



Office national de l'énergie

Motifs de décision

**Westcoast Transmission
Company Limited**

RH-5-83

Avril 1985

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

**Relative à la méthode de
réglementation des droits**

de la

**Westcoast Transmission Company
Limited**

RH-5-83

Avril 1985

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1985

No. du Cat. NE22-1/1985-18F
ISBN 0-662-93234-X

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) 992-3972

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) 992-3972

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations	(iii)
Énoncé et comparutions	(v)
Résumé directeur	(vii)
1. Introduction	1
1.1 Rétrospective	1
1.2 Demande de réexamen de la méthode de réglementation	2
1.3 Politique provinciale de commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique	3
2. Réglementation des droits et des tarifs de la Westcoast	6
2.1 Compétence de l'Office	6
2.2 Méthode de réglementation	7
2.2.1 Éléments essentiels des méthodes	7
2.2.2 Avantages et désavantages généraux des méthodes	8
2.2.3 Évaluation des circonstances modifiées	9
2.2.4 Détermination du prix aux producteurs et aux clients pour le gaz de la Colombie-Britannique, aux termes du système existant	10
2.2.5 Lettre de M. Hewitt	11
2.2.6 Détermination du prix payé aux producteurs à l'extérieur de la province, en vertu du système existant	11
2.2.7 Redevances de la demande	12
2.2.8 Nouveau système d'établissement de prix pour les sociétés de distribution locale et les producteurs	12
2.2.9 Décision sur la méthode de la réglementation	13
3. Conception des droits	15
3.1 Introduction	15
3.2 Droits pour le service garanti	15
3.2.1 Droits fixes avec éléments de la demande et du produit	15
3.2.2 Introduction progressive de l'élément de la demande	16
3.2.3 Décision	16
3.3 Droits d'acheminement pour le service interruptible	17
3.3.1 Décision	17
3.4 Droit de traitement du gaz	18
3.4.1 Décision	18
3.5 Autres questions tarifaires	19
3.5.1 Décision	19
4. Dépréciation	20
4.1 Rétrospective	20
4.2 Étude de dépréciation de la Westcoast	20
4.3 Détermination de la vie économique composée du gazoduc	21
4.4 Détermination de la base des réserves de la Colombie-Britannique	21
4.5 Récupération négative	22
4.6 Méthode de dépréciation fondée sur les unités de débit	23

4.7	Décision	24
5.	Questions relatives à l'ordonnance n° TG-5-79	25
5.1	Décision	25
6.	Disposition	26

Annexes

I	Ordonnance d'audiences n° RH-5-83	27
II	Ordonnance d'audiences n° AO-1-RH-5-83	39
III	Ordonnance d'audiences n° AO-2-RH-5-83	41
IV	Lettre, datée du 8 mars 1979 adressée à l'Office par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources Pétrolières de la province de la Colombie-Britannique ("lettre de M. Hewitt")	42
V	Décision de l'Office relative à une demande de l'APC et de l'ASPIC pour l'obtention d'un réexamen de la méthode de réglementation - chapitre 3 des motifs de décision de 1983 relative à la Westcoast	44
VI	Profil statistique de la Westcoast Transmission	46
VII	Carte du réseau de la Westcoast Transmission Company Limited	47

Abréviations

APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
B.C. Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BCPC	British Columbia Petroleum Corporation
BCUC	British Columbia Utilities Commission
CARV	Coût d'acquisition aux raffineries de Vancouver
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Dépenses E&E	Dépenses d'exploitation et d'entretien
Dome	Dome Petroleum Limited
Entente BCPC	Entente entre la Westcoast et la BCPC en date du 13 novembre 1973
FERC	U.S. Federal Energy Regulatory Commission
Inland	Inland Natural Gas Company Limited
LGN	Liquide de gaz naturel
Loi sur l'ONÉ ou la Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MDF	Méthode des droits fixes
MCSV	Méthode du coût du service variable
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
ONÉ ou l'Office	Office national de l'énergie
OQJM	Obligation des quantités journalières maximales
PGCB	Procureur général de la Colombie-Britannique
Province	Province de la Colombie-Britannique
SDL	Société de distribution locale

VPG

Valeur de produit du gaz

Westcoast ou la société

Westcoast Transmission Company Limited

**Septembre 1979 Westcoast
Motifs de décision**

"Office national de l'énergie, motifs de décision relative à une requête en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Requête en matière de droits et de méthode de réglementation) de la Westcoast Transmission Limited - Septembre 1979".

