fait que Westcoast n'ait pas demandé le rétablissement, dans la provision pour fonds de roulement en espèces de la société, de certains éléments que l'Office avait rejetés dans une décision précédente.

Opinion de l'Office

L'Office estime que Westcoast devrait discuter des renseignements à déposer à l'appui de ses demandes relatives aux droits à l'échelle du groupe de travail. Les principaux intervenants des audiences sur les droits de Westcoast auraient ainsi l'occasion d'indiquer à Westcoast les renseignements qu'elle devrait déposer avec sa demande initiale. Selon l'Office, les demandes de renseignements seraient alors beaucoup moins nombreuses sans compter que Westcoast pourrait mieux saisir les préoccupations des intervenants et ceux-ci comprendraient mieux les problèmes inhérents à la préparation d'une demande relative aux droits.

Chapitre 6

Comptes de report

6.1 Traitement des comptes de report actuels

Westcoast a estimé les soldes des comptes de report approuvés au 31 décembre 1990 et a proposé qu'ils soient portés au crédit ou au débit du coût du service de l'année d'essai selon les modalités appliquées au cours des années précédentes.

Les intervenants ne sont pas opposés à la proposition de Westcoast.

Décision

L'Office approuve le traitement des soldes des comptes de report proposé par Westcoast.

6.2 Rétablissement des comptes de report existants

Westcoast a demandé le maintien des comptes de report approuvés par l'ordonnance TG-9-89 de l'Office.

Les intervenants n'ont pas fait de commentaires sur cette demande.

Décision

L'Office approuve le maintien des comptes de report approuvés par l'ordonnance TG-9-89, exception faite du compte où figure l'écart entre les prix prévu et réel du gaz en canalisation. Ce compte n'a plus de raison d'être suite à la décision de l'Office concernant l'évaluation du gaz en canalisation énoncée au point 3.3 des présents motifs de décision.

6.3 Nouveaux comptes de report

6.3.1 Recettes

i) Recettes associées aux droits applicables aux volumes interruptibles

Westcoast a demandé un compte de report pour comptabiliser la différence entre les recettes prévues pour l'année d'essai et les recettes réelles associées aux droits applicables aux volumes interruptibles et utilisés pour calculer le crédit unitaire accordé aux payeurs de droits garantis. L'ASPIC et BC Gas ont appuyé cette demande, et aucun intervenant ne s'y est opposé.

Décision

L'Office approuve ce nouveau compte de report.

ii) Crédits au titre des frais liés à la demande applicables à la zone 2

Westcoast a demandé ce nouveau compte de report pour comptabiliser les coûts liés à l'autorisation de crédits au titre des frais liés à la demande et les coûts liés aux mesures d'atténuation prises en cas d'interruptions de service imprévues dans les installations de traitement de la zone 2. Westcoast pourrait encore être obligée d'accorder des crédits au titre des frais liés à la demande advenant une interruption de service imprévue dans les zones 1, 3 et 4.

Westcoast a expliqué que si pendant l'année d'essai, une usine de traitement fonctionne à capacité ou presque, sa souplesse d'approvisionnement ne lui permettrait peut-être pas de faire face à une interruption imprévue de service à cette usine. Westcoast n'a pas la capacité de traitement de réserve voulue parce que les frais d'acquisition et de fonctionnement du matériel nécessaire seraient prohibitifs. Lorsque Westcoast était le seul acheteur et le seul vendeur de gaz de son réseau, elle pouvait accéder à des réserves de gaz provenant de plusieurs usines de traitement pour répondre à la demande si une interruption de service se produisait à une usine et si les autres usines ne fonctionnaient pas à pleine capacité. Cependant, lorsque le pipeline sera axé sur le service plutôt que sur les ventes, il n'aura plus autant de souplesse pour pouvoir s'approvisionner auprès d'autres usines.

Westcoast a expliqué également qu'étant donné qu'elle ne vend plus de gaz, elle est exposée aux perturbations des opérations de traitement causées par d'autres parties et sur lesquelles elle n'exerce aucun contrôle. Par conséquent, elle estime que les frais liés à l'autorisation de crédits au titre des frais liés à la demande par suite de pannes imprévues sont des coûts que tous les expéditeurs devraient assumer.

L'APC est opposée à l'établissement d'un compte de report pour les crédits au titre des frais liés à la demande en invoquant à l'appui le fait que depuis 1985, aucun crédit n'a été accordé exception faite peut-être d'un crédit peu élevé qui a pu être accordé en 1988. L'APC a proposé que le groupe de travail examine cette question et élabore une procédure dans le cadre de laquelle les expéditeurs établiraient un plan de restriction en cas de panne. Les expéditeurs auraient alors quelques possibilités et Westcoast ne serait pas tenue de prendre des mesures d'atténuation ni d'accorder des crédits advenant une panne dans une usine.

BC Gas s'est opposée aussi à l'établissement de ce compte de report parce que, selon elle, le risque ne serait plus assumé par les clients-service mais par les clients-ventes, étant donné la souplesse qui existe toujours en raison des contrats de vente passés avec BC Gas et Pacific Northern Gas Ltd. En outre, la souplesse d'approvisionnement sera maintenue étant donné la diversité de l'approvisionnement de CanWest et la possibilité pour Westcoast d'acheminer du gaz albertain pour respecter ses engagements vis-à-vis des contrats de vente. Par conséquent, la diversité de l'approvisionnement sera maintenue même si les clients convertissent leurs contrats de vente en contrats de service.

Lors des périodes de demande de pointe passées, Westcoast n'avait aucune souplesse de fonctionnement et ne pouvait pas faire face à une panne à une usine de traitement. Selon BC Gas, si l'Office autorisait l'établissement d'un compte de report à ce moment-ci, elle protégerait la société contre des risques auxquels elle a toujours été exposée. BC Gas a déclaré que les clients désirent avoir du gaz quand ils en ont besoin et non pas recevoir des crédits au titre des frais liés à la demande. En atténuant les risques de Westcoast, on ne garantit pas l'acheminement du gaz à point nommé.

Westcoast a convenu que le groupe de travail devrait examiner la possibilité d'améliorer la marche à suivre en cas de panne. Cependant, elle estime que cet examen de la question et la coopération dont ses expéditeurs font preuve en cas de panne ne la dégagent pas de son obligation d'accorder des crédits au titre des frais liés à la demande et ne suppriment pas le risque inhérent à cette obligation.

Westcoast estime que depuis 1985, ses risques d'encourir ce coût ont augmenté lentement pour devenir une préoccupation majeure. Elle reconnaît qu'il est plus important de prendre des mesures pour s'assurer que, chaque fois que possible, le service aux expéditeurs ne soit pas interrompu en situation d'urgence plutôt que d'accorder des crédits au titre des frais liés à la demande.

Opinion de L'Office

L'Office est d'avis que Westcoast et les expéditeurs, par l'entremise de leurs représentants au sein du groupe de travail, devraient examiner les mesures de restriction qu'on applique présentement quand une panne survient dans une usine. L'Office reconnaît que les modifications susceptibles d'être apportées à ce titre pourraient donner aux expéditeurs une marge de manoeuvre supplémentaire pour aider Westcoast en situation d'urgence. Cependant, l'Office convient avec Westcoast que ces mesures ne dégageront pas la société de son obligation d'accorder des crédits au titre des frais liés à la demande. Il juge donc raisonnable les efforts déployés par Westcoast pour assurer un service d'une manière économe en cas d'urgence.

Décision

À mesure que Westcoast délaisse ses activités de vente de gaz pour ne consacrer uniquement à son transport et son traitement, elle est moins en mesure de faire face à une interruption imprévue de service à une usine de traitement de la zone 2. Par conséquent, elle est davantage appelée à accorder des crédits au titre des frais liés à la demande. Par conséquent, l'Office approuve l'établissement d'un compte de report pour consigner les crédits au titre des frais liés à la demande et les coûts associés aux mesures d'atténuation prises dans les situations donnant lieu à ces crédits dans la zone 2.

6.3.2 Coût du service

i) Inspection et réparation des récipients sous pression

Westcoast a demandé un compte de report pour comptabiliser la différence entre ses dépenses prévues et réelles liées à la réparation des fissures dues à la tension des récipients sous pression situés dans ses usines de traitement et dans le district du Nord. Elle a inclus à ce titre une somme de 900 000 \$ dans le coût du service de l'année d'essai, mais il lui a été difficile de prévoir avec précision le coût des réparations nécessaires avant même l'inspection des récipients en question. Westcoast a aussi prévu une somme de 745 000 \$ pour recouvrer le coût estimatif de son programme d'inspection. Cependant, elle n'a pas demandé un compte de report pour comptabiliser tout écart entre les frais d'inspection estimés et réels.

L'APC et le Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique et Cominco Ltd («COFI/Cominco») ne se sont pas opposés à ce compte de report car les inspections prévues s'imposent pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. L'ASPIC et BC Gas s'y sont opposées en alléguant que le nombre limité des inspections effectuées en 1990, le genre de réparations requises et le coût subséquent de ces réparations ne justifiaient pas la provision de 900 000 \$ demandée par Westcoast.

Opinion de l'Office

L'Office prend note du faible nombre de réparations effectuées en 1990 et de l'absence de fissures dans les soudures périphériques. Cependant, comme les inspections sont essentielles à la sécurité du réseau, et compte tenu de l'expérience vécue dans d'autres juridictions (voir le point 5.2.1), l'Office estime que Westcoast devrait être encouragée à poursuivre le programme d'inspection en cours. Il se peut toutefois que Westcoast n'effectue pas toutes les inspections envisagées ou que les réparations coûtent moins cher ou plus cher que prévu. Il y a donc lieu d'établir un compte de report.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast d'établir un compte de report pour comptabiliser

- 1) la différence entre les coûts prévus et réels liés à l'inspection des récipients sous pression dans les usines de traitement et le district du Nord, et**
- 2) la différence entre les coûts prévus et réels liés à la réparation des fissures décelées à la faveur des inspections.**

ii) Projets approuvés en vertu de l'article 52

Westcoast a demandé l'approbation d'un compte de report où elle consignerait la différence entre les ajouts prévus et réels à la base des taux, et l'amortissement du coût en capital («ACC») connexe, pour les projets devant être approuvés en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONE. La société a modifié ensuite sa demande pour y inclure, sur une base individuelle, d'autres grands projets et elle a proposé que le projet d'agrandissement de l'usine McMahon soit considéré comme un grand projet pour les fins de ce compte de report.

Westcoast a expliqué que le taux de l'ACC applicable à ses usines de traitement est de 25 % et que le taux de dépréciation applicable à l'usine McMahon est de 1,4 %. Westcoast a affirmé que les installations associées à l'agrandissement de l'usine McMahon devrait être mises en service le 1^{er} novembre 1991. Elle a donc fait profiter ses expéditeurs de l'avantage fiscal appréciable de l'ACC sous forme d'une demande de droits moins élevés pour l'année d'essai 1991. Si la date de démarrage est reportée, Revenu Canada ne lui permettra pas de déduire l'ACC de l'impôt sur le revenu de l'exercice 1991. Par conséquent, les profits des actionnaires de la société seront moindres. Westcoast a expliqué qu'on lui refuserait de recouvrer la somme associée à l'avantage fiscal si sa demande de compte de report est rejetée.

Westcoast a reconnu que ce problème n'est pas aussi grave que dans le cas des canalisations de transport vu l'écart beaucoup plus étroit entre le taux de 4 % de l'ACC et le taux de dépréciation d'environ 2 %. Elle a affirmé que tout projet pouvant faire l'objet d'un compte de report serait exclus du calcul du rajustement de la valeur nette des IGES.

L'APC et l'ASPIC se sont opposées à l'établissement d'un compte de report pour les projets approuvés en vertu de l'article 52 parce que sous le régime des droits fixes de Westcoast, celle-ci doit faire preuve de discipline dans la planification et la préparation des estimations de coûts. BC Gas a appuyé l'établissement d'un compte de report pour 1991, par opposition à un compte permanent, où seules les différences liées à l'ACC seraient comptabilisées. COFI/Cominco ne s'opposent pas à l'établissement d'un compte de ce genre quand les coûts ne peuvent être estimés avec précision.

Opinion de l'Office

Étant donné que les droits de Westcoast sont fixés pour une année d'essai à venir, l'Office n'est pas convaincu que l'établissement d'un compte de report général pour les installations approuvées en vertu de l'article 52 de la Loi servirait l'intérêt public. L'Office estime que le bien-fondé de pareil compte devrait être évalué au mérite de chaque projet d'installations. Étant donné l'incidence que le report de la date de mise en service d'installations associées à l'agrandissement de l'usine McMahan pourrait avoir sur les gains de la société, l'Office estime justifié l'établissement d'un compte de report pour ce projet particulier.

Décision

L'Office rejette la demande d'un compte de report général pour les grands projets d'immobilisations de Westcoast.

L'Office approuve l'établissement d'un compte de report pour le projet d'agrandissement de l'usine McMahan pour comptabiliser la différence entre les coûts prévus et réels, et l'ACC connexe. D'ici à ce que l'Office statue sur le traitement de ce compte, Westcoast doit exclure tous les coûts en capital associés à ce projet du calcul du facteur de rajustement de la valeur nette des IGES.

Chapitre 7

Conception des droits

7.1 Politique d'agrandissement des installations de transport du gaz brut

7.1.1 Décision de l'ONE datée du 19 octobre 1990

Afin d'accélérer le processus décisionnel dans cette affaire, l'Office n'a pas fourni le compte rendu des opinions des parties, lequel est inclus dans les présents motifs de décision.

Historique

Dans les Motifs de décision RH-6-85 d'août 1986, l'Office avait demandé à Westcoast d'élaborer une politique concernant le traitement tarifaire des additions aux installations de TGB (zone 1)¹ et de la lui soumettre pour examen dans sa prochaine demande relative aux droits.

Au cours de l'audience RH-2-87 sur les droits, tenue en 1987, Westcoast a produit l'exposé de sa politique de l'époque relative à l'agrandissement des installations de TGB, qui prévoyait l'application d'un facteur de multiplication «par deux» afin de comparer la valeur actualisée des coûts marginaux d'agrandissement d'une nouvelle installation, exprimée sur une base unitaire, avec un montant correspondant à deux fois les droits de TGB en vigueur. Les projets dont le coût de service différentiel unitaire actualisé était supérieur à deux fois les droits actuels de TGB allaient faire l'objet de frais supplémentaires équivalents à l'écart ainsi calculé.

À la page 49 des Motifs de décision RH-2-87 concernant Westcoast, l'Office faisait valoir ce qui suit quant à l'importance du facteur appliqué par Westcoast dans le cas du prolongement d'installations de TGB :

“L'Office est d'accord avec les parties selon lesquelles la politique de Westcoast devrait être utilisée à titre de ligne directrice seulement. L'Office rappelle aux parties que tous les projets d'additions pour lesquels Westcoast demande une autorisation à l'Office sont traités conformément aux Parties III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* sans qu'il soit tenu compte de tout critère utilisé par la société dans l'étude de ces projets.”

Suite à l'audience RH-2-87 sur les droits, Westcoast modifiait sa politique sur le prolongement d'installations de TGB de trois façons. Premièrement, dans les cas où il n'était pas à prévoir que les volumes de gaz totaux pouvant être expédiés par un gazoduc ne comprendraient pas de réserves autres que celles des expéditeurs initiaux à avoir fait une demande de service, Westcoast imposerait l'application d'un facteur de multiplication «par un» qui consisterait à comparer le coût différentiel actualisé de service aux droits de TGB, ce calcul ayant pour but de s'assurer que dans les cas où les réserves additionnelles ne sont pas disponibles ou que la mise en valeur est peu probable, les coûts différentiels du projet seraient récupérés auprès du ou des expéditeurs initiaux.

¹ Voir à l'annexe VI la carte du réseau de Westcoast montrant les zones tarifaires

La deuxième modification que Westcoast a apportée à sa politique avait pour objet de tenir compte, dans l'analyse économique, des recettes supplémentaires de traitement en zone 2 qui seraient générées si le nouvel expéditeur concluait aussi une entente de service de traitement garanti avec une installation disposant d'une capacité non assujettie à des contrats. Comme ces recettes différentielles de traitement auraient un effet bénéfique sur les droits de traitement, Westcoast estimait approprié de les ajouter aux recettes de TGB, dans son évaluation du bien-fondé d'imposer des frais supplémentaires. Dans cette optique, Westcoast incluait les recettes différentielles de traitement à la fois dans l'application du facteur simple et du facteur double aux frais de TGB.

La troisième modification apportée à la politique consistait à établir une comparaison entre les recettes provenant des droits différentiels et le coût différentiel du service, sur une base annuelle. Les séries de recettes et de coûts seraient actualisées et la différence cumulative serait calculée. Si la valeur actualisée de la série de coûts devait être supérieure à la valeur actualisée de la série de recettes, l'imposition de frais supplémentaires serait nécessaire.

Dans la lettre qu'il faisait parvenir à Westcoast le 17 août 1989, l'Office approuvait la construction des installations de TGB Pine et Commotion, y compris les frais supplémentaires proposés par Westcoast. L'Office se disait préoccupé de ce qu'il ne semblait pas exister de critères clairement établis pour évaluer et justifier le niveau des frais supplémentaires. Il invitait par conséquent Westcoast et des représentants de l'industrie à former un groupe de travail chargé d'étudier la question et de faire ses recommandations à l'Office, pour examen.

Groupe de travail - Politique relative à l'agrandissement des installations de TGB

Un groupe de travail fut par la suite constitué, qui devait tenir un certain nombre de réunions entre octobre 1989 et février 1990. Celui-ci a remis son rapport à l'Office en avril 1990.

Les membres du groupe de travail ont convenu qu'il fallait prévoir un test de faisabilité économique qui servirait à déterminer s'il y a lieu ou non d'imposer des frais supplémentaires à l'égard des nouvelles conduites de TGB. À cet égard, le groupe de travail a cerné un certain nombre de questions à résoudre. Ces questions et les vues des membres du groupe de travail à leur sujet sont exposées à la première page de l'annexe V de la présente.

Objets de consensus

Les membres du groupe de travail en sont arrivés à un consensus sur les questions suivantes:

- a) seuls les éléments exploitation, entretien et impôts fonciers des droits devraient être redressés pour tenir compte de l'inflation;
- b) aux fins du calcul des valeurs actualisées dans l'analyse, il faudrait utiliser le taux de rendement sur la base des taux, comme taux d'actualisation;
- c) le niveau des frais supplémentaires envisagés devrait être examiné chaque année ou toutes les fois que la situation change (par exemple, lorsqu'un expéditeur met en service un embranchement pendant une année donnée), afin de déterminer s'il y a lieu de réduire ou d'abolir les frais supplémentaires;
- d) les expéditeurs devraient être autorisés à faire des contributions, sous forme d'aide à la construction, afin d'en venir à réduire ou à éliminer des frais supplémentaires;

- e) il n'y a pas lieu d'inclure une disposition prévoyant le versement d'un paiement forfaitaire et final par l'expéditeur, à l'expiration de son contrat de service; et
- f) si jamais les recettes au titre des droits en aval devaient être comprises dans l'analyse, seules les recettes se rapportant à des installations de traitement sous-utilisées devraient être incluses.

En ce qui concerne le point f), les parties ont généralement admis que dans la mesure où l'objectif visé est de mener une analyse complète des recettes et des coûts différentiels, il y aurait lieu d'envisager la possibilité de créditer les installations sous-utilisées situées en aval de la zone 1, y compris les zones de transport, et les zones 3 et 4. Par contre, les conduites de transport de gaz résiduel étant accessibles à toutes les sources d'approvisionnement raccordées au réseau, y inclus le gaz provenant de l'Alberta, le suivi des volumes différentiels spécifiques devient pour ainsi dire impossible. C'est pourquoi les membres du groupe de travail ont conclu qu'il était préférable de limiter l'inclusion des recettes différentielles en aval aux installations de traitement de Westcoast, où le suivi ne pose pas de difficultés.

Décision

L'Office juge acceptables les positions communes sur lesquelles se sont entendus les membres du groupe de travail sur les questions précitées.

Questions à trancher

Le groupe de travail n'est pas parvenu à s'entendre sur les questions suivantes:

- le facteur de multiplication des coûts différentiels (une fois, ou deux fois) à privilégier dans l'analyse économique des prolongements d'installations de TGB;
- s'il y a lieu ou non de prendre en considération les recettes de traitement en aval provenant des installations de traitement sous-utilisées pour déterminer le niveau des frais supplémentaires et, s'il y a lieu, comment en tenir compte; et
- la période ou la durée du projet sur laquelle l'analyse doit être basée.

Nécessité de réviser la politique sur le TGB

La nécessité d'une politique sur le prolongement des installations de TGB découle de la situation créée par la déréglementation de l'industrie de la mise en marché, au gros, du gaz et du passage de l'industrie à un régime de tarification en fonction du marché. Dans ce contexte, la politique de réglementation doit être clairement établie, pour que les membres de l'industrie puissent s'adapter à l'évolution du marché. L'Office estime qu'une politique qui définirait au préalable les critères d'analyse économique et de traitement des droits pour les nouveaux projets de TGB serait de nature à aider les intervenants de l'industrie à prendre des décisions éclairées. Après avoir entendu les témoignages et les arguments de toutes les parties à la première étape de l'audience RH-1-90 sur les droits, l'Office estime qu'une révision de la politique sur le prolongement des installations de TGB actuellement appliquée par Westcoast s'impose. L'Office considère qu'une politique à cet égard devrait:

- 1) être juste et équitable;
- 2) ne pas créer de discrimination induue parmi les expéditeurs, selon le lieu d'expédition;

- 3) instaurer une certaine discipline économique;
- 4) encourager l'utilisation efficace des installations de traitement existantes;
- 5) accélérer le processus d'examen des projets mineurs de prolongement d'installations de TGB; et
- 6) définir des règles et, conséquemment, mettre fin à l'incertitude en ce qui concerne le traitement des droits dans le contexte des prolongements d'installations de TGB.

L'Office continuera de déterminer si les installations servent et serviront l'intérêt public conformément à la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. À cet égard, la politique adoptée et les décisions prises par les promoteurs du projet à partir des résultats de l'application de la politique aideront l'Office dans son évaluation de la faisabilité économique de la demande d'installations connexes.

Par ailleurs, l'Office ne considère pas comme étant une question importante l'utilisation du terme «politique» par opposition aux expressions «ligne directrice» ou «règle empirique». L'Office est d'avis que ce qui devrait préoccuper les parties est l'utilisation qu'il fera de la politique dans sa prise de décision. Comme toutes les parties l'ont reconnu, la politique ne peut avoir le statut de «loi» compte tenu du fait que l'Office a l'obligation en vertu de la Loi d'exercer son jugement sur chaque demande. Néanmoins, l'Office est d'avis que pour atteindre les objectifs de la politique, celle-ci doit être appliquée de façon cohérente dans le temps. L'Office juge qu'il ne serait pas dans l'intérêt public d'ajouter au fardeau de la réglementation un examen de la méthode de calcul des droits pour chaque demande de construction d'un embranchement pour le transport du gaz brut.

L'Office se réjouit de ce que la politique énoncée dans cette décision se fonde sur des principes logiques établis à la suite d'une audience publique elle-même précédée d'une année de discussions du groupe de travail. En conséquence, l'Office croit que l'application uniforme de la politique à l'examen des demandes futures de construction d'installations de transport de gaz brut débouchera sur l'établissement de droits justes et raisonnables. L'Office a toujours le pouvoir, en vertu de la Loi, de faire des exceptions à la politique lorsque la situation le justifie. Toutefois, Westcoast, à titre de requérant, n'a qu'à démontrer que la politique a été respectée pour se libérer du fardeau de la preuve et il appartiendrait alors à la partie cherchant à faire modifier l'application de la politique de prouver l'existence de circonstances justifiant un traitement différent.

L'Office n'est pas convaincu que cette politique devrait être incluse dans les modalités générales de Westcoast pour s'assurer qu'elle serait appliquée de façon cohérente et que Westcoast ne la modifiera pas unilatéralement. En vertu de la présente décision, Westcoast est tenue d'appliquer la politique qui y est établie et de fournir des copies de cette politique à tout expéditeur ou toute partie, sur demande. Parce qu'il s'agit d'une politique approuvée par l'Office, Westcoast doit lui demander la permission avant d'y apporter des changements. Toute partie ayant une plainte à formuler au sujet de l'application de la politique par Westcoast peut demander à l'Office de prendre les mesures appropriées.

Évaluation des propositions

Pour décider de la politique appropriée, l'Office a examiné séparément chacun des éléments suivants des propositions:

- a) le test à utiliser pour comparer les coûts différentiels de la zone 1 aux recettes différentielles de la zone 1 aux fins de déterminer le niveau des frais supplémentaires;

- b) les crédits au titre des recettes de traitement différentielles; et
 - c) la durée de l'analyse.
- i) Test applicable aux installations de transport du gaz brut

Introduction

Un certain nombre de membres du groupe de travail ont appuyé le maintien du test actuellement utilisé par Westcoast, appelé essai «une fois/deux mois». Ces gens partageaient l'opinion de Westcoast à savoir qu'il existait des cas où il ne serait pas approprié d'inclure deux fois les recettes provenant des droits de TGB dans le calcul des frais supplémentaires. Ils étaient d'avis que dans les cas où il n'était pas à prévoir que les volumes de gaz totaux accessibles à un nouveau gazoduc ne comprendraient pas de réserves autres que celles des expéditeurs initiaux à avoir fait une demande d'accès au service, il ne faudrait inclure qu'une seule fois les recettes provenant des droits de TGB dans l'analyse. L'APC a proposé que dans tous les cas, on applique la règle «une fois» contrairement à l'ASPIC qui a recommandé l'application de la règle «deux fois».

Le rapport du groupe de travail concluait que, dans la plupart des cas, la construction d'un nouveau gazoduc pour le TGB entraînerait la découverte de réserves additionnelles excédant celles liées aux volumes des expéditeurs initiaux. Westcoast a indiqué que, dans ces cas, elle concevrait le gazoduc pour les réserves susceptibles d'être mises en valeur dans la région, de façon à réaliser des économies d'échelle. En conséquence, la totalité des coûts d'immobilisations du gazoduc proposé (par ex. 16 millions de dollars) excéderait les coûts d'immobilisations propres à l'expéditeur pour un gazoduc calibré seulement pour acheminer les volumes des expéditeurs initiaux (par ex. 12 millions de dollars).

Au cours de la présente audience ainsi que devant le groupe de travail, l'APC et l'ASPIC ont soutenu que dans les cas où Westcoast a surcalibré le gazoduc par rapport à la taille nécessaire pour acheminer les volumes des expéditeurs initiaux, seuls les coûts d'immobilisations «propres à l'expéditeur» devraient être intégrés aux analyses. Westcoast a proposé que tous les coûts d'immobilisations des additions aux installations de TGB soient utilisés dans l'application des règles «une fois» et «deux fois». Il a été admis que le test de l'ASPIC qui comprendrait deux fois les droits de TGB et seulement les coûts d'immobilisations «propres à l'expéditeur» liés à un prolongement pour déterminer les frais supplémentaires, donne le seuil le plus élevé susceptible d'entraîner des frais supplémentaires.

Opinion des intervenants

Westcoast a indiqué qu'en ce contexte de déréglementation, la politique d'agrandissement des installations de transport de gaz brut qu'elle propose devrait assujettir la construction des installations de TGB à une certaine discipline économique. Aux fins du calcul des frais supplémentaires de TGB («supplément»), Westcoast a proposé que les coûts d'une nouvelle installation de TGB soient comparés à un montant correspondant à deux fois les recettes différentielles provenant des droits de TGB dans les cas où la capacité du pipeline excède la demande des expéditeurs initiaux. Dans les cas où le prolongement de canalisations de TGB serait destiné à l'acheminement des réserves propres seulement à l'expéditeur, Westcoast a préconisé l'application d'un test de multiplication par un qui consiste à comparer le coût différentiel de la nouvelle installation aux recettes différentielles provenant des droits de TGB.

Selon Westcoast, un test de multiplication par deux permettrait de tenir compte du fait que les droits assumant que les nouvelles installations sont intégrées au réseau existant (droits intégraux) sont fondés sur des coûts historiques et une base des taux dépréciée. En outre, Westcoast a recommandé l'inclusion de la totalité des coûts associés au projet d'agrandissement des installations de TGB et non seulement des coûts propres à l'expéditeur. Par conséquent, en incluant deux fois les recettes différentielles provenant des droits de TGB, on tiendrait compte du fait que la capacité proposée excède celle qui est nécessaire afin de satisfaire la demande de seulement l'expéditeur initial. C'est pourquoi Westcoast a conclu que le test de multiplication par deux fournirait un mécanisme permettant de tenir compte de l'exploration probable visant des réserves additionnelles et, par conséquent, du service garanti additionnel, dans l'analyse économique. Westcoast a aussi souligné que le droit dit timbre-poste actuel reflète le coût moyen du service de TGB mais n'est pas nécessairement représentatif du trajet le plus court ou le plus long parcouru sur le réseau. Selon elle, le test de multiplication par deux qu'elle préconise reconnaîtrait implicitement cet état de fait.

Westcoast était d'avis que le test de multiplication par un de l'APC, en vertu duquel on n'inclut qu'une seule fois les recettes différentielles provenant des droits de TGB, ne tenait pas compte suffisamment de ces facteurs et ne contribuait pas à l'établissement de droits équitables.

L'ASPIC s'est opposée également au test de l'APC en soulignant que si on supprimait les crédits au titre du traitement, on obtiendrait un droit différentiel ou un droit selon l'âge des installations. Selon l'ASPIC, la démarche de l'APC aurait pour effet de privilégier les expéditeurs existants parce que les droits seraient fondés sur un actif déprécié.

L'ASPIC a proposé un test de multiplication par deux qui comparerait le double des recettes différentielles provenant des droits de TGB aux coûts associés aux installations qui seraient nécessaires afin de satisfaire à la demande du seul expéditeur initial («coûts propres à l'expéditeur»). Selon l'ASPIC, ce test permettrait d'évaluer les nouvelles demandes de service et de les comparer aux coûts historiques amortis des installations de TGB. L'ASPIC a soutenu que sa proposition n'était pas discriminatoire et permettrait d'exploiter pleinement les ressources gazières de la Colombie-Britannique.

L'APC a privilégié un test économique qui comparerait une fois les recettes de TGB au coût différentiel des installations requises pour servir le nouvel expéditeur. Si le pipeline est surcalibré par rapport aux volumes futurs probables, seuls les coûts que Westcoast auraient subis si elle avait construit une conduite propre à cet expéditeur seraient inclus. Un supplément serait perçu seulement si les recettes de TGB étaient inférieures au coût du service fondé sur les coûts d'immobilisations de la conduite propre à la demande de l'expéditeur.

L'APC a recommandé que l'Office applique les principes de paiement selon l'usage à tous les aspects de la conception des droits, y compris la politique d'agrandissement des installations de TGB. Elle a souligné que toutes les parties à l'audience ont proposé l'utilisation d'un test économique et l'institution d'une discipline économique. À son avis, une nouvelle politique s'imposait en raison de la situation nouvelle créée par la déréglementation et la prolifération des demandes de service de transport. En particulier, l'APC s'est dite préoccupée de l'incidence des prolongements de TGB sur les droits de la zone 1 et de la nécessité pour Westcoast de demeurer concurrentielle par rapport aux autres réseaux de transport.

COFI/Cominco ont appuyé l'adoption du test de multiplication par deux proposé par Westcoast. À leur avis, le test de l'APC consiste simplement à fixer des droits différentiels, ce n'est pas un test économique. COFI/Cominco ont soutenu que le test «une fois», qui est plus rigoureux, devrait s'appliquer seulement dans les cas où il est probable que le projet mis de l'avant implique les volumes maximaux susceptibles d'être expédiés par les nouvelles installations.

BC Gas a affirmé qu'il reviendrait à Westcoast de démontrer pourquoi la conduite de collecte proposée devrait être construite à titre de projet réglementaire. Le cas échéant, BC Gas privilégierait alors un test de multiplication par un pour les conduites propres à un expéditeur ou à une réserve et un test de multiplication par deux dans les cas où il est probable que d'autres réserves soient mises en valeur.

BC Gas s'est opposée au test de multiplication par deux proposé par l'ASPIC parce qu'il présiderait nettement au non-recouvrement total des coûts des embranchements construits pour des expéditeurs particuliers. Elle a donc recommandé que dans le cas d'une conduite de TGB propre à un expéditeur, le test de multiplication par un serait plus approprié parce que conforme aux principes des droits fondés sur les coûts.

CanWest a préconisé l'application du test de multiplication par deux parce que, dans certains cas, les expéditeurs empruntant les nouvelles installations subventionneraient les expéditeurs existants et que, dans d'autres cas, ce serait l'inverse. Selon elle, cette approche serait compatible avec la méthode des coûts intégraux.

Dans son témoignage, CanWest a déclaré qu'à son avis, le test «une fois» proposé par l'APC aboutirait à l'établissement de droits différentiels pour le réseau de TGB de Westcoast parce que chaque fois que le coût réel de l'installation de TGB excéderait les recettes provenant des droits applicables à la nouvelle installation, le requérant serait tenu de payer un supplément pour éponger le déficit.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que le test à adopter doit tenir compte de façon cohérente des prévisions relatives aux recettes et aux coûts associés à l'agrandissement de l'installation. Pour en arriver à sa décision quant au test à appliquer aux installations de TGB, l'Office a accordé beaucoup de poids à l'opinion selon laquelle pour accroître la viabilité à long terme de son réseau, Westcoast a la responsabilité de calibrer ses nouvelles installations de TGB de manière à favoriser la mise en valeur progressive des ressources en fournissant un service convenable et économique.