**Août 1983 Westcoast
Motifs de décision**

"Office national de l'énergie, motifs de la décision relative à une requête en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (requête tarifaire) de la Westcoast Transmission Company Limited - Août 1983".

Énoncé et comparutions

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

ET RELATIVE À la méthode de réglementation des droits de la Westcoast Transmission Company Limited (ci-après appelée "Westcoast") prescrite par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée. Déposée auprès de l'Office sous les numéros de référence 1562-W5-3 et 1562-W5-5.

ENTENDUE à Vancouver (Colombie-Britannique) les: 20, 21, 22, 23, 26, 27, 28 et 29 novembre 1984.

ET à Ottawa (Ontario) les: 4, 5, 6, 7, 13 et 14 décembre 1984.

DEVANT:

M. A.D. Hunt	Membre président
M. J. Farmer	Membre
M. A.B. Gilmour	Membre

COMPARUTIONS:

J. Lutes	
P.G. Griffin	Westcoast Transmission Company Limited
J.R. Smith, c.r.	Alberta Natural Gas Company Limited
S.T. Trueman	Compagnie pétrolière Amoco Canada Limitée
F.M. Saville, c.r.	Corporation de GNL du Canada
W. Silk	Canterra Energy Ltd.
C.H. Morel	
R. Kimpton	Cominco Ltée
K.E. Gustafson	Consumers Glass Company Limited
M.F. Belich	Dome Petroleum Limited
J. Lutes	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
C.B. Johnson	Inland Natural Gas Co. Ltd.
D.M. Masuhara	
D.K. Watkiss	Northwest Pipeline Corporation
D.G. Hart, c.r.	Ocelot Industries Ltd. et Ocelot Investments Ltd.
R.C. Muir	PacGas Limited

C.P. Donohue	Pacific Northern Gas Ltd.
K.F. Keeler	Pan-Alberta Gas Ltd.
M. Potts	Petro-Canada Inc.
K.E. Gustafson	Quesnel River Pulp Company
M.W.P. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Limited
R.B. Wallace	Council of Forest Industries of British Columbia
J.P. Peacock, c.r.	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
J.B. Ballem, c.r.	Association pétrolière du Canada
W.M. Smith,	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
H.R. Eddy	Procureur général de la Colombie-Britannique
J.M. Pelrine	British Columbia Petroleum Corporation
L.F. Hindle	British Columbia Hydro and Power Authority
A. Davis	Office national de l'énergie

Résumé directeur

(Nota: Le présent résumé n'est fourni que pour faciliter la lecture de la présente décision ou de ses motifs, mais ne fait pas partie de ceux-ci.)

Introduction

Au cours de l'audience de 1983 sur les droits de la Westcoast, l'APC et l'ASPIC ont demandé que l'Office réexamine la méthode de réglementation des droits de la Westcoast. L'Office reconnaissant que la méthode de réglementation n'avait pas été identifiée de façon particulière comme une question à l'audience, a déclaré qu'il tiendrait une audience distincte sur la méthode de réglementation à une date ultérieure. Fixée à l'origine pour le 10 Avril 1984, cette audience a été reportée, sur dépôt d'une motion de la province de la Colombie-Britannique, jusqu'au 20 novembre 1984.

Entre la date d'audience initiale et le début de l'audience, le gouvernement de la Colombie-Britannique a accepté certaines recommandations établies dans le rapport du groupe d'étude provincial sur la commercialisation de gaz naturel en Colombie Britannique ("rapport Govier"). Certaines de ces recommandations ont été citées au cours de l'audience.

En supplément à un réexamen de la méthode de la réglementation, l'Office a aussi examiné les principes appliqués par la Westcoast dans la préparation de l'étude de dépréciation déposée en réponse à une demande antérieure de l'ONÉ.