L'Office est également persuadé que dans un contexte de déréglementation, il faut faire preuve d'une plus grande discipline économique dans le raccordement des réserves, en particulier dans les cas où le raccordement est fait pour un expéditeur ou un groupe d'expéditeurs précis et lorsqu'il y a peu de chances de raccorder des réserves en plus de celles liées aux contrats initiaux pour un embranchement propre à un expéditeur. Une plus grande discipline économique fournirait une meilleure assurance que le prix du service de base ne serait pas indûment majoré par suite des agrandissements au réseau de TGB.

L'Office reconnaît que n'importe quel expéditeur, y compris un nouvel expéditeur qui utilise l'infrastructure existante, tire un profit de cette infrastructure. Toutefois, il admet aussi que la construction de nouveaux embranchements répondant à des impératifs économiques aidera à assurer la capacité de livraison et contribuera à la viabilité à long terme du réseau tout entier.

L'Office reconnaît que tous les tests¹ examinés au cours de la présente audience renfermeraient un élément d'établissement de prix ou de droit différentiel, en ce sens que chaque proposition entraînerait des frais supplémentaires si les coûts différentiels d'un prolongement excédaient un certain seuil. Le niveau de ce seuil constituait le noeud du débat.

L'Office croit que la proposition «une fois» faite par l'APC contribuerait à l'objectif souhaitable relatif à la discipline économique et fournirait la plus grande assurance que le prix du service de base ne serait pas indûment majoré par suite des additions aux installations. À cet égard, l'Office fait observer que, de tous les tests proposés, celui de l'APC est le plus rigoureux. À son avis, bien que le test de l'APC permette un rapprochement cohérent des recettes et des coûts propres à l'expéditeur, il ne donne pas suffisamment de poids aux avantages qu'on tirerait à favoriser le raccordement de réserves supplémentaires. Sur ce point, l'Office estime que la méthode de l'APC ne permet pas de trouver un juste milieu entre les intérêts des nouveaux expéditeurs et ceux des expéditeurs existants.

La proposition de l'ASPIC, qui compare deux fois les recettes provenant des droits de transport du gaz brut et les coûts propres à l'expéditeur, ne permet pas, de l'avis de l'Office, un rapprochement adéquat des recettes et des coûts différentiels associés au prolongement des installations de transport du gaz brut. En outre, la méthode de multiplication par deux de l'ASPIC n'établirait pas de distinction entre les prolongements demandés expressément par les expéditeurs et ceux qui favorisent une mise en valeur progressive des ressources. La proposition de l'ASPIC tient compte de l'objectif consistant à favoriser la prospection dans les régions qui recèlent d'abondantes réserves de gaz, mais au détriment de la rigueur économique et de l'équité envers les autres expéditeurs du réseau de Westcoast.

Les parties appuyant la proposition de Westcoast ont reconnu que les types de raccords pour le transport du gaz brut que Westcoast construirait suivant l'essai de multiplication par deux proposé par la société s'étendraient dans de nouveaux secteurs, et que les économies d'échelle que permettent de réaliser le calibrage adéquat des installations pipelinières devraient se refléter correctement dans les droits. Elles ont admis que les installations de toutes les zones du réseau de Westcoast sont calibrées et devraient continuer de l'être pour qu'on puisse tirer parti des économies d'échelle, et que Westcoast ne devrait pas s'écarter de cette façon de faire pour la construction des embranchements pour le transport du gaz brut.

¹ La pièce B-14 (page 2 de l'annexe V) fournit une comparaison préparée par Westcoast des suppléments calculés selon divers scénarios faisant appel aux tests de faisabilité économique de rechange proposés par les parties.

Tout bien considéré, l'Office juge que le test de multiplication par deux/par un qui est proposé par Westcoast et qui reçoit l'appui d'un certain nombre de membres du groupe de travail est le plus raisonnable. Il présente l'avantage d'encourager le développement dans les régions offrant de grandes possibilités. Il permettrait aussi à Westcoast de construire des raccords destinés spécialement aux expéditeurs lorsque cela s'avère rentable du point de vue des expéditeurs qui les réclament.

L'Office est d'accord avec les parties qui ont laissé entendre que le facteur de multiplication par deux des recettes provenant du transport du gaz brut est arbitraire. Cependant, l'Office considère qu'il est raisonnable dans les circonstances, car il offre un degré adéquat de rigueur économique tout en tenant compte du fait que le gazoduc est trop grand. De plus, cette méthode assure l'authenticité des droits et facilite l'administration. Elle écarte en outre toute possibilité de différend au sujet du coût du prolongement attribuable aux expéditeurs initiaux et est compatible avec la prise en compte de la totalité des coûts associés au prolongement.

Décision

L'Office a décidé que le test qui sera intégré à la politique sur le prolongement des installations de transport du gaz brut sera le suivant :

- a) **un test de multiplication par deux dans les cas où Westcoast, ayant déterminé que d'autres travaux de mise en valeur du gaz sont probables, construit des installations d'une capacité beaucoup plus grande que ce qui est nécessaire pour répondre aux demandes initiales étayant le projet d'agrandissement. En effectuant le test de multiplication par deux, Westcoast est priée d'inclure la totalité des coûts de l'agrandissement dans l'analyse des frais supplémentaires;**
- b) **un test de multiplication par un lorsque Westcoast construit des installations pour répondre aux besoins exprimés dans les seules demandes initiales étayant le projet d'agrandissement.**

ii) Traitement des recettes de traitement en aval

Westcoast a affirmé que l'aménagement de nouveaux gazoducs pour des usines sous-exploitées serait plus avantageux que dans le cas d'usines dont la capacité est restreinte. Westcoast a préconisé l'inclusion d'un crédit équivalant aux recettes différentielles associées au traitement dans le calcul du supplément afin d'encourager les expéditeurs à mettre en valeur des réserves qui seraient acheminées vers des installations sous-exploitées. En outre, selon Westcoast, il conviendrait par souci de cohérence de tenir compte, dans l'analyse économique, de la totalité des recettes et des coûts différentiels, y compris des recettes différentielles tirées du traitement des volumes de gaz associés au nouveau service de TGB (traitement en aval).

C'est pour ces raisons que Westcoast a fait valoir que la proposition de l'ASPIC est illogique parce qu'elle ne tient pas compte des recettes différentielles de traitement en aval. Selon Westcoast, les traitements des recettes différentielles de traitement en aval recommandés par COFI/Cominco ne sont ni pratiques ni réalisables par ce qu'un crédit au titre des recettes différentielles ne serait accordé que s'il était démontré que les usines de traitement en cause ne seraient pas utilisées autrement. Westcoast

était d'avis qu'il faut tenir compte de l'existence de recettes différentielles au moment même où on établit le supplément. En outre, Westcoast a allégué qu'il ne serait ni réalisable ni pratique de tenir compte, dans l'analyse, comme le proposait BC Gas, des recettes tirées des livraisons interruptibles qui seraient perdues pendant la durée du contrat. En outre, tenir compte de ces recettes reviendrait à donner à l'analyse économique une précision incompatible avec sa nature.

Selon l'ASPIC, l'inclusion des recettes tirées du traitement fausserait les résultats de l'analyse et privilégierait indûment le gaz très acide. Elle estime donc que les installations de traitement devraient être examinées séparément. L'ASPIC a également souligné que le fait de tenir compte uniquement des recettes de traitement en aval plutôt que l'ensemble des recettes en aval constituait une restriction arbitraire.

L'APC a indiqué que pour tenir compte des avantages que la construction des installations de TGB peut présenter pour les autres usagers du réseau de Westcoast, il y aurait lieu peut-être de percevoir auprès des expéditeurs qui acquièrent par contrat la capacité de traitement disponible un supplément moins élevé, voire aucun supplément, et ce, pendant la moindre de deux durées, celle du contrat de traitement ou celle du contrat de TGB.

L'APC a rejeté l'argument de l'ASPIC selon lequel l'application d'un crédit au titre des recettes tirées du traitement au calcul du supplément était une pratique discriminatoire parce qu'avantageuse pour l'ensemble des payeurs de droits. Selon l'APC, même si cette pratique était discriminatoire, elle ne ferait aucune distinction injuste.

L'APC a rejeté la démarche proposée par BC Gas, soit la révision annuelle du crédit accordé, car selon elle, cela contribuerait à l'instabilité des droits et rendrait son administration impossible. L'APC a souligné que la recommandation faite par BC Gas - tenir compte de la perte de recettes au titre des livraisons interruptibles - créerait aussi des complications administratives. En outre, l'APC a fait valoir que la proposition de BC Gas compliquerait le calcul du supplément parce qu'il serait difficile de déterminer si les volumes garantis différentiels ont remplacé les volumes interruptibles ou si d'autres facteurs ont causé la diminution des volumes interruptibles.

Selon COFI/Cominco, il serait avantageux pour le réseau dans son ensemble d'inciter les producteurs à mettre en valeur des réserves à l'appui des installations de traitement qui ne sont pas exploitées à pleine capacité. Par conséquent, COFI/Cominco ont appuyé l'inclusion, dans le calcul du supplément, des recettes de traitement en aval dans les cas où on s'attend raisonnablement d'enregistrer une capacité excédentaire. Cependant, COFI/Cominco n'ont pas avalisé les recommandations faites par Westcoast et l'APC parce que les crédits ainsi calculés seraient inévitablement exagérés. COFI/Cominco ont souligné que la proposition de BC Gas garantirait que le crédit découlerait uniquement de la capacité disponible, mais la crédibilité du processus en souffrirait.

COFI/Cominco ont proposé qu'un crédit au titre des recettes de traitement en aval soit appliqué seulement dans les cas où la capacité en cause n'aurait probablement pas été utilisée autrement. COFI/Cominco ont recommandé que l'Office fasse une projection raisonnable de la capacité de traitement en aval disponible pour déterminer la mesure dans laquelle un crédit est justifié.

BC Gas a avalisé la position adoptée par COFI/Cominco concernant le traitement des recettes de traitement en aval. Selon elle, l'analyse devrait tenir compte seulement des recettes de traitement en aval qui n'auraient pas été générées autrement en l'absence de la nouvelle conduite de TGB. Cependant, au lieu de faire une prévision des recettes de traitement en aval probables, comme l'ont

proposé COFI/Cominco, BC Gas a recommandé une réévaluation du crédit chaque année, en fonction de l'utilisation réelle des installations de traitement en aval à ce moment-là. Si on constate alors que la capacité de l'usine est entièrement assujettie à des contrats, on devrait exclure les recettes différentielles du calcul du supplément, ce qui entraînerait une majoration du supplément perçu.

Outre les recettes différentielles de TGB et de traitement en aval, BC Gas a proposé que toute réduction des recettes provenant des liaisons interruptibles imputable à la signature de nouveaux contrats de traitement garanti soit prise en compte dans le calcul du supplément. BC Gas a rejeté l'argument selon lequel la perte de recettes associées aux volumes interruptibles serait trop difficile à prévoir. Elle a souligné que toutes les prévisions sont incertaines et que Westcoast pourrait fournir une prévision raisonnable.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis qu'encourager l'utilisation de la capacité excédentaire du réseau de Westcoast profiterait à tous les expéditeurs de Westcoast et permettrait d'améliorer l'intégrité du réseau pipelinier. L'Office fait en outre remarquer que toutes les parties, à l'exception de l'ASPIC, ont généralement appuyé l'inclusion des recettes différentielles de traitement en aval comme un crédit au titre des recettes dans l'évaluation économique du prolongement des installations de transport du gaz brut dans les cas où la capacité de l'installation de traitement en aval est sous-utilisée. Les recettes de traitement en aval seraient calculées comme étant les recettes engendrées par l'utilisation d'une installation de traitement sous-utilisée à la suite de l'agrandissement des installations de transport du gaz brut. L'Office est d'avis qu'il faut tenir compte des recettes de traitement en aval dans l'évaluation économique parce que l'inclusion de ces recettes encouragerait les expéditeurs à acquérir par contrat une capacité qui demeurerait autrement inutilisée.

Bien que la plupart des parties se soient entendues sur les principes généraux à inclure dans la politique, les intervenants divergeaient d'opinion sur la façon d'inclure dans l'analyse les recettes différentielles de traitement en aval. L'Office abonde dans le sens des intervenants, comme le COFI et BC Gas, qui estiment que pour fournir des signes économiques adéquats et être juste envers tous les autres expéditeurs, le crédit au titre des recettes de traitement destiné aux expéditeurs initiaux devrait idéalement se limiter aux périodes pour lesquelles on s'attend raisonnablement d'enregistrer une capacité excédentaire.

Par ailleurs, l'Office juge également convaincants les arguments présentés par l'APC et Westcoast, selon lesquels le crédit au titre des recettes de traitement devrait, aux fins de l'authenticité des droits, être pris en compte au moment de l'établissement des frais supplémentaires de transport du gaz brut et ne devrait par conséquent pas être modifié si l'installation de traitement venait à être utilisée à plein rendement pendant la période visée par le contrat. Néanmoins, l'Office craint que cette méthode n'exagère les recettes de traitement différentielles probables associées à l'utilisation d'installations sous-utilisées, étant donné que l'existence d'une capacité de traitement excédentaire à une installation précise au cours de la durée entière du contrat est grandement

incertaine et qu'il est difficile de prévoir l'importance de cette capacité excédentaire. Selon les éléments de preuve présentés par Westcoast, les installations de traitement de Fort Nelson et de Pine River pourraient être utilisées à plein rendement dès le 1^{er} novembre 1991 et le 1^{er} novembre 1992 respectivement.

Pour mettre en équilibre les objectifs d'équité et d'efficacité économique et l'objectif d'authenticité des droits, l'Office estime qu'il serait indiqué de prendre en compte seulement une partie des recettes différentielles de traitement générées par les contrats pour déterminer le niveau des frais supplémentaires. Plus précisément, l'Office croit qu'il serait raisonnable de n'utiliser que 50 % de ces recettes de traitement dans le calcul des frais supplémentaires. Il reconnaît qu'il s'agit d'un compromis et, par conséquent, d'une répartition quelque peu arbitraire des recettes de traitement associées à la capacité excédentaire. Cependant, l'Office est d'avis que cette méthode non seulement encouragera l'utilisation de la capacité excédentaire et assurera l'authenticité des droits, mais tiendra également compte du fait que la capacité excédentaire enregistrée dans les installations de traitement en aval peut ne pas subsister pendant toute la durée du contrat de transport du gaz brut.

L'Office convient également avec Westcoast qu'il ne serait ni réalisable ni pratique de tenir compte dans l'analyse des recettes envisagées au chapitre des livraisons interruptibles, comme le proposait BC Gas, étant donné que les recettes; provenant des livraisons interruptibles sont trop difficiles à prévoir. En outre, tenir compte de ces recettes reviendrait à donner à l'analyse économique une précision incompatible avec sa nature.

Décision¹

L'Office estime qu'il conviendrait de tenir compte des recettes différentielles de traitement en aval dans le calcul des frais supplémentaires dans les cas où, à la réception d'une demande visant une installation, il existe une capacité excédentaire à l'installation de traitement en aval qui sera utilisée par les volumes différentiels.

Par conséquent, l'Office demande à Westcoast d'inclure 50 % de la valeur actualisée des recettes différentielles de traitement en aval garanties par contrats dans le calcul des frais supplémentaires tant pour les tests «une fois» que les tests «deux fois» lorsqu'il est démontré que les volumes de traitement sont effectivement plus grands et que les expéditeurs ont signé des contrats de traitement en aval garanti à cette installation.

iii) Durée d'application des tests

L'un des principaux facteurs à prendre en considération quand vient le moment de déterminer si l'on doit appliquer les frais supplémentaires, est la durée d'application du test économique. Les critères étudiés par le groupe de travail sont les suivants:

¹ Suite aux préoccupations soulevées par l'ASPIC, l'Office a apporté des précisions sur sa décision du 12 décembre 1990 (voir le point 7.1.2)

- 1) la durée du contrat;
- 2) la durée des réserves;
- 3) dix ans; ou
- 4) la moindre des durées susmentionnées.

De l'avis de l'Office, la politique suivie actuellement par Westcoast à savoir utiliser la moindre de la durée des réserves, de la durée du contrat ou de la période de dix ans est nettement restrictive. L'Office signale que la limite de dix ans est arbitraire et n'est nullement reliée aux conditions propres au projet en question.

D'après la preuve présentée, il ressort de l'expérience de NOVA que les expéditeurs sont portés à envisager la prolongation de la durée du contrat prévue à l'origine dans la demande afin d'améliorer l'aspect économique du projet. Cela a pour effet d'inciter les expéditeurs initiaux à allonger la durée du service prévu dans les contrats originaux, réduisant ou éliminant du même coup les droits supplémentaires qu'ils devaient autrement payer.

L'Office est d'avis que cette mesure incitative devrait être appliquée et, dans la conjoncture actuelle, la meilleure façon de le faire, c'est d'appliquer le test économique à la moindre de deux durées, soit celle du contrat ou celle des réserves.

Décision

L'Office décide que la période sur laquelle sera appliqué le test économique est la moindre de deux durées, soit celle du contrat ou celle des réserves du gisement gazéifère.

Mise en application de la politique

L'Office ordonne que la politique énoncée dans la présente décision entre en vigueur immédiatement. Il ordonne par ailleurs à Westcoast de mettre cette politique par écrit et d'en signifier une copie à l'Office et à toutes les parties intéressées à la Décision RH-1-90, au plus tard le 15 novembre 1990. La date de dépôt a été reportée au 7 janvier 1991 (voir le point 7.1.2).

7.1.2 Précisions sur les recettes de traitement différentielles

- i) Clarification de la décision relative aux installations de TGB

Le 30 octobre 1990, l'ASPIC a demandé à l'Office d'apporter des précisions sur une partie de sa décision du 19 octobre 1990 concernant la politique d'agrandissement des installations de TGB de Westcoast. L'ASPIC a affirmé que l'Office devait préciser dans quelles circonstances il peut y avoir des recettes de traitement différentielles «à la réception d'une demande visant une installation». De l'avis de l'Association, Westcoast irait à l'encontre de la décision de l'Office en appliquant un crédit au titre des recettes de traitement différentielles au coût d'une nouvelle canalisation de collecte si les expéditeurs figurant sur la liste d'attente sont susceptibles d'acquiescer par contrat la capacité de traitement disponible et de ne pas occasionner de frais supplémentaires. L'ASPIC n'a pas demandé à l'Office de réviser sa décision mais bien de préciser une partie de celle-ci avant sa mise en oeuvre.

Suite aux commentaires formulés par Westcoast dans la plaidoirie finale, l'Office ne devait plus seulement préciser l'expression «à la réception d'une demande visant une installation» mais indiquer les cas où les recettes de traitement devraient être réputées différentielles. En conséquence, l'Office a décidé de permettre aux parties intéressées de présenter des commentaires supplémentaires par écrit à plus tard le 13 novembre 1990 et il a reçu les commentaires de l'APC, COFI/Cominco, l'ASPIC, BC Gas, CanWest, Suncor Inc. («Suncor») et Unocal.

D'après Westcoast, les recettes devraient être jugées différentielles et, par conséquent, devraient être prises en compte aux fins du calcul des frais supplémentaires de TGB dans les cas où elles ne sont pas engendrées par un contrat de service préalable d'un expéditeur. Selon Westcoast, cette mesure devrait s'appliquer à toutes les installations de traitement, qu'elles fonctionnent ou non à plein rendement à ce moment-là. L'APC a appuyé cette position, et Suncor et Unocal ont abondé dans le même sens que l'APC.

Westcoast a demandé à l'Office de confirmer qu'aux fins du calcul du niveau des frais supplémentaires de TGB, Westcoast devrait inclure 50 % des recettes de traitement associées à tout nouveau contrat de traitement déposé à l'appui de la construction d'une nouvelle installation de TGB.

COFI/Cominco, l'ASPIC, BC Gas et CanWest n'ont pas avalisé l'interprétation faite par Westcoast des circonstances dans lesquelles on devrait accorder un crédit au titre des recettes de traitement en aval. À leur avis, les recettes de traitement en aval devraient être incluses dans le calcul des frais supplémentaires de TGB si l'usine de traitement en cause fonctionne ou continuerait de fonctionner à plein rendement en l'absence de la nouvelle installation de TGB. Selon ces parties intéressées, l'interprétation faite par Westcoast dépasse l'objectif de la décision de l'Office qui consistait à encourager les parties à acquérir par contrat la capacité de traitement différentielle aux usines de traitement sous-exploitées.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que la démarche de Westcoast n'est pas compatible avec la décision de l'Office sur cette question, laquelle prévoit un crédit au titre des recettes de traitement en aval pour encourager les expéditeurs potentiels à acquérir par contrat la capacité de traitement aux usines de traitement sous-exploitées. Or, si on adoptait la démarche de Westcoast, des crédits au titre des recettes de traitement seraient accordés pour les usines qui fonctionnent déjà à plein rendement ou qui sont en voie d'expansion, ce qui irait à l'encontre de l'objectif de l'Office.

Selon l'Office, un crédit ne devrait être accordé que si la capacité de traitement disponible à l'usine de traitement en aval qui sera utilisée par les expéditeurs demandant une nouvelle installation de TGB ne serait pas utilisée d'autre façon. À cet égard, l'Office croit qu'on peut s'assurer de façon raisonnable que cette capacité serait utilisée en l'absence de la nouvelle installation de TGB si d'autres expéditeurs potentiels de la liste d'attente («expéditeurs potentiels») à l'usine de traitement en question sont disposés à acquérir par contrat la capacité disponible à compter d'une date précédant la date prévue de mise en service de la nouvelle installation de TGB, ou dans un délai raisonnable après cette date. Par conséquent, s'il existe une file d'attente à une usine de traitement en aval que les nouveaux expéditeurs de TGB sont appelés à

utiliser au moment où la demande est à l'étude, Westcoast devrait consulter ces expéditeurs potentiels. Le crédit au titre des recettes pourrait être réduit ou supprimé si ces expéditeurs potentiels sont disposés à acquérir par contrat la capacité de traitement garanti conformément aux conditions énoncées dans la présente décision.

En ce qui a trait à l'expression «à la réception d'une demande visant une installation», elle désigne le moment où la demande est déposée auprès de l'Office. Quand il existe une file d'attente à une usine de traitement, Westcoast devrait offrir la capacité disponible à ces expéditeurs dans le cadre des derniers travaux préparatoires de ses demandes d'installation de TGB. Selon l'Office, il est important que les parties intéressées qui demandent une nouvelle installation de TGB soient au courant des droits exigibles avant que la demande d'agrandissement soit déposée auprès de l'Office car cela pourrait éviter des coûts, des demandes et des audiences inutiles.

La décision de l'Office sur cette question est énoncée ci-après, et ses répercussions sur la demande relative au pipeline Hossitl, que l'Office étudie présentement, sont exposées au point 7.1.2 (iii).

Décision

Dans la décision ci-après, l'Office décrit les cas où Westcoast devrait inclure un crédit au titre des recettes de traitement en aval dans le calcul des frais supplémentaires de TGB.

- 1. S'il n'y a pas de file d'attente à l'usine de traitement en aval qui sera utilisée par les nouveaux expéditeurs de TGB immédiatement avant le dépôt de la demande visant une installation de TGB auprès de l'Office, un crédit égal à 50 % de la valeur actualisée des recettes de traitement pour toute capacité de traitement acquise par contrat sera inclus dans le calcul des frais supplémentaires.**
- 2. S'il existe une file d'attente à l'usine de traitement en aval en question, Westcoast doit prendre les mesures énoncées ci-après dans le cadre des derniers travaux précédant le dépôt de sa demande :**
 - a) Westcoast doit demander à tous les expéditeurs potentiels de la file d'attente s'ils sont intéressés à acquérir par contrat la totalité ou une partie de la capacité disponible selon les conditions énoncées à l'alinéa 2 b). Sous réserve des dispositions du paragraphe 4, le rang de l'expéditeur potentiel dans la file d'attente ne changera pas quelle que soit la réponse de l'expéditeur à l'offre faite par Westcoast.**
 - b) L'expéditeur éventuel intéressé à acquérir par contrat une partie ou la totalité de la capacité disponible doit s'engager à utiliser la capacité demandée advenant que les nouveaux expéditeurs TGB décident de ne pas aller de l'avant avec le projet et il doit aussi s'engager à respecter les conditions suivantes :**

- (i) la demande contractuelle doit être égale ou inférieure à celle prévue dans sa demande originale de service garanti;
 - (ii) le contrat doit être d'une durée égale à celle prévue à la demande précitée;
 - (iii) la date de démarrage doit être antérieure à la date prévue de mise en service de l'installation sollicitée par les nouveaux expéditeurs TGB ou tomber dans les 365 jours suivant cette date prévue de mise en service de la nouvelle installation de TGB; et
 - (iv) si l'expéditeur potentiel requiert également une nouvelle installation de TGB, il doit confirmer qu'un crédit au titre des recettes de traitement ne sera pas pris en compte dans le calcul du niveau des frais supplémentaires pour l'installation en question.
3. Après avoir consulté les expéditeurs de la file d'attente, on doit appliquer un crédit au titre des recettes de traitement qui est égal à 50 % de la valeur actualisée des recettes de traitement associées à la moindre des deux valeurs suivantes, la demande contractuelle disponible nette et la demande contractuelle des nouveaux expéditeurs TGB. La demande contractuelle disponible nette est la capacité totale non retenue par contrat à l'usine de traitement, à la date prévue de mise en service de la nouvelle installation de TGB, moins la somme des demandes contractuelles des expéditeurs potentiels qui sont disposés à signer des contrats de service conformément aux dispositions énoncées au paragraphe 2. Aux fins du calcul de la capacité non retenue par contrat à chaque usine de traitement, Westcoast doit présumer que chaque contrat existant sera reconduit à moins d'avoir reçu une information à l'effet contraire. Aucun crédit au titre des recettes de traitement ne sera appliqué si la somme des demandes contractuelles des autres expéditeurs potentiels est égale ou supérieure à cette capacité disponible.
4. Si après avoir consulté les expéditeurs potentiels de la file d'attente, les nouveaux expéditeurs TGB décident de ne pas aller de l'avant avec le projet, la capacité disponible sera attribuée, dans l'ordre, aux expéditeurs potentiels qui ont accepté de prendre la totalité ou une partie de cette capacité.
5. Les résultats des consultations doivent être joints à toute demande visant une nouvelle installation de TGB dans les cas où un crédit au titre des recettes de traitement a été pris en compte dans le calcul du niveau des frais supplémentaires.

6. Toute demande visant une installation de TGB qui est retirée puis déposée à nouveau sera considérée comme une nouvelle demande par l'Office. Par conséquent, Westcoast devra consulter à nouveau les expéditeurs de la file d'attente avant de redéposer la demande auprès de l'Office.

ii) Application de la politique

L'Office ordonne que la politique exposée dans la décision du 19 octobre 1990, et précisée dans la présente décision, entre en vigueur immédiatement. En outre, Westcoast est tenue d'énoncer par écrit sa politique en matière d'agrandissement des installations de transport de gaz brut et d'en déposer une copie auprès de l'Office au plus tard le 7 janvier 1991.

iii) Répercussions de la décision de l'Office sur la demande relative au pipeline Hossitl

En ce qui a trait à la file d'attente de l'usine de traitement de Fort Nelson au 12 octobre 1990, les précisions apportées par l'Office auront les répercussions suivantes sur la demande visant le pipeline Hossitl:

Lors du dépôt de la demande auprès de l'Office le 7 septembre 1990, on comptait cinq demandes de capacité de traitement garanti dans la file d'attente de l'usine de Fort Nelson (trois demandes pour Petro-Canada, une pour Sumas et une dernière pour Mobil). L'Office a décidé, qu'aux fins de l'application de la politique de TGB à la demande à l'étude, Westcoast doit consulter ces trois expéditeurs potentiels, calculer au besoin les droits exigibles conformément à la présente décision et déposer les résultats de ses consultations auprès de l'Office.

7.2 Droits applicables aux volumes interruptibles

Westcoast fournit deux niveaux de service interruptible pour le transport au Nord et au Sud (zones 3 et 4) et un niveau de service interruptible (niveau 1) pour le transport du gaz brut et le traitement (zones 1 et 2). Les droits applicables au service interruptible de niveau 1 et de niveau 2 en hiver sont calculés en rajustant la composante-demande des droits applicables aux volumes garantis à un facteur de charge de 60 % et de 75 %, respectivement. L'été, il existe seulement un niveau de service interruptible applicable à toutes les zones et les droits sont calculés à un facteur de charge de 80 %.

Les droits perçus par Westcoast pour le service garanti et le service interruptible sont calculés sur une base brute au lieu d'une base nette, ce qui signifie qu'on ne déduit pas la prévision des recettes associées aux volumes interruptibles. Présentement, les expéditeurs du service garanti de Westcoast reçoivent leur part des recettes associées aux volumes interruptibles dans chaque zone sous forme de crédit applicable à leurs factures mensuelles et calculé en fonction des recettes réelles engendrées dans chaque zone. Dans les Motifs de décision RH-1-89 applicables à Westcoast, l'Office a recommandé que la question des droits bruts et des droits nets soit examinée par le groupe de travail afin qu'on puisse déterminer s'il y a lieu ou non de modifier la méthode de calcul des droits pour une année d'essai à venir.

Dans sa demande, Westcoast a proposé d'éliminer le service interruptible de niveau 2 en hiver. Elle a demandé aussi d'abaisser les droits actuels en haussant à 75 % le facteur de charge applicable au service en hiver et à 100 %, le facteur applicable au service en été.

Westcoast a fait sienne la recommandation du groupe de travail quant à la méthode appropriée pour le calcul des droits associés au service interruptible et au service garanti. En conséquence, elle a demandé à l'Office de continuer de calculer ses droits applicables au service garanti et au service interruptible sur une base brute pour l'année d'essai 1991. Cependant, comme le précise la solution de compromis adoptée par le groupe de travail, les crédits mensuels accordés aux expéditeurs devraient être calculés en fonction des volumes interruptibles annuels prévus, divisés par douze, et tout écart entre les recettes prévues et réelles devrait être comptabilisé dans un compte de report.

7.2.1 Nombre de niveaux de service interruptible

Westcoast, l'APC et BC Gas ont préconisé l'élimination du niveau 2 du service interruptible d'hiver. À leur avis, la demande à l'égard de ce niveau de service interruptible ne justifie pas les difficultés administratives et les coûts liés à l'administration de ce service. Westcoast a aussi souligné que si l'Office décidait de porter à 75 % et à 100 % les facteurs de charge hivernal et estival respectivement, Westcoast serait peu utile, voire inutile, de maintenir deux niveaux de service interruptible.

L'ASPIC a fait valoir qu'on ne devrait pas éliminer le service interruptible de niveau 2 seulement pour simplifier les tâches administratives de Westcoast. L'Office devrait plutôt déterminer si ce niveau est vraiment nécessaire. Selon elle, ce besoin existe vraiment puisque certaines parties détiennent des contrats de service de niveau 2. Par conséquent, l'ASPIC a proposé que les deux niveaux de service soient maintenus dans les zones 3 et 4 sur le réseau de Westcoast en hiver.

COFI/Cominco ont déclaré qu'une conception de droits souple encourage la plus grande utilisation du réseau. C'est pour cette raison qu'ils ont recommandé le maintien, en principe, du service interruptible de niveau 2. Cependant, ils ont indiqué que si la demande à l'égard de ce niveau de service était faible, ils ne s'opposeraient pas à sa suppression. COFI/Cominco ont également affirmé qu'ils seraient rassurés si les contrats de service de niveau 2 actuels pouvaient être convertis en contrats de niveau 1 si l'Office décidait de supprimer le service de niveau 2.

Opinion de l'Office

L'Office tient compte du fait qu'un service interruptible à niveaux multiples assortis de droits graduellement plus élevés d'un niveau à l'autre peut être utilisé efficacement pour distribuer entre les parties en concurrence la capacité disponible pendant les périodes de restriction. Cependant, l'Office constate que des parties ont soutenu que les avantages associés à la prestation d'un service de niveau 2 en hiver ne justifient pas les problèmes de gestion additionnels auxquels Westcoast est confrontée. Compte tenu de ce facteur et de la faible demande, le maintien de ce niveau de service n'est guère justifié pour le moment. En outre, l'Office estime qu'étant donné que les droits applicables au niveau 1 seront maintenant calculés en fonction du facteur de charge utilisé auparavant dans le cas du niveau 2, les expéditeurs de volumes interruptibles qui avaient demandé un service de niveau 2 ne seraient pas lésés indûment par le nouveau service de niveau 1.

Décision

L'Office approuve la demande de Westcoast visant l'élimination du service interruptible de niveau 2.

7.2.2 Facteurs de charge hivernal et estival

Westcoast a recommandé que les droits applicables à son service interruptible soient conçus de manière à accroître la demande à l'égard de son service garanti. En outre, Westcoast a constaté que nombre d'expéditeurs de volumes garantis cherchent à utiliser toute capacité excédentaire que leurs contrats de transport garanti leur offrent pour leurs ventes interruptibles. Par conséquent, Westcoast a soutenu que les facteurs de charge utilisés pour le calcul des droits applicables au service interruptible ne devraient pas aboutir à l'établissement de droits si bas que Westcoast offrirait la capacité disponible aux expéditeurs de volumes interruptibles à meilleur marché qu'aux expéditeurs de volumes garantis.