Décisions

Les principales décisions sont résumées ci-après:

La compétence de l'Office

Au cours de l'audience, la Westcoast et la BCPC ont suggéré que tous les fonds que la société pourrait obtenir aux termes de l'entente conclue avec la BCPC et qui seraient en excès de ceux autorisés conformément aux droits approuvés par l'Office, peuvent être gardés par la Westcoast et ne relèvent pas de la compétence de l'ONÉ. Cette question est analogue à celle soulevée auparavant devant l'Office et qui a été traitée dans les motifs de décision pour la Westcoast de septembre 1979.

L'Office rejette cette proposition, car le fait de l'accepter serait une infraction à sa compétence relative au transport, aux droits et aux tarifs, aux termes de la Partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

La Partie IV accorde à l'Office la compétence nécessaire, par l'établissement de droits justes et raisonnables, afin de déterminer ce qui constitue une rémunération équitable à une société telle que la Westcoast dans la fourniture de ses services de gazoducs. Le fait d'accéder à la demande de la Westcoast et de la BCPC reviendrait à se servir de la compétence de l'Office pour entériner les ententes contractuelles privées, ce qui contrevient à l'intention de la Partie IV.

L'Office considère aussi que l'autorité lui permettant de déterminer la structure ou la conception de tout droit autorisé, conformément à la Partie IV, constitue un élément nécessaire de sa compétence d'établissement de droits.

La méthode de réglementation

La Westcoast a préconisé le maintien de la méthode actuelle de réglementation fondée sur le coût du service variable, en soutenant que les circonstances ne s'étaient pas modifiées de façon significative depuis la décision de l'Office de septembre 1979. La société a aussi déclaré que le droit actuel du coût de service pourrait être adapté pour satisfaire les exigences de la nouvelle politique de commercialisation du gaz de la Colombie-Britannique.

Les parties intéressées ont prôné une méthode de réglementation à droits fixes fondée sur une année d'essai avancée incorporant une composante de la demande et une composante du produit. Une telle méthode de réglementation, selon les parties intéressées, faciliterait l'établissement d'un droit d'acheminement pour les ventes directes de gaz et offrirait à toutes les parties une capacité de prévision, de certitude et de simplicité qui, en conséquence, aiderait l'application de la politique de commercialisation du gaz de la province.

L'Office a décidé que la Westcoast devrait adopter une méthode de réglementation à droits fixes, fondée sur une année d'essai avancée, à compter du 1^{er} janvier 1986. En conséquence, la société est requise de déposer une requête pour l'obtention de nouveaux droits, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'ONÉ, afin de refléter toutes les décisions de l'Office explicitées dans les présents motifs de décision. Le tarif proposé doit inclure:

- (i) des droits fixes fondés sur une année d'essai avancée et contenant un élément fondé sur la demande et un autre élément fondé sur le produit;
- (ii) 100 pour cent des frais fixes de la société dans l'élément de la demande pour le 1^{er} novembre 1986;
- (iii) un droit pour la fonction d'acheminement, fondé sur les quantités par rapport à la distance;
- (iv) un droit d'acheminement, approuvé par l'Office, pour les ventes directes entre producteurs et consommateurs; et
- (v) des droits "timbres postes" distincts pour les fonctions de collecte et de traitement de gaz.

L'Office n'a pas fait de commentaires sur le traitement des sous-produits découlant des opérations de traitement du gaz par la Westcoast, car cette question dépasse la portée de la présente instance.

Dépréciation

En mars 1984, la Westcoast a déposé une étude de dépréciation qui a été entreprise en réponse à une directive de l'Office. L'étude a adopté le sujet d'une façon analogue aux études antérieures de la Westcoast à l'exception près de ce qu'elle prévoyait le recouvrement de la valeur négative de récupération dans les taux de dépréciation résultants. L'étude répartissait la vie économique du gazoduc entre les marchés d'exportation et au pays, mais écartait certaines réserves de gaz prouvées et prévues dans le calcul de la vie économique estimée.

L'Office a décidé que la Westcoast doit déposer une étude de dépréciation révisée dans le cadre de sa requête sur les droits. L'étude révisée ne devrait pas faire de différence entre les marchés d'exportation et au pays dans l'estimation de la vie économique restante du gazoduc. Toutefois, elle devrait tenir compte des réserves prouvées non raccordées et du gaz des réserves.