Westcoast a proposé que les droits applicables à son service interruptible soient calculés, à un niveau équivalent à celui des droits applicables aux volumes garantis, à un facteur de charge de 75 % pour l'hiver et de 100 % pour l'été. Selon la société, cette hausse des facteurs de charge, lesquels étaient originalement de 60 % et 80 % respectivement, était justifiée suite à l'accroissement de la demande de service garanti sur le réseau. Westcoast a indiqué qu'elle avait d'abord préconisé un facteur de charge de 90 % pour les mois d'été, mais qu'elle avait ensuite opté pour un facteur de charge de 100 % en raison de la résolution adoptée par la majorité des membres du groupe de travail. Westcoast a reconnu que les droits recommandés étaient fortement subjectifs, qu'ils n'étaient pas le fruit d'une analyse quantitative.

COFI/Cominco étaient d'avis que l'abaissement des droits associés aux volumes interruptibles entraînerait une plus grande utilisation des installations de Westcoast, sans réduire les recettes. Ils ont appuyé l'application des facteurs de charge supérieurs qu'a proposés Westcoast aux fins du calcul des droits applicables aux volumes interruptibles. Cependant, COFI/Cominco se sont inquiétés du fait que Westcoast n'ait pas consulté les expéditeurs visés pour connaître leurs plans de renouvellement de leur demande contractuelle et leurs intentions advenant la modification des droits applicables aux volumes interruptibles. Ils ont donc prié instamment l'Office d'ordonner à Westcoast de lui fournir une analyse de l'incidence des nouveaux droits applicables aux volumes interruptibles sur la demande à l'égard du service interruptible.

BC Gas a soutenu que la structure des droits devrait être conçue pour permettre aux clients du service garanti d'obtenir par contrat des volumes garantis et aux clients du service interruptible d'obtenir des volumes interruptibles tout en maximisant les recettes associées aux volumes interruptibles pour le bénéfice des payeurs de droits du service garanti. BC Gas a proposé que les droits applicables au service interruptible de Westcoast soient calculés sur une base annuelle, à un facteur de charge de 75 %. Selon elle, rien ne prouve que l'abaissement proposé des droits applicables aux volumes interruptibles pendant les mois d'été aurait pour effet d'accroître les volumes de gaz interruptibles acheminés sur le réseau de Westcoast. Par conséquent, BC Gas a indiqué que cette mesure ne ferait que réduire les recettes provenant des volumes interruptibles au détriment des payeurs de droits du service garanti. Cependant, si l'Office était convaincu que l'abaissement des droits d'été se traduirait par la pénétration de marchés nouveaux, BC Gas appuierait le calcul des droits interruptibles à un facteur de charge de 90 %. BC Gas a indiqué qu'une hausse graduelle du facteur de charge utilisé pour calculer les droits applicables au service interruptible de Westcoast éviterait une hausse brutale du niveau des droits tout en tenant compte de l'accroissement de la demande à l'égard du service garanti de Westcoast.

Selon l'ASPIC, les droits applicables au service interruptible de Westcoast sont présentement trop élevés et découragent les clients éventuels du service interruptible d'acheter le gaz transporté par Westcoast. L'ASPIC est d'avis que cela s'est traduit par des ventes perdues pour les producteurs canadiens et par des pertes de revenu pour les expéditeurs de volumes garantis de Westcoast. L'ASPIC a également souligné que la demande à l'égard du service garanti et la capacité de Westcoast sont telles qu'il est très peu probable que les expéditeurs convertissent leurs demandes de service garanti en demandes de service interruptible si les droits applicables aux volumes interruptibles sont réduits. Étant donné ces facteurs, l'absence de capacité garantie et la possibilité que la capacité réservée aux livraisons interruptibles disponible soit limitée, l'ASPIC a proposé que les droits applicables aux volumes interruptibles soient abaissés. Elle a recommandé en outre que les droits applicables au service interruptible de niveau 1 soient calculés selon un facteur de charge de 100 % pour toute l'année et que les droits applicables au niveau 2 soient établis à un niveau légèrement inférieur à celui du niveau 1 en hiver. Selon l'ASPIC, les droits ainsi calculés encourageraient une utilisation maximale du réseau de Westcoast et permettraient aux producteurs canadiens d'attirer des clients tant américains que canadiens pour les volumes interruptibles.

CanWest a déclaré qu'étant donné la capacité réservée aux livraisons garanties assujetties à des contrats sur le réseau de Westcoast, les droits applicables aux volumes interruptibles devraient être abaissés, mais le facteur de charge appliqué dans ce cas ne devrait pas excéder 100 %. CanWest a appuyé la perception de droits applicables aux volumes interruptibles qui seraient calculés à un facteur de charge de 90 % en été et de 75 % en hiver.

Dans son témoignage, l'APC a affirmé qu'elle ne s'opposait pas aux facteurs de charge proposés par Westcoast aux fins du calcul des droits applicables aux volumes interruptibles.

Opinion de l'Office

Même si aucun intervenant n'a prouvé hors de tout doute que la réduction des droits applicables aux volumes interruptibles entraînerait un accroissement de la demande à l'égard de ces volumes, l'Office continue de croire que des droits saisonniers bien structurés peuvent encourager une utilisation plus efficace du réseau de Westcoast. L'Office constate aussi qu'en général, les parties intéressées préconisent le maintien de droits saisonniers pour les volumes interruptibles.

L'Office est d'avis qu'étant donné que presque toute la capacité excédentaire qui était enregistrée sur le réseau de Westcoast l'an dernier est maintenant assujettie à des contrats visant des livraisons garanties, il est moins probable que la réduction des droits interruptibles se traduise par le remplacement de volumes garantis par des volumes transportés sur une base interruptible. L'Office souligne aussi que même si les intervenants ont divergé d'opinion quant aux niveaux appropriés des droits applicables aux volumes interruptibles, ils ont tous recommandé l'abaissement des droits actuels. L'Office est convaincu qu'il conviendrait maintenant de réduire ces droits tout en maintenant un écart saisonnier.

Décision

L'Office a décidé que les droits applicables aux volumes interruptibles en été et en hiver doivent être calculés en fonction des droits applicables au service garanti rajustés à un facteur de charge de 75 % en hiver et de 100 %, en été. La période hivernale s'étend encore du 1^{er} novembre au 31 mars.

7.2.3 Calcul des droits applicables aux volumes interruptibles

Westcoast fait sienne la résolution adoptée par le groupe de travail relativement à la méthode de calcul des droits perçus par Westcoast. Pour l'année d'essai 1991, Westcoast continuerait d'énoncer ses droits applicables aux volumes garantis sur une base brute et de calculer ses droits applicables aux volumes interruptibles, aussi sur une base brute. Cependant, la société accorderait à ses clients du service garanti des crédits mensuels équivalant à un douzième de la prévision des recettes associées aux volumes interruptibles par zone. Tout écart entre les recettes prévues et réelles serait comptabilisé dans un compte de report et ajouté ou soustrait du coût du service de l'année d'essai 1992. Le groupe de travail a convenu que, pour l'année d'essai 1992, Westcoast devrait recourir à la méthode de calcul net itératif à la fois pour le service garanti et le service interruptible.

BC Gas a indiqué qu'aux termes du décret en conseil 953 de la province de la Colombie-Britannique, elle pourrait être lésée sur le plan financier si l'Office décidait de modifier la méthode de calcul des droits de Westcoast avant le 30 septembre 1991. Par conséquent, elle a appuyé le maintien de la méthode de calcul fondée sur le coût brut. BC Gas a cependant souligné que la résolution adoptée par le groupe de travail a dissipé ses craintes pour ce qui est de la période pendant laquelle elle sera assujettie au décret en conseil précité. Elle a donc appuyé la solution de compromis du groupe de travail relativement à la question des droits bruts par rapport aux droits nets. Elle a également souligné que toutes les autres parties à l'instance RH-1-90 ont souscrit à ce compromis.

Opinion de l'Office

L'Office constate que la solution proposée par le groupe de travail concernant les droits bruts par rapport aux droits nets a été appuyée ou n'a pas été contestée par les intervenants à la présente audience et qu'elle dissipe vraiment les inquiétudes de BC Gas face à l'adoption éventuelle de la méthode de calcul net itératif en 1991. L'Office est d'avis que la solution de compromis du groupe de travail est raisonnable et compatible avec la position de l'Office exposée dans les Motifs de décision RH-1-89 applicables à Westcoast, à savoir que les droits nets sont préférables aux droits bruts en raison de la certitude rattachée aux droits nets et qu'ils allégeront le fardeau administratif de Westcoast et de ses expéditeurs quant à la facturation.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de continuer d'énoncer ses droits applicables aux volumes garantis sur une base brute et de calculer ses droits applicables aux volumes interruptibles sur la même base pour l'année d'essai 1991. Cependant, Westcoast doit accorder à ses clients du service garanti des crédits mensuels équivalant au douzième de la prévision des recettes associées aux volumes interruptibles par zone. Tout écart entre les recettes prévues et réelles provenant des ventes interruptibles doit être comptabilisé dans un compte de report, ainsi

que les frais financiers afférents calculés sur une base mensuelle à un taux égal au douzième du rendement annuel approuvé sur la base des taux. Les montants différés et les frais financiers devront être déposés à la prochaine audience sur les droits afin qu'on décide de leur issue.

L'Office souligne aussi que la résolution adoptée par le groupe de travail précise que, pour l'année d'essai 1992, Westcoast devrait demander à l'Office l'autorisation de calculer ses droits applicables aux volumes garantis et interruptibles selon la méthode de calcul net itératif. Par conséquent, il s'attend à ce que Westcoast lui demande l'autorisation de recourir à cette méthode pour le calcul des droits proposés pour l'année d'essai 1992.

7.3 Droits inter-zones

Le contrat de vente de gaz à long terme liant Westcoast à BC Gas expirera le 1^{er} novembre 1991. BC Gas entend profiter de l'occasion pour obtenir ses approvisionnements dans le contexte actuel de déréglementation à des prix plus compétitifs. Elle envisage donc d'acheter du gaz auprès d'autres sources, y compris les États-Unis.

BC Gas estime que pour que l'accès aux sources de gaz américaines soit possible, il faudrait concevoir un nouveau droit applicable au réseau de Westcoast. BC Gas a expliqué que l'acheminement, sur le réseau de Westcoast, de volumes de gaz de provenance américaine, de la frontière internationale à son point de livraison du Lower Mainland près de Huntingdon en Colombie-Britannique, constituerait à son avis une livraison en aval plutôt qu'un détournement en amont, et donc nécessiterait qu'on développe un droit approprié. BC Gas a proposé que les droits applicables aux services de livraisons garantis et interruptibles associés à cet acheminement devraient correspondre à l'écart entre les droits de transport au Sud jusqu'au point de livraison du Lower Mainland de BC Gas et les droits de transport au Sud jusqu'à la frontière américaine.¹

Westcoast ne s'oppose pas au service de livraison à contre-courant proposé par BC Gas, mais elle est d'avis que les droits inter-zones demandés par BC Gas sont inutiles. Westcoast a déclaré que l'approche que BC Gas semblait proposer est un échange de gaz qui aurait deux composantes distinctes. La première serait le détournement en amont au point de livraison du Lower Mainland de BC Gas de gaz qu'une tierce partie aura livré au réseau de Westcoast et qui autrement aurait été acheminé vers le marché à l'exportation. La deuxième composante serait la livraison par BC Gas d'un volume de gaz équivalent en énergie provenant d'une source américaine au réseau de Northwest Pipeline Corporation («Northwest»). Westcoast a indiqué qu'elle n'était pas habilitée à dérouter le gaz destiné à l'exportation sans le consentement de ces tierces parties. L'autre contrainte mentionnée est l'incapacité pour Northwest de livrer du gaz à Westcoast, à Huntingdon. N'ayant aucun contrôle sur le gaz qui serait livré à Northwest en remplacement du gaz dérouteré, Westcoast s'est dite préoccupée du fait que, après avoir dérouteré du gaz, elle ne saurait pas vraiment si elle pourra rencontrer ses obligations contractuelles, au chapitre des livraisons en aval, envers les expéditeurs desservant les marchés d'exportation.

¹ Westcoast a estimé que les droits applicables aux volumes garantis sous le régime proposé par BC Gas comprendraient des frais mensuels liés à la demande de 32¢ le millier de mètres cubes ($0,9¢/10^3\text{pi}^3$), sans frais liés au produit, et que les droits applicables aux volumes interruptibles seraient de $1,1¢/10^3\text{m}^3$ ($0,04¢/10^3\text{pi}^3$) à un facteur de charge de 100 % (pièce B-10, Réponse à la demande de renseignements 57(e) de l'ONE)

Selon Westcoast, BC Gas devrait négocier directement avec les expéditeurs à l'exportation des échanges de gaz semblables à l'entente visant la livraison de gaz à partir de l'installation de stockage Jackson Prairie située dans l'État de Washington. Westcoast a souligné que BC Gas peut dès maintenant conclure ce genre d'entente sans avoir à modifier ses droits et son tarif. Même si Westcoast n'a pas contesté la méthode de calcul des droits proposée par BC Gas, elle était d'avis que le service d'échange demandé constituait une question contractuelle et non tarifaire.

Westcoast a déclaré que pour procéder à un échange de gaz avec Northwest, elle devrait conclure une entente qui la protégerait si BC Gas ne respectait pas son engagement à livrer le gaz en aval, aux États-Unis. Westcoast a reconnu qu'elle pourrait conclure une entente qui la protégerait des conséquences de ces risques commerciaux. Cependant, comme d'après Westcoast, ces échanges de gaz constituent une modalité contractuelle et non une question de transport, la société juge qu'en son rôle restreint au transport, elle ne devrait pas participer à des échanges de gaz pour le bénéfice de ses clients.

En dernier lieu, Westcoast a fait valoir que bientôt, elle offrira seulement des services de transport et n'exercera plus aucun contrôle sur la quantité de gaz acheminé sur son réseau. Par conséquent, elle ne pourra pas assurer les échanges de gaz sur une base garantie telle que demandé par BC Gas.

Faisant écho aux préoccupations soulevées par Westcoast, BC Gas a souligné que des détournements de gaz se font présentement sur le réseau de Westcoast, à l'usine de LGN McMahon, sans que la société ait demandé le consentement préalable des expéditeurs. Par ailleurs, Westcoast transporte le gaz de l'usine McMahon à l'installation de stockage Aitken Creek ce qui démontre, d'après BC Gas, que des livraisons à contre-courant se font sur le réseau de Westcoast là où les installations peuvent acheminer le gaz dans une direction seulement.

BC Gas a affirmé qu'au lieu de recourir à un droit applicable aux livraisons à contre-courant, elle pourrait aménager une interconnexion avec Northwest. Elle a soutenu que la construction de cette canalisation coûterait environ 1 million de dollars et pourrait s'avérer une option à long terme viable à défaut de l'instauration de droits de transport inter-zone. BC Gas a besoin d'un service fiable à long terme qui, selon elle, est difficile à assurer au moyen des échanges contractuels en cours étant donné le nombre actuel de contrats de transport de courte durée sur le réseau de Westcoast.

Selon l'APC, BC Gas devrait négocier des échanges de gaz directement avec les expéditeurs de la Colombie-Britannique. Elle est d'avis que l'approche contractuelle est plus simple et protège toutes les parties touchées directement ou indirectement par ces échanges.

COFI/Cominco et l'ASPIC ont appuyé la proposition mise de l'avant par BC Gas car elle améliorerait la souplesse et la concurrence. À leur avis, les obstacles mentionnés par Westcoast sont exagérés, et celle-ci pourrait se protéger contre toute poursuite advenant, ce qui est peu probable, que le gaz de remplacement, après le détournement, ne soit pas livré à Northwest par BC Gas. L'ASPIC a souligné qu'exception faite des livraisons à contre-courant sur l'embranchement Gordondale, il faut recourir aux échanges de gaz pour les livraisons à contre-courant sur le réseau de Westcoast. Par conséquent, l'ASPIC partageait l'opinion de Westcoast à savoir que le service demandé par BC Gas ne pourrait être offert que sur une base interruptible. L'ASPIC a affirmé que les livraisons à contre-courant et les échanges de gaz étaient pratique courante dans l'industrie et s'imposaient pour assurer l'efficacité opérationnelle à long terme du gazoduc de Westcoast. COFI/Cominco ont proposé que l'Office ordonne à Westcoast de déposer des modalités générales selon lesquelles le service de livraison à contre-courant demandé par BC Gas pourrait être assuré.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que le service de livraison à contre-courant inter-zones demandé par BC Gas devrait être offert sur le réseau de Westcoast. Il contribuerait à diversifier les possibilités d'approvisionnement offertes aux clients de Westcoast, objectif souhaitable dans un marché déréglementé.