L'Office a aussi décidé qu'une provision pour la récupération négative devrait être omise de l'étude de dépréciation révisée. L'Office est convaincu qu'une étude plus poussée sur cette question est requise.

Chapitre 1

Introduction

1.1 Rétrospective

La Westcoast est une société constituée au niveau fédéral qui vend du gaz naturel à des sociétés de distribution locale ("SDL") aux fins de livraison aux clients résidentiels, commerciaux et industriels de la Colombie-Britannique et à une société de gazoduc de la région Pacifique nord-ouest des États-Unis. La Westcoast recueille, traite et achemine le gaz qui provient en grande partie des gisements de la Colombie-Britannique avec des approvisionnements supplémentaires des gisements de l'Alberta et des Territoires.

Les installations de collecte de la société comprennent 2 104 kilomètres de pipelines et treize stations de compression aux gisements-mêmes.

Les installations comprennent quatre usines de traitement de gaz, situées en Colombie-Britannique près de Fort Nelson, Taylor, Boundary Lake et Chetwynd, dont la capacité globale de gaz commercialisable est d'environ 45 10⁶m³ par jour. Il y a trois usines de désulfuration situées près de Fort Nelson, Taylor et Chetwynd dont la capacité de récupération de soufre est d'environ 2 300 tonnes par jour.

Les principales installations d'acheminement comprennent une canalisation principale de 2 331 kilomètres et dix-sept stations de compression. Le gazoduc va de Fort Nelson et Taylor, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, à un point situé sur la frontière internationale près de Huntingdon (C.-B.) où il se raccorde au réseau de gazoducs de la Northwest Pipeline Corporation.

Depuis le début de son exploitation en 1957 et jusqu'au 1^{er} novembre 1973, la Westcoast a acheté ou produit et puis vendu le gaz naturel de la Colombie-Britannique qu'elle acheminait. À compter du 1^{er} novembre 1973, la Westcoast a conclu une entente avec la British Columbia Petroleum Corporation ("BCPC") aux termes de laquelle elle attribuait à la BCPC ses contrats pour l'achat de gaz naturel des producteurs de la Colombie-Britannique. Dans le cadre de cette entente, la BCPC vend à la Westcoast les quantités de gaz requises par la société à un prix égal aux recettes brutes de la Westcoast attribuées à la BCPC à partir de la vente du gaz, moins le coût du service associé aux opérations de service public de la Westcoast. Ces opérations, en plus des activités habituelles d'acheminement de gaz, comprennent les canalisations de collecte et les usines de traitement du gaz naturel.

Avant la présente audience sur la méthode de réglementation, l'Office avait tenu trois grandes audiences relatives aux droits de la Westcoast. En septembre 1977, la Westcoast a demandé à l'Office plusieurs ordonnances, en vertu des articles 50 et 53 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("Loi sur l'ONÉ"), pour l'entrée en vigueur des droits que la Westcoast se propose d'exiger pour ses services d'acheminement de gaz naturel.

L'audience de 1978 relative à cette requête traitait de la dépréciation et de l'impôt sur le revenu. En mai 1978, l'Office a établi les taux de dépréciation que la Westcoast devait utiliser et a exigé que la société se serve de la méthode normalisée de comptabilité pour l'impôt sur le revenu des sociétés. La décision a aussi exigé que la Westcoast récupère dans le coût du service les impôts reportés découlant des opérations antérieures de la société (impôt "de rattrapage").

Plusieurs intervenants ont demandé que l'Office réexamine la décision de mai 1978 et, en novembre 1978, l'Office a rendu sa décision sur les requêtes en révision. La décision relative aux révisions a maintenu la décision initiale de l'Office exigeant que la Westcoast utilise la méthode normalisée de comptabilité de l'impôt sur le revenu des sociétés. Toutefois, elle a abrogé la décision initiale de l'Office exigeant que la Westcoast récupère les impôts "de rattrapage" dans le coût du service et a reporté, à la prochaine phase de l'audience, le réexamen des taux de dépréciation des installations d'acheminement principales de la société.