Même si la prestation de ce nouveau service obligera Westcoast à conclure des ententes de substitution et d'échange de gaz, cela n'est pas incompatible avec son rôle de transporteur. En théorie, les livraisons à contre-courant et les échanges sont des mécanismes qui permettent l'acheminement du gaz. En pratique, le réseau de Westcoast se prête présentement à des livraisons à contre-courant. Par exemple, l'on considère qu'il y a acheminement de gaz de l'usine McMahon à l'installation de stockage Aitken Creek et de l'usine Fort Nelson à Gordondale. L'Office reconnaît que pour ces livraisons à contre-courant, Westcoast exerce un contrôle sur les points de départ et d'arrivée de ces échanges, soit le détournement en amont et le remplacement en aval du gaz destiné à remplacer le gaz dérouté. Néanmoins, le gaz est dérouté sans l'autorisation des tierces parties (expéditeurs) qui ont injecté ce gaz dans le réseau. Cette autorisation est superflue dans la mesure où Westcoast livre la quantité de gaz prévue au contrat au point de livraison en aval. Westcoast est en mesure de corriger tout déséquilibre éventuel en s'assurant que le gaz de remplacement est disponible en aval au moyen des contrats qu'elle négocie avec l'expéditeur qui offre le gaz à des fins de livraison à contre-courant.

Pour exercer un contrôle comparable sur les livraisons à contre-courant depuis Huntingdon, Westcoast devrait passer des contrats avec Northwest pour assurer l'égalité entre la quantité de gaz livré à Northwest et celle détournée en amont par Westcoast. D'après les données existantes, on ne saurait affirmer que cette possibilité a été examinée, mais Westcoast a indiqué qu'elle pourrait négocier des échanges avec Northwest.

L'autre solution proposée - la construction d'un pipeline d'interconnexion pour relier le réseau de Northwest à celui de BC Gas - serait de toute évidence une duplication inutile si le service de livraison à contre-courant peut être assuré avec les installations existantes de Westcoast. À cet égard, il est vrai que le gaz peut être livré à contre-courant si les bénéficiaires canadiens s'entendent avec des tierces parties pour autoriser le détournement de gaz sur le réseau de Westcoast en échange de gaz livré en aval au réseau de Northwest. Cependant, l'Office est également persuadé que Westcoast pourrait offrir ce service assez facilement à ses clients et ce, à plus long terme et avec une fiabilité supérieure.

Étant donné la configuration de l'interconnexion des réseaux Westcoast et Northwest, il est impossible de livrer le gaz du réseau de Northwest au réseau de Westcoast au point d'exportation de Huntingdon. Il s'ensuit que le gaz peut être livré à contre-courant dans la zone 4 de Westcoast seulement lorsque les volumes de gaz acheminés vers Huntingdon sur le réseau de Westcoast et les volumes de gaz acheminés sur le réseau de Northwest vers les points de réception en aval appropriés permettent qu'on considère que la livraison à Huntingdon a été effectuée. Il faut donc admettre que Westcoast ne peut pas offrir un service de livraison à contre-courant sur une base

garantie et qu'il faut s'attendre à des interruptions de service quand les conditions précitées ne sont pas réunies. En outre, tout contrat passé entre Westcoast et Northwest doit tenir compte des obligations contractuelles de Westcoast, soit livrer du gaz au réseau de Northwest au point d'exportation de Huntingdon. L'Office est d'avis qu'un tel contrat est réalisable. Il faut cependant se demander si Northwest est disposée à offrir un service de livraison à contre-courant à Huntingdon, et à quelles conditions. Le dossier sur cette question n'est pas complet et les parties en cause - Westcoast, Northwest et les clients intéressés - doivent avoir d'autres entretiens à ce sujet.

Pour toutes ces raisons, l'Office a déterminé qu'il est à la fois possible et souhaitable pour Westcoast d'assurer le service demandé, à condition de respecter les droits contractuels des autres expéditeurs. L'Office ordonnera à Westcoast d'assurer ce service, mais seulement si la société peut conclure avec Northwest une entente qui lui permettra de respecter ses obligations contractuelles envers les expéditeurs, soit la livraison de volumes garantis de gaz jusqu'au point d'exportation de Huntingdon. L'Office donnera donc à Westcoast l'occasion de négocier des ententes avec Northwest et de faire rapport à l'Office.

Si ces conditions peuvent être satisfaites et si le service peut être assuré, Westcoast soumettra à l'approbation de l'Office les modalités qu'elle pourrait proposer pour ce service. L'Office souligne qu'aucune partie ne s'est opposée au droit proposé par BC Gas, droit qui serait égal à la différence entre le droit de transport au Sud jusqu'au point de livraison de l'expéditeur et le droit de transport au Sud jusqu'au point de livraison pour exportation.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de déposer pour fins d'approbation, au plus tard le 30 avril 1991, les modalités qu'elle proposerait pour un service de livraison à contre-courant dans la zone 4 - transport au Sud, ainsi qu'un tarif établissant les droits applicables à ce service conformément à la méthode proposée par BC Gas, ou d'indiquer pourquoi elle n'a pas réussi à négocier avec Northwest des contrats satisfaisants qui auraient permis à la mise en place de ce service de livraison à contre-courant.

Chapitre 8

Questions tarifaires

8.1 Modification de la procédure de mise en file d'attente de Westcoast et des critères d'accès pertinents

Historique

Durant l'audience GH-5-90, dont le but était d'instruire une demande déposée par Westcoast en vue de l'agrandissement de l'usine McMahon, l'APC a fait valoir que la procédure de mise en file d'attente de Westcoast donnait lieu à certaines injustices. Plus précisément, l'APC a signalé que Westcoast avait radié de la file d'attente les demandes de service présentées par des expéditeurs éventuels incapables de s'engager à un contrat de service de dix ans à l'appui de l'agrandissement de l'usine McMahon, ou non enclins à le faire. L'APC estimait que la procédure en vigueur permettait aux expéditeurs disposés à signer un contrat de dix ans de passer avant ceux qui ne pouvaient ou ne voulaient pas signer un tel contrat.

Le 31 août 1990, l'Office, accédant à la demande de l'APC, a convenu d'examiner la procédure de mise en file d'attente et les critères d'accès applicables (Queuing Procedure and Access Criteria) de Westcoast dans le cadre de l'audience RH-1-90 sur les droits.

Position des parties

Pour simplifier l'audience, Westcoast, avec l'aide et la collaboration des parties intéressées ayant déposé des propositions de mise en attente, a dressé une liste comparative illustrant la façon dont Westcoast interprète la procédure de mise en file d'attente et les deux options présentées par l'ASPIC et l'APC. Voir le tableau 8-1.

Tableau 8-1

Comparaison entre la procédure actuelle et les options proposées

Pré-expansion	Contrats de dix ans signés	Projet approuvé			Projet rejeté		
		File après approbation ¹			File après rejet		
		Westcoast	ASPIC	APC	Westcoast	ASPIC	APC
A	—	B*	B*	B*	B	A	A
B	B*	C*	C*	C*	C	B	B
C	C*	E*	E*	E*	E	C	C
D	—	F**	F**	A	F	D	D
E	E*	H**	H**	D	H	E	E
F	F**		A	F**	—	F	F
G	—		D	G	—	G	G
H	H**		G	H**	—	H	H

¹ File d'attente, après approbation et avant date de mise en service de l'usine agrandie. B, C et E seraient radiés une fois l'usine en service.

* Ayant signé des contrats de dix ans et obtenu une partie de la capacité de l'usine.

** Ayant signé des contrats de dix ans, mais sans obtenir une partie de la capacité de l'usine.

Source: pièce B-17.

À l'exception de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA»), toutes les autres parties ayant pris position au sujet de la question de la file d'attente ont appuyé la proposition de l'ASPIC.

Westcoast a fait valoir qu'avant de déposer sa demande relativement à l'agrandissement de l'usine McMahan, elle avait offert aux expéditeurs éventuels figurant dans la file d'attente d'origine de l'usine la possibilité de conclure des contrats de service à long terme, cela afin de disposer de la base contractuelle nécessaire à ce projet d'expansion. Les expéditeurs n'ayant pas signé et retourné les contrats de service offerts par Westcoast ont été radiés de la file d'attente de l'usine McMahan. Ce faisant, Westcoast s'était fondée sur son interprétation de son propre tarif, plus particulièrement de l'alinéa (g) de sa Procédure de mise en file d'attente et des critères d'accès, en vertu de laquelle, entre autres, un expéditeur éventuel n'ayant pas signé et retourné à Westcoast le contrat de service dans les 21 jours de sa réception sera radié de la file d'attente.

Les expéditeurs éventuels ayant signé et retourné un contrat de service mais n'ayant pas obtenu une partie de la capacité de l'usine McMahan à la suite de son agrandissement (c'est-à-dire les expéditeurs F et H du tableau qui précède) ont été maintenus en file, à la suite de ceux qui ont obtenu une partie de la capacité de l'usine (ceux des groupes B, C et E).

Westcoast a déclaré que la question de la modification de sa procédure de mise en file d'attente avait été soulevée devant le groupe de travail sur les droits et le tarif. Par suite des discussions de ce groupe, Westcoast a convenu de modifier sa procédure. Elle a adopté la proposition de l'ASPIC illustrée au tableau qui précède. L'ASPIC a proposé que tous les expéditeurs éventuels retiennent leur rang en file d'attente jusqu'à ce que l'approbation officielle soit donnée en vue de l'agrandissement, la file devant alors être remaniée en ordre descendant, comme suit:

- a) les expéditeurs ayant signé un contrat de service garanti de dix ans et à l'intention desquels l'usine est agrandie (groupes B, C et E);
- b) les expéditeurs ayant signé un contrat de service garanti de dix ans mais dont les besoins ne servaient pas à étayer le projet d'agrandissement (groupes F et H); et
- c) les expéditeurs n'ayant pas signé de contrat de service garanti de dix ans (groupes A, D et G), placés dans l'ordre de réception de leur demande de service par Westcoast.

L'ASPIC et Westcoast ont soutenu que tous les expéditeurs éventuels ayant signé un contrat de service garanti à long terme étayant l'agrandissement d'une usine devraient jouir d'un rang supérieur, bien que cette dernière ne leur permette pas nécessairement de recevoir le service. À leur avis, cette démarche est justifiée par le fait que la signature d'un contrat à long terme manifeste d'un engagement sérieux à l'égard du réseau de Westcoast.

CanWest a soutenu que, bien que ni l'une ni l'autre des options de l'ASPIC et de l'APC n'est supérieure à l'autre, il serait raisonnable d'adopter celle de l'ASPIC car elle a été acceptée par la majorité des membres du groupe de travail, y compris Westcoast elle-même. CanWest a aussi soutenu que les expéditeurs éventuels auxquels on a promis une partie de la nouvelle capacité doivent avoir un accès privilégié à toute capacité devenant disponible avant la mise en service des installations agrandies.

L'ASPIC a soutenu qu'il existait une certaine confusion chez les parties au moment de l'audience portant sur l'agrandissement de l'usine McMahan au sujet des règles de mise en attente à appliquer à la nouvelle capacité. C'est pourquoi la décision de l'Office en la matière devrait être appliquée rétroactivement, afin qu'elle touche la file d'attente d'origine de McMahan. L'ASPIC remettrait en bout de file les expéditeurs n'ayant pas signé de contrats de service garanti de dix ans à l'appui de ce projet d'agrandissement.

Westcoast a fait savoir qu'elle n'estimait aucunement que les modifications à la file d'attente résultant de la décision de l'Office doivent s'appliquer à la file d'origine de l'usine McMahan.

Dans son argumentation finale, Westcoast a annoncé qu'une petite proportion de la capacité existante serait disponible à l'usine McMahan à compter du 1^{er} novembre 1990 et donc susceptible d'être allouée aux entreprises en file d'attente à McMahan, et demandé à l'Office de rendre sa décision dans les meilleurs délais afin que cette capacité puisse être offerte aussitôt que possible.

L'APC estimait que l'interprétation de la procédure de mise en file d'attente faite par Westcoast était injuste parce qu'elle permettait aux expéditeurs ayant signé des contrats de service garanti à long terme, mais auxquels on n'avait pas offert une partie de la capacité nouvelle (ceux des groupes F et H), de remonter la file d'attente en signant des contrats de dix ans. L'APC a soutenu que le fait de demander à un expéditeur éventuel d'accepter un service différent de celui qui a été demandé dans la

formule de demande, afin qu'il conserve sa place en attente, était contraire à l'alinéa (i)¹ de la procédure de Westcoast. L'APC estimait que le principe général, «premier arrivé, premier servi», doit être suivi et que seuls les expéditeurs ayant signé des contrats de service à long terme étayant effectivement l'agrandissement en cause doivent avoir droit de remonter la file.

L'APC, pour sa part, estimait que lorsque l'installation reçoit l'approbation officielle, la file d'attente, s'il en est, doit être remaniée de sorte que les expéditeurs éventuels ayant signé des contrats à long terme étayant effectivement l'agrandissement en cause (groupes B, C et E) passent en tête de file. Rien d'autre ne changerait. Ceux des groupes F et H, dont les contrats de service à long terme signés n'ont pas servi à justifier l'agrandissement, maintiendraient leur position relative dans la file, en fonction de la date et de l'heure de la réception et d'acceptation, par Westcoast, de leur demande de service initiale.

L'APC a reconnu qu'il se peut qu'un expéditeur éventuel ayant fait partie à l'origine de la justification de l'agrandissement soit incapable de remplir ses obligations contractuelles à l'égard de Westcoast. Par conséquent, il se peut qu'il n'y ait pas assez d'engagements au service à long terme pour justifier l'agrandissement. L'APC a donc préconisé le recours à des ententes précédents demeurant en vigueur jusqu'à la mise en service des nouvelles installations. L'APC estimait qu'une telle solution, comme première mesure, permettrait d'atteindre un meilleur équilibre entre les visées et les engagements de Westcoast comme des expéditeurs éventuels. L'APC estime que les ententes précédents doivent être offertes à tous les expéditeurs éventuels, que leur demande fasse ou non partie de la justification de l'agrandissement. L'entente précédent, signée et retournée à Westcoast, engagerait l'expéditeur signataire pour la durée minimale stipulée par Westcoast, si la capacité devenait disponible du fait qu'un expéditeur dont les volumes faisaient partie de la justification de l'agrandissement se trouvait incapable de remplir ses obligations contractuelles.

À l'appui de sa position, l'APC a signalé que les positions des parties à l'instance RH-1-90 ne sont pas tellement distantes en ce qui concerne la mise en file d'attente, la différence fondamentale étant celle-ci : l'APC estime que l'expéditeur ne doit monter en file que s'il a signé un contrat de service garanti à long terme sur lequel repose l'agrandissement proposée.

L'APC a fait valoir que la décision de l'Office au sujet de la mise en file d'attente doit s'appliquer à la file de l'usine McMahan et que cette file doit être réorganisée en fonction de sa proposition.

Dans son argumentation finale, la CCPA a appuyé la proposition de l'APC parce qu'elle juge cette dernière la plus juste et la plus équitable. D'après la CCPA, l'accès à la file d'attente d'un expéditeur ou sa faculté de maintenir son rang ne doivent pas dépendre de la signature d'un contrat de service garanti à long terme si les modalités d'une telle convention reflètent ce que Westcoast juge nécessaire afin d'assurer le financement d'un projet d'agrandissement quelconque et la sauvegarde de l'intégrité financière de ses installations dans leur ensemble.

La CCPA a également appuyé le principe de la mise en file d'attente en fonction de la durée des contrats, mais elle estime que le groupe de travail devrait examiner cet aspect avant que l'on ne demande à l'Office de faire en sorte que la procédure de mise en attente soit ainsi modifiée.

¹ D'après cet alinéa, si la capacité ou la durée de service offertes à un expéditeur ne sont pas ce qui a été demandé, celui-ci est libre d'accepter le service et de conserver sa place en attente pendant la durée du service ou de refuser le service, sans perdre sa place en attente.

Toutes les parties qui ont pris position à ce sujet estimaient que lorsqu'un expéditeur éventuel se voit offrir un service qui correspond exactement, entre autres, au volume et à la durée indiqués dans sa demande, et que cet expéditeur refuse ce service lorsqu'il est offert, il doit être radié de la file. C'est d'ailleurs ce que prévoit la procédure actuelle de Westcoast. En revanche, ces parties ne sont pas d'avis que l'expéditeur doive être radié si le service ainsi offert n'est pas exactement ce qui a été demandé.

Les parties estimaient que si la demande visant les installations était rejetée, la file d'attente devrait être remise dans l'ordre d'origine, avant que Westcoast demande aux expéditeurs de signer des contrats à long terme.

Opinion de l'Office

L'Office convient avec l'APC et la CCPA du fait que la file d'attente doit fonctionner selon le principe «premier arrivé, premier servi», principe que traduit l'alinéa (h) de la procédure de Westcoast¹. Ce principe revient à l'alinéa (i), déjà cité, qui permet à un expéditeur de conserver son rang jusqu'à ce que la capacité et la durée demandées soient disponibles. La confusion que fait naître un projet d'agrandissement vient de cette disposition de l'alinéa (i) et de la disposition contraire de l'alinéa (g), qui permet à Westcoast de radier un expéditeur qui n'accepte pas la durée contractuelle minimale établie par Westcoast aux fins de l'agrandissement. Pour éliminer cette ambiguïté, l'Office estime qu'il convient de modifier la démarche applicable de mise en attente lors d'un agrandissement.

L'essentiel de la question consiste à déterminer si un expéditeur éventuel ayant signé un contrat de service garanti à long terme, mais dont la demande de service ne sert pas à étayer une demande portant sur l'agrandissement d'installations, doit jouir d'un rang plus favorable en file d'attente que les expéditeurs qui ne veulent pas ou ne peuvent pas signer de tels contrats lorsque Westcoast leur demande.

Bien que l'Office soit du même avis que les parties ayant fait valoir que la signature d'un contrat de service garanti à long terme témoigne d'un engagement ferme de la part d'un expéditeur à l'égard d'un réseau et plus particulièrement à l'égard de l'expansion, il n'estime pas que cet engagement doive conférer un rang supérieur en file à tous les expéditeurs qui en ont signé. Seuls les expéditeurs devant jouir de la capacité additionnelle rendue disponible par l'agrandissement doivent passer en tête. De plus, la file d'attente ne doit être remaniée que si l'Office approuve le projet.

Bien que l'Office estime que Westcoast devrait conserver le droit de fixer la durée minimale des contrats de service étayant une proposition d'agrandissement, afin de garantir son financement et de protéger l'intégrité financière de son réseau entier, il ne croit pas que les expéditeurs éventuels qui ne veulent pas ou ne peuvent pas s'engager à la durée minimale doivent être relégués en bout de file. Ils doivent conserver leur rang par rapport à ceux dont les volumes n'ont pas servi à justifier le projet d'agrandissement, en fonction de la date de la demande de service.

¹ Selon cet alinéa, sous réserve des dispositions de l'alinéa (g), le rang de l'expéditeur éventuel ne doit nullement être touché par le volume, la date de début du service, sa durée ou la distance de transport.

Il est donc logique de ne pas faire avancer vers la tête de file les expéditeurs qui ont effectivement signé des contrats de service garanti à long terme, mais à qui l'on a pas offert de service; ces expéditeurs doivent conserver leur rang, en fonction de la date de leur demande de service.

Cette modification de la mise en file d'attente ne doit pas être interprétée de sorte qu'un expéditeur puisse rester indéfiniment en file d'attente. L'expéditeur qui refuse de signer un contrat de service garanti, conforme en tous points à sa demande, dans les 21 jours de sa réception, doit être radié. L'alinéa (f) prévoit cette mesure et doit rester en vigueur.

L'Office a examiné la proposition de l'APC, selon laquelle Westcoast devrait offrir aux expéditeurs éventuels des ententes précédents au lieu de contrats de service garanti, comme étape provisoire de l'accès à la capacité contractuelle. L'Office a étudié les modalités des contrats de service garanti en vigueur chez Westcoast et noté qu'ils ressemblent beaucoup, du point de vue de leur objet, à des ententes précédents. L'Office ne croit pas qu'il y ait suffisamment de différence entre les contrats de service garanti de Westcoast et la convention précédente pour justifier la modification. Par conséquent, il n'ordonnera pas à Westcoast de modifier cet aspect de sa procédure de mise en file d'attente.

L'Office a considéré la recommandation de la CCPA à l'effet de structurer les files d'attente futures de Westcoast en fonction de l'année du contrat. L'Office convient avec la CCPA de ce qu'il soit préférable de laisser d'abord le groupe de travail aborder cette question, afin qu'il puisse cerner tout problème que pose le régime actuel et déterminer si la proposition de la CCPA permettrait d'y remédier, avant que la question ne soit déposée lors d'une instance future. Aucune preuve à cet effet n'a été produite au cours de l'instance.

En ce qui a trait à la file d'attente de l'usine McMahon, l'Office estime que le conflit entre les dispositions actuelles cause de la confusion au moment d'une demande portant sur un agrandissement. Pour y remédier, l'Office juge que dans un but d'équité, la file d'attente devra être remaniée conformément à sa décision.

Décision

Westcoast doit modifier sa procédure actuelle de mise en file d'attente afin qu'elle reflète les opinions énoncées par l'Office dans la présente¹. Westcoast doit soumettre à l'Office pour approbation, et aux parties intéressées à l'instance RH-1-90, les modifications qu'elle envisage apporter à sa procédure de mise en file d'attente et aux critères d'accès applicables et ce, au plus tard le 18 janvier 1991.

¹ Aux fins de l'application de l'alinéa 3(iii) de l'ordonnance TG-2-91, les modifications apportées pour donner suite à la présente décision sont entrées en vigueur le 27 décembre 1990, date à laquelle l'Office a fait connaître sa décision concernant la mise en file d'attente du transport.

En outre, Westcoast doit faire un sondage auprès des expéditeurs éventuels radiés de la file d'attente de l'usine McMahon. Ceux qui veulent en faire partie de nouveau devront avoir le même rang que si les dispositions de la présente décision avaient été suivies lors de l'établissement de la file d'attente, au moment de la demande visant l'agrandissement de l'usine McMahon.

Toute modification à la procédure de mise en file d'attente et aux critères d'accès qui font partie du tarif de Westcoast faite pour donner suite à la présente décision entrera en vigueur à la publication de cette décision.

8.2 Délai d'avis pour le renouvellement des contrats

Westcoast a demandé à l'Office d'approuver une modification de l'article 2 de ses modalités générales applicables au service¹ de sorte que le délai d'avis écrit de six mois que les expéditeurs doivent envoyer à Westcoast s'ils souhaitent renouveler leurs contrats de service garanti soit porté à dix-huit mois.

Westcoast a fait valoir que lorsqu'elle enregistre un excédent de capacité et qu'elle n'envisage donc pas l'expansion de ses installations, un délai d'avis de six mois peut convenir. Cependant, comme la plupart des tronçons de son gazoduc affichent une capacité restreinte, comme en témoignent les nombreuses files d'attente d'expéditeurs éventuels en quête de service, Westcoast a soutenu que dans ces circonstances, un délai de six mois ne lui donne pas le temps voulu pour planifier et construire de nouvelles installations. Elle doit disposer d'un délai suffisant pour déterminer, le cas échéant, la capacité supplémentaire requise, dresser les plans, obtenir le financement, déposer les demandes pertinentes auprès des organismes de réglementation compétents, commander le matériel et construire les installations. Étant donné que la création d'une capacité supplémentaire comporte toutes ces étapes, Westcoast estime qu'un délai de dix-huit mois est un délai minimum.

Même si Westcoast a reconnu qu'un délai d'avis de dix-huit mois ne supprimera pas en soi le risque que les installations agrandies soient sous-exploitées, ce risque sera plus facile à accepter. Westcoast a souligné que le passage à un délai de dix-huit mois ne pourrait pas se faire du jour au lendemain et, par conséquent, elle a proposé qu'advenant que l'Office retienne sa proposition, celle-ci pourrait entrer en vigueur le 1^{er} novembre 1992.

En réponse aux parties intéressées qui ont fait valoir qu'un délai d'avis de dix-huit mois serait superflu si elle avait consulté ses expéditeurs pour savoir s'ils avaient l'intention ou non de renouveler leurs contrats, Westcoast a indiqué qu'elle a environ 150 contrats de service et qu'elle s'efforce de parler à chacun des expéditeurs. Elle a cependant constaté que malgré ces efforts, ses expéditeurs ne sont pas enclins à révéler leurs intentions plus de six mois avant l'expiration de leurs contrats, tout simplement parce qu'ils ne sont pas tenus de le faire.

¹ L'Article 2.02 prévoit présentement que «sous réserve de l'article 2.03, un expéditeur qui a passé un contrat de service garanti a le droit de prolonger, de temps à autre, la durée de son contrat à condition d'une part, d'informer Westcoast, au moins six mois avant l'expiration de son contrat, qu'il souhaite prolonger son contrat de service et d'autre part, de prouver, à la satisfaction de Westcoast, au moment où il informe Westcoast, qu'il a soit un approvisionnement en gaz garanti, soit un marché garanti, relativement au gaz à être livré en vertu du contrat de service et, dans le cas d'un service garanti de transport pour fins de stockage, qu'il a une capacité de stockage garantie au réservoir en question».

Westcoast a allégué que les contrats d'un an renouvelables automatiquement à six mois d'avis sont effectivement des contrats perpétuels à long terme et que les expéditeurs seraient bien malvenus de conclure d'autres types de contrats. À titre d'exemple, Westcoast a cité le cas de BC Gas en laissant entendre que cette entreprise de service public pourrait se présenter devant la British Columbia Utilities Commission et prétendre qu'elle pourrait assurer un approvisionnement en gaz sûr et à long terme à ses principaux clients en vertu de contrats d'un an.

Westcoast a indiqué que l'instauration d'un délai d'avis de dix-huit mois n'aurait pas pour effet de supprimer les contrats de service de douze mois. Dans un exemple qu'elle a fourni à l'appui, un expéditeur déciderait le 1^{er} mai 1991 de renouveler ou non son contrat pour les années contractuelles débutant le 1^{er} novembre 1991 et le 1^{er} novembre 1992 de sorte qu'il donnerait un avis de six mois dans le premier cas et un avis de dix-huit mois dans le deuxième cas. Le 1^{er} mai 1992, il serait tenu de faire part de ses intentions pour l'année contractuelle débutant le 1^{er} novembre 1993 (soit dix-huit mois à l'avance). Ce processus se poursuivrait tant que l'expéditeur souhaite reconduire son contrat de service et cela signifie qu'à un moment donné, il est titulaire de deux contrats d'un an et doit faire part de ses intentions dix-huit mois avant l'expiration de ses contrats.

Toutes les parties intéressées, à l'exception de Westcoast, ont appuyé le maintien de l'avis de six mois et ont recommandé, par conséquent, le rejet de la requête de Westcoast.

BC Gas a préconisé le maintien de l'avis de six mois tout en reconnaissant que les circonstances futures pourraient commander un avis plus long.

L'APC a fait valoir que Westcoast doit continuer d'offrir à ses clients-service diverses formules de service de transport, y compris des contrats d'un an assortis d'un droit de renouvellement à six mois d'avis, de façon que le gaz provenant de la Colombie-Britannique conserve sa position concurrentielle sur les marchés intérieurs et les marchés d'exportation.

L'APC était d'avis que les meilleurs critères de viabilité d'un projet d'expansion sont la sécurité de l'approvisionnement en gaz et les marchés étayant le projet, et non la période de renouvellement. Elle estimait que les contrats à long terme devraient continuer d'étayer un projet d'expansion et qu'à la longue, les contrats à long terme pourraient refaire surface. L'APC n'était pas convaincue qu'un avis de dix-huit mois aiderait Westcoast à planifier son réseau et à l'agrandir.

CanWest a soutenu qu'un avis de dix-huit mois pourrait nuire à la compétitivité générale du gaz de la Colombie-Britannique sur les marchés d'exportation. Elle a en outre soutenu qu'étant donné que plusieurs contrats de service peuvent étayer un projet d'expansion, le risque de non-renouvellement d'un seul contrat est donc réparti entre tous les contrats. CanWest a également souligné que si on tient pour acquis que les marchés à desservir sont des marchés stables, le risque de non-renouvellement est diminué d'autant compte tenu que la capacité inutilisée serait immédiatement acquise par contrat par d'autres expéditeurs.

COFI/Cominco se sont opposés à l'instauration d'un délai d'avis de dix-huit mois en soulignant que si Westcoast avait exigé le délai additionnel de douze mois pour planifier et construire les nouvelles installations, elle aurait consulté officieusement ses clients-service, lesquels lui auraient révélé que la capacité actuelle et future sera encore assujettie à des contrats, à un facteur de charge élevé. COFI/Cominco ont plaidé en faveur de la souplesse que la période d'avis de six mois confère aux expéditeurs de Westcoast.

L'ASPIC croyait qu'il n'y avait pas lieu d'allonger le délai d'avis seulement pour avoir une meilleure garantie que les installations visées seraient utilisées et utiles. Elle a donc recommandé que l'Office encourage Westcoast à améliorer ses communications avec ses clients-service. Si après coup, Westcoast estime qu'elle serait plus en mesure de convaincre l'Office du bien-fondé d'un délai plus long, elle pourrait soulever la question dans une autre demande visant les droits.

Opinion de l'Office

L'Office partage l'avis des parties qui ont soutenu que la clause relative au délai de l'avis de six mois actuel devrait être maintenue pour le moment dans le cadre des diverses formules de transport et de service qui contribueront au maintien de la position concurrentielle du gaz de la Colombie-Britannique sur les marchés intérieurs et les marchés d'exportation.

Même si le court délai d'avis des renouvellements de contrat puisse compliquer les activités de planification de Westcoast et puisse ajouter au risque que les installations, une fois construites, soient sous-exploitées, l'Office n'est pas convaincu que l'adoption d'un délai de dix-huit mois réglerait le problème. Westcoast doit modifier son analyse de planification à long terme de façon à tenir compte de l'existence des contrats de courte durée. À cet égard, si Westcoast améliorerait ses échanges de renseignements avec ses clients-services, elle pourrait mieux évaluer l'approvisionnement à long terme et les marchés auxquels son réseau a accès. L'Office sait que Westcoast consulte présentement ses expéditeurs, mais il invite tant Westcoast que les expéditeurs à chercher des moyens d'améliorer l'acheminement de l'information.

Décision

L'Office confirme la disposition actuelle du tarif qui prévoit un délai d'avis de renouvellement de six mois dans le cas des contrats de service garanti. Il rejette donc la demande présentée par Westcoast.

Chapitre 9

Détermination finale du coût du service et des droits par Westcoast

L'Office n'a pas inclus, dans les présents motifs de décision, une base des taux, un coût du service ou des droits définitifs approuvés pour l'année d'essai 1991.

Par conséquent, Westcoast est tenue de réviser la base des taux moyenne, le coût du service et tous les barèmes connexes pour l'année d'essai 1991, en fonction des décisions de l'Office énoncées aux chapitres 3 à 8 inclusivement. Les barèmes révisés ainsi que les droits et tarifs doivent être déposés auprès de l'Office et signifiés aux parties intéressées. Des documents suffisamment détaillés doivent être déposés pour expliquer clairement chaque redressement et, le cas échéant, des tableaux et des documents de travail doivent être fournis à l'appui de l'explication.

Chapitre 10

Dispositif

Les chapitres précédents, ainsi que l'ordonnance TG-2-91, constituent nos motifs de décision et notre décision relative à cette affaire.

W.G. Stewart
Membre président

R. Priddle
Membre

R.B. Horner, c.r.
Membre

Annexe I

Ordonnance TG-2-91

En vertu de la Loi sur l'office national de l'énergie («la loi») et de ses règlements d'application;

Par suite d'une demande présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast») afin d'obtenir une ordonnance sur les droits et les tarifs en vertu de la partie IV de la Loi, demande modifiée déposée auprès de l'Office le 27 juin 1990 sous le numéro de dossier 1562-W5-18.

Devant:

W.G. Stewart
Membre président

R. Priddle
Membre

Le jeudi 10 janvier 1991.

R.B. Horner, c.r.
Membre

Attendu:

que dans la version modifiée d'une demande qu'elle a présentée en date du 27 juin 1990, Westcoast a demandé à l'Office de délivrer une ordonnance, conformément à la partie IV de la Loi, établissant des droits justes et raisonnables que la société peut exiger à compter du 1^{er} janvier 1991 pour les services de transport de gaz brut, de traitement et de transport de gaz résiduel qu'elle fournit et révoquant tout droit existant incompatible avec les droits justes et raisonnables ainsi établis;

que Westcoast a demandé que l'Office approuve des méthodes et des comptes de report connexes aux fins de la comptabilité et de l'établissement des droits;

que l'Office, par l'ordonnance TGI-5-90 a approuvé provisoirement les droits que Westcoast peut exiger à compter du 1^{er} janvier 1991;

que l'Office a entendu la preuve et les plaidoiries de Westcoast et de tous les intervenants relativement à la demande, à l'audience publique tenue conformément à l'ordonnance RH-1-90 qui a débuté à Vancouver le 10 octobre 1990;

que les décisions de l'Office relativement à la demande sont énoncées dans les Motifs de décision RH-1-90 datés de janvier 1991 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ:

1. Que Westcoast calcule les nouveaux droits conformément aux décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-90 et dans la présente ordonnance et qu'elle dépose auprès de l'Office et signifie à tous les intervenants à l'audience relative à cette demande les nouveaux tarifs dans lesquels ces nouveaux droits sont énoncés.
2. Que Westcoast, à des fins de comptabilité, de conception des droits et de tarifs, applique des modalités conformes aux décisions de l'Office énoncées dans les Motifs de décision RH-1-90 et la présente ordonnance.