Cette audience s'est poursuivie en 1979 et l'Office a établi que les droits de la Westcoast seraient du type à coût du service variable, calculé mensuellement conformément à l'ordonnance n° TG-5-79. Cette ordonnance détaille la méthode de réglementation, elle précise la détermination du coût de service mensuel et donne les détails sur la répartition du coût de service mensuel entre la BCPC et les producteurs de gaz naturel à l'extérieur de la province. L'ordonnance a aussi révisé les taux de dépréciation applicables aux installations d'acheminement. La date d'entrée en vigueur du droit du coût du service a été le 1^{er} novembre 1979.

En 1980, la Westcoast a demandé que certains changements soient effectués dans la manière de calculer ses droits et elle a demandé une augmentation du taux de rendement sur la base des taux avant imposition. En novembre 1980, à la suite d'une audience publique, l'Office, entre autres, a modifié le taux de rendement sur la base des taux de la Westcoast avant imposition ainsi que la base de répartition des postes de revenus et de dépenses entre les opérations de service public et les opérations de la Westcoast ne faisant partie des services d'utilité publique, aux fins de détermination des impôts reportés à déduire de la base des taux.

En décembre 1982, la Westcoast a demandé à l'Office une augmentation de son taux de rendement sur la base des taux avant imposition et des droits provisoires, à compter du 1^{er} janvier 1983. Dans les motifs de décision délivrés en août 1983, l'Office avait ordonné, entre autres, que la Westcoast retourne à la méthode de l'impôt exigible pour le calcul des impôts inclus dans le coût du service et a accordé une augmentation de son taux de rendement sur la base des taux après impôts. En outre, l'Office a autorisé la société à inclure certains dépassements du coût en capital dans sa base des taux et lui a ordonné d'éliminer de la base des taux les coûts de remplacement de la canalisation de Grizzly Valley en attendant la solution du litige.

1.2 Demande de réexamen de la méthode de réglementation

Au cours de l'audience sur les droits de 1983, l'Association pétrolière du Canada ("APC") et l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada ("ASPIC") ont déposé une requête commune pour que la méthode selon laquelle l'Office réglemente les droits de la Westcoast soit débattue au cours de l'audience. L'APC et l'ASPIC étaient opposées à la méthode de réglementation existante du coût de service réel et ont prôné que la société soit réglementée sur la base d'un droit fixe fondé sur une année d'essai avancée.

La Westcoast s'est opposée à ce que la méthode de réglementation soit comprise à l'audience puisque, selon elle, un réexamen de la méthode de réglementation n'avait pas été identifié comme question à l'ordonnance d'audience de l'Office et en conséquence, la société n'avait pas prévu cette question dans la préparation de sa requête.

Après avoir examiné les points de vue de toutes les parties à l'audience, l'Office a conclu qu'il serait souhaitable de réexaminer la méthode de réglementation mais, afin de respecter les intérêts de toutes les parties, il serait souhaitable de reporter ce réexamen à une audience distincte. Par conséquent, l'ordonnance n° RH-5-83, datée du 22 décembre 1983, a inscrit cette question comme devant être entendue à une audience publique, à compter du 10 Avril 1984, à Vancouver.

Le 31 janvier 1984, le procureur général de la Colombie-Britannique ("PGCB") a signifié un avis de motion demandant un ajournement général de l'audience sur la méthode de réglementation. Le PGCB a demandé que l'on retarde cette instance pour que les questions en suspens provenant des recommandations du rapport Govier (voir section 1.3), puissent être résolues. Après avoir entendu la plaidoirie des parties intéressées, au cours d'une instance d'un jour tenue le 17 février 1984, l'Office a conclu qu'une décision sur les droits pourrait avoir une incidence sur les prix du gaz naturel au pays établis par la province. L'Office a aussi conclu que certaines parties auraient besoin de plus de temps pour se préparer comme il faut pour l'audience. En conséquence, l'Office a accordé un ajournement jusqu'au 25 septembre 1984 et cette dernière date a été modifiée par la suite au 20 novembre 1984.

1.3 Politique provinciale de commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique

En septembre 1982, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a établi un groupe d'études sous la présidence de M. G.W. Govier, expert-conseil de Calgary, pour faire enquête sur une vaste gamme de questions relatives à la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique et pour faire un rapport sur celles-ci. Au début de 1983, le groupe d'études a déposé auprès du ministre le rapport qualifié communément de "rapport Govier" sur la commercialisation de gaz naturel de la Colombie-Britannique.