3. (i) Que les droits autorisés par le paragraphe 1 de la présente ordonnance entrent en vigueur le 1^{er} mars 1991.
- (ii) Que l'ordonnance provisoire TGI-5-90 et les droits autorisés en vertu de cette ordonnance soient révoqués à compter du 1^{er} mars 1991.
- (iii) Qu'à moins de directives contraires dans les décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-90, les modifications autorisées du tarif de Westcoast, y compris des modalités générales applicables aux ventes et au service, entrent en vigueur le 1^{er} mars 1991.
4. (i) Que pour les services facturés conformément aux droits autorisés par l'ordonnance provisoire TGI-5-90, Westcoast calcule à nouveau les droits en fonction des droits autorisés par la présente ordonnance et rembourse ou impute aux expéditeurs concernés la différence, ainsi que les frais financiers afférents, en fonction du taux de rendement sur la base de taux approuvé par l'Office.
- (ii) Que pour les services qui ont été ou qui peuvent être rendus avant le 1^{er} mars 1991, mais qui ne sont pas encore facturés, Westcoast facture ces services selon les droits autorisés par la présente ordonnance comme si les droits autorisés par celle-ci avaient été en vigueur pendant la période pertinente.
5. Que les dispositions des tarifs et des droits de Westcoast, ou une partie de celles-ci, qui vont à l'encontre des Motifs de décision RH-1-90 datés de janvier 1991 ou de la présente ordonnance soient révoqués à compter du 1^{er} mars 1991 à moins d'une directive contraire dans les décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-90.

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,
Marie Tobin

Annexe II

Liste des questions

Pièce jointe 1

Annexe I de l'ordonnance RH-1-90

LISTE DES QUESTIONS

Outre les questions examinées habituellement qui relèvent de la partie IV de la Loi sur l'ONE, soit la base des taux, le coût du service et le taux de rendement, l'Office entend examiner, entre autres, les questions suivantes à l'audience :

1. Nouveaux comptes de report
 - a. Réparation des fissures dues à la tension dans les récipients sous pression.
 - b. Recettes associées aux volumes interruptibles.
 - c. Ajouts à la base des taux en vertu de l'article 52.
2. Conception des droits
 - a. Nombre de niveaux du service interruptible.
 - b. Facteurs de charge utilisés pour calculer les droits applicables au service interruptible en hiver et en été.
 - c. Méthode de calcul des droits applicables au service interruptible :
 - (i) méthode des «droits bruts» assortie de crédits mensuels au titre des recettes associées au service interruptible;
 - (ii) méthode des «droits nets» proposée par Westcoast;
 - (iii) méthode de calcul net itératif
 - d. Droits inter-zones applicables aux livraisons à contre-courant.
3. Questions tarifaires
 - Délai d'avis de renouvellement
4. Politique de Westcoast en matière d'agrandissement des installations de transport du gaz brut
5. Politique en matière d'agrandissement des usines de traitement
 - a) Bien-fondé d'une politique.
 - b) Facteurs dont il faut tenir compte si on décide d'appliquer une politique.

Révisé le 17 août 1990

Annexe III

Ordonnance TGI-5-90

Référence: 1562-W5-18

Le 27 décembre 1990

PAR TÉLÉCOPIEUR

Monsieur R.B. Maas
Vice-président
Commercialisation et réglementation
Westcoast Energy Inc.
1333, rue West Georgia
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6E 3K9

Objet: Westcoast Energy Inc. - Demande relative aux droits applicables à partir du 1^{er} janvier 1991 -
Ordonnance d'audience RH-1-90

Monsieur,

Vu que la décision relative à la demande en rubrique ne sera pas rendue avant le 1^{er} janvier 1991, l'Office a décidé que Westcoast pourrait continuer de percevoir ses droits existants, à titre provisoire jusqu'à la décision définitive. Un exemplaire de l'ordonnance intérimaire TGI-5-90 est annexée à la présente.

Westcoast doit signifier une copie de la présente et de l'ordonnance provisoire aux parties intéressées à l'instance RH-1-90 le 31 décembre 1990 au plus tard.

Veillez agréer, Monsieur, l'expression de mes salutations distinguées.

La Secrétaire,

Marie Tobin

Pièce jointe

ORDONNANCE TGI-5-90

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

ET RELATIVEMENT À une demande présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast») afin d'obtenir une ordonnance portant sur les droits et tarifs en vertu des articles de la partie IV de la Loi, demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie («Office») le 27 juin 1990 sous la référence 1562-W5-18.

DEVANT l'Office le 18 décembre 1990.

ATTENDU que par l'ordonnance TG-9-89, modifiée, l'Office a approuvé les droits applicables au réseau de Westcoast, approbation qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1990;

ATTENDU que la décision de l'Office au sujet de la demande en rubrique, laquelle vise de nouveaux droits devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 1991, ne sera pas rendue avant cette date;

ET ATTENDU que l'Office estime convenable de prolonger l'application des droits existants à titre provisoire jusqu'à ce qu'il rende une décision finale relativement à la demande de Westcoast;

IL EST ORDONNÉ :

Qu'en vertu du paragraphe 19(2) et de l'article 59 de la Loi, les droits existants soient perçus sur une base provisoire à compter du 1^{er} janvier 1991 et jusqu'à l'entrée en vigueur de la décision finale de l'Office relativement à la demande de Westcoast.

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,
Marie Tobin

Annexe IV

Résultats sommaires de divers essais et recommandations des témoins-experts relativement au rendement définitif du capital-actions ordinaire

Tableau a4-1
Sommaire des résultats de divers tests et rendement du capital-actions ordinaire
Recommandations des témoins-experts

Westcoast		CPA	CanWest		
(i) <u>Gains comparables</u>	(%)	(i) <u>Gains comparables</u>	(i) <u>Gains comparables</u>	<u>1982-1989</u> (%)	<u>1983-1991</u> (%)
Résultats de l'échantillon pour 1983 à 1989	<u>14,80</u>	S/O			
Rendements prévus pour 1990, moins rajustement pour surestimation potentielle	<u>11,90</u>		Résultats non rajustés pour sociétés industrielles à faible risque	13,90	13,35-13,50 ¹
Rendement moyen pour 1983 à 1990	14,50		Moins : rajustements pour (a) risques moindres des entreprises de service public	,35	,35
Moins: rajustement pour risques moindres courus par Westcoast par rapport aux sociétés échantillonnées	<u>,30</u> <u>14,20</u>		(b) rations valeur marchande-valeur comptable excessifs	<u>,35</u> <u>13,20</u>	<u>,35</u> <u>12,65-12,80</u>
(ii) <u>FMA</u>	(%)	(ii) <u>FMA (prévision initiale)²</u>	(%)	(ii) <u>FMA</u>	
Taux des dividendes des sociétés échantillonnées	2,90	Taux des dividendes pour des sociétés industrielles à faible risque	3,10	S/O	
Facteur de croissance	<u>10,00</u>	Facteur de croissance implicite	<u>9,15³</u>		
Coût approximatif minimum	13,00	Rendement exigé par les actionnaire des sociétés industrielles à faible risque échantillonnées	12,25		
Moins : rajustement pour risques moindres courus par Westcoast par rapport aux sociétés échantillonnées	<u>,30</u> 12,70	Moins : rajustement pour risques moindres courus par Westcoast par rapport aux sociétés échantillonnées	<u>,50-.70</u> <u>11,55-11,75</u>		
Plus: rajustement pour ratio valeur marchande-valeur comptable	<u>1,20</u> <u>13,90</u>		(accent mis sur la limite supérieure de la fourchette)		

1 En supposant un rendement moyen de capital-actions ordinaire de 9,7 à 10,2 % pour 1990 et de 10,5 à 11,4% pour 1991 (Source: pièce C-9-4, page 15.)

2 À fin d'octobre 1990, le témoin de l'APC a indiqué que le taux de rendement exigé par les actionnaires, tel que mesuré par les méthodes des FMA et de la prime de capital-risque, avait augmenté de 25 à 35 points de base. Dans le cas de son analyse des FMA, le taux des dividendes a augmenté 3,4%.

3 Le rendement exigé par les actionnaires des sociétés industrielles à faible risque est de 12,25%, moins un taux des dividendes de 3,1%.

Westcoast			CPA		CanWest				
(iii) <u>Prime de capital-risque</u>	(%)		(iii) <u>Prime de capital-risque</u>	(%)	(iii) <u>Prime de capital-risque</u>				
			Prime de capital-risque (prévision initiale) ⁶						
Rendement des OLTGC	10,375 ⁴		Prime de capital-risque -ensemble du marché	3,0-4,2		<u>Rendement</u>	<u>Prime</u>		
						(%)	<u>Total</u>		
							(%)		
Plus : prime de capital-risque pour Westcoast	<u>3,375</u> ⁵ 13,75		Multipliée par : facteur de rajustement pour risques moindres de Westcoast	<u>.5</u>		Prime de risque calculée par rapport aux :			
Plus: rajustement pour ratio marché-valeur comptable	<u>1,25</u> <u>15,00</u>		Prime de capital-risque -services publics	1,5-2,1		(a) OLTGC			
			Rendement des OLTGC	<u>10,75</u>		-Taux de 9,70%	9,70	3,54	13,24
				<u>12,25-12,85</u>		-Taux de 10,25%	10,25	3,20	13,45
				(accent mis sur la limite supérieure de la fourchette)		(b) Obligations des sociétés	10,65	2,61	13,26
						(c) Actions privilégiées	8,25	5,37	13,62
						Prime de capital-risque			13,25-13,50 ⁷
(iv) <u>Rendement du capital-actions ordinaire recommandé</u>			(iv) <u>Rendement du capital actions ordinaire recommandé</u>	(%)	(iv) <u>Rendement du capital-actions ordinaire recommandé</u>				
	<u>Rendement</u>	<u>Pondération</u>	<u>Résultat pondéré</u>			<u>Résultat</u>	<u>Pondération</u>	<u>Résultat pondéré</u>	
	(%)	(%)	(%)			(%)	(%)	(%)	
(a) Gains comparables	14,20	50	<u>7,10</u>	Moyenne approximative des résultats initiaux (FMA et prime de capital-risque)	12,25-12,50 ⁸	(a) Gains comparables			
(b) FMA	13,90	20	2,78	Plus : rajustement en fonction des résultats obtenus à la période de l'audience	<u>0,30</u>	-1982 à 1989	13,2	30	3,96
(c) Prime de capital-risque	15,00	30	<u>4,50</u> <u>14,38</u>	Rendement exigé par les actionnaires -services publics	12,55-12,80 ⁹	-1983 à 1991	12,65-12,80	30	3,80-3,84
Rendement recommandé		<u>14,375-14,50</u>		Supplément	<u>,325</u> ¹⁰	(b) Prime de capital-risque	13,25-13,50	40	<u>5,30-5,40</u>
				Rendement recommandé	<u>12,875-13,125</u> ¹¹				<u>13,06-13,20</u>
						Rendement recommandé			<u>12,95-13,30</u>

-
- 4 Point milieu de la fourchette 10,25 à 10,50% (source: pièce B-15, page 7).
 - 5 Source : pièce B-15, page 7. Si la prime de capital-risque était de 5 points de pourcentage et si on appliquait un rajustement à la baisse de 0,25% vu les risques moindres courus par Westcoast, la prime de capital-risque serait de 3,75 points de pourcentage (pièce B-2, onlet 5, page 53).
 - 6 À la fin d'octobre 1990, le témoin de l'APC a indiqué que le rendement exigé par les actionnaires, tel que mesuré selon les méthodes des FMA et de la prime de capital-risque, avait augmenté de 25 à 35 points de base. Dans le cas de son analyse de la prime de capital-risque, le taux de rendement des OLTGC a augmenté jusqu'à environ 11,1%.
 - 7 Étant donné le facteur de pondération de 60% appliqué à la prime de capital-risque calculée par rapport aux OLTGC (chaque résultat ayant le même poids) et le facteur de pondération de 20% appliqué à chacun des deux autres résultats, le témoin a déterminé que le niveau de rendement était de 13,25 à 13,50% (source : TR 2333).
 - 8 Moyenne approximative des limites supérieures des fourchettes initiales établies avec les méthodes du FMA et de la prime de capital-risque (source: pièce C-1-9, page 48).
 - 9 Source : pièce C-1-27, page 1.
 - 10 Coussin implicite ajouté par le témoin de l'APC pour tenir compte de la volatilité récente et prospective des taux d'intérêt et assurer une marge de sécurité dans son résultat final (source : pièce C-1-27, page 2).
 - 11 Le témoin de l'APC a insisté sur la limite supérieure de la fourchette de 12,875 à 13,125% (source : pièce C-1-27, page 2).

Annexe V
Positions des parties - Politique d'agrandissement
des installations et comparaison des frais
supplémentaires exigibles selon divers scénarios

Tableau a5-1
Westcoast Energy Inc.
Positions des parties - Politique d'agrandissement des installations

WESTCOAST ENERGY INC.
POSITIONS DES PARTIES - POLITIQUE D'AGRANDISSEMENT DES INSTALLATIONS

<u>Organisation</u>	<u>Recettes comprises</u>		Recettes des droits <u>indexées</u> ²	<u>Coûts compris</u>	Taux <u>d'actualisation</u>	<u>Durée</u>	Fréquence d'examen du <u>supplément</u>	Contribution <u>Rajustement</u>	Forfait/Lettre <u>de crédit</u>
	<u>Gaz brut</u>	<u>Traitement</u> ¹							
ASPIC	2x	0	oui	Propres à l'expéd.	Rendement sur la base des taux	Moindre de la durée du contrat ou des réserves	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/non	Oui/non
APC	1x	1x	Oui	Propres à l'expéd.	Rendement sur la base des taux	Contrat	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/non	Non ³
BCPC	1x/2x ⁴	1x ⁵	Oui	Pleins coûts	Rendement sur la base des taux	Moindre de la durée du contrat ou 10 ans	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/oui	Non
BC Gas	1x/2x ⁴	1x ⁵	Oui	Pleins coûts	Rendement sur la base des taux	Contrat	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/oui	Non
PNG	1x/2x ⁴	1x	Oui	Pleins coûts	Rendement sur la base des taux	Contrat	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/oui	Non
COFI	1x/2x ⁴	1x	Oui	Pleins coûts	Rendement sur la base des taux	Moindre de la durée du contrat ou 10 ans	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/oui	Non
Westcoast	1x/2x ⁴	1x	Oui	Pleins coûts	Rendement sur la base des taux	Moindre de la durée du contrat, des réserves ou 10 ans	Évolution de la conjoncture/ annuelle	Oui/oui	Non
EMPR	1x/2x ⁴	1x	Oui	Propres à l'expéd.	Rendement sur la base des taux	Moindre de la durée du contrat, des réserves ou 10 ans	Évolution de la conjoncture/ annuelle	6	6

Notes:

1. À supposer que la capacité est disponible.
2. Les composantes E et E et autres taxes et impôts des recettes associées aux droits doivent être redressées de l'inflation selon le traitement du coût de service.
3. À l'étude.
4. Multiplication par deux si les réserves disponibles à l'appui excèdent les volumes initiaux des expéditeurs; dans les autres cas, multiplication par un.
5. À faire valoir sur le supplément, si on dispose de la capacité.
6. Aucune position adoptée.

Tableau a5-2
Comparaison des suppléments selon divers scénarios

Comparaison des suppléments selon divers scénarios cents/milliers de pieds cubes)

Test applicable à l'agrandissement d'inst.	Adsett	Hossitl	Pine & Comm	Pesh
1 x TGB				
Coût total du projet	23,6	33,4	ND(2)	21,1
Coût propre à l'expéditeur	14,8	ND(1)	23,3	15,0
2 x TGB				
Coût total du projet	9,8	20,2	ND(2)	7,9
Coût propre à l'expéditeur	1,0	ND(1)	10,1	1,8
1 x TGB + 1 x Traitement				
Coût total du projet	0,0	14,9	ND(2)	4,7
Coût propre à l'expéditeur	0,0	1,7	5,8	0,0
2 x TGB + 1 x Traitement				
Coût total du projet	0,0	1,7	ND(2)	0,0
Coût projet	0,0	ND(1)	0,0	0,0
Coût propre à l'expéditeur				

- (1) La taille du projet ne pourrait être réduite sensiblement sans risquer de compromettre les besoins de l'expéditeur qu'a passé un contrat de service garanti.
- (2) À l'origine, le projet ne devait servir qu'à satisfaire les besoins de l'expéditeur qu'avait au départ réclamé le service.

Note: Westcoast a fait ces calculs pour indiquer, dans le cas de chaque projet précis, le niveau de supplément suivant les diverses propositions. Ces calculs ne reflètent toutefois pas la décision de l'Office quant aux suppléments à appliquer aux projets mentionnés dans le tableau.

En outre, dans les suppléments qui apparaissent au tableau, il n'a pas été tenu compte de la recommandation du groupe de travail voulant que l'on redresse de l'inflation les éléments exploitation et entretien et impôts fonciers des droits. Si on avait tenu compte de cette recommandation, les suppléments indiqués au tableau auraient été moins élevés.

Annexe VI

Carte du réseau - zones tarifaires

Figure a6-1
Westcoast Energy Inc.
Carte du réseau - zones tarifaires

Westcoast Energy Inc. Carte du réseau - zones tarifaires