En septembre 1983, le gouvernement provincial a diffusé un document intitulé "un rapport sur la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique - décisions et commentaires". Dans ce document, la province a déclaré qu'elle acceptait certaines recommandations du groupe d'études, qu'elle en rejetait d'autres et qu'elle sollicitait les observations écrites des parties intéressées avant de rendre une décision sur le reste.

Après avoir examiné les mémoires des parties intéressées, le gouvernement de la Colombie-Britannique, a diffusé en juillet 1984 "un rapport sur la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique - décisions et commentaires définitifs". Lorsqu'il avait annoncé les recommandations du groupe d'études qu'il avait acceptées, le gouvernement de la Colombie-Britannique a déclaré qu'il désirait stimuler l'exploration, la mise en valeur et la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique au moyen:

- d'une réduction de la participation gouvernementale dans le système de commercialisation afin d'encourager une commercialisation plus compétitive et plus énergique;
- de rentrées nettes aux producteurs qui soient plus élevées et plus prévisibles afin de revitaliser l'industrie et d'augmenter les activités d'exploration;
- de prix raisonnables aux consommateurs de la Colombie-Britannique;
- de revenus accrus à la province; et

- de risques financiers diminués à BCPC.

Ce qui suit représente certaines des recommandations qui ont été acceptées:

1. une politique d'établissement de prix de gros sera établie, afin de faire le lien entre le prix du gaz et celui du pétrole, par l'application d'une politique à long terme d'établissement de prix de gros liant le prix du gaz à celui du pétrole brut à la limite de la ville de Vancouver;
2. le prix moyen de gros du gaz sera progressivement instauré pour atteindre, en 1990, un niveau cible de 65 pour cent de l'équivalent énergétique du coût du pétrole brut, aux raffineries de Vancouver;
3. le prix au gisement de gaz naturel sera fondé sur un système de rentrées nettes, la rentrée nette des producteurs étant déterminée en déduisant le coût du service pertinent du prix de gros moyen du réseau;
4. la BCPC ne sera plus l'acheteur unique du gaz dans la province;
5. la BCPC continuera de représenter, devant l'ONÉ, les intérêts de la province en ce qui concerne le coût du service de la Westcoast;
6. la BCPC aura un droit d'achat non exclusif des futurs contrats de gaz et continuera d'être chargée de la commercialisation du gaz naturel;
7. la BCPC continuera d'agir en qualité d'acheteur de gaz brut en vertu des contrats existants et en qualité de vendeur à la Westcoast, en vertu de l'entente conclue avec la BCPC;
8. le gouvernement désire réduire la quantité de risques auxquels la BCPC est exposée en ce qui concerne les clauses forfaitaires du prendre ou payer de ses contrats d'achat et de sa garantie du coût du service de la Westcoast. À ces fins, les producteurs seront requis de réduire les facteurs de charge dans leur contrat en contrepartie d'une part des futures augmentations de prix aux termes du niveau système de redevances provinciales et de commercialisation et la province retirera la "lettre de M. Hewitt" (voir annexe IV) après que l'ONÉ ait établi les droits et tarifs de la Westcoast.
9. la Westcoast agira en qualité de transporteur et de processeur public pour les futurs contrats de gaz;
10. les producteurs auront l'occasion de faire la collecte, le traitement, l'acheminement et la commercialisation du gaz visé par des contrats futurs;
11. les producteurs seront autorisés à vendre le gaz brut commercialisable à tout acheteur admissible;
12. la province mettra sur pied un système explicite de redevances en fonction d'une formule établie;

13. une méthode sera mise au point selon laquelle les recettes provenant à la fois des ventes de sous-produits et du coût du service, peuvent être réparties entre les producteurs et incluses dans le prix global au gisement, aux fins des redevances provinciales, et
14. un système de recettes d'exportation sera instauré pour permettre à tous les producteurs d'avoir une part dans les bénéfices provenant du marché d'exportation proportionnellement à leur production du gaz commercialisable.

Chapitre 2

Réglementation des droits et des tarifs de la Westcoast

2.1 Compétence de l'Office

La question de la portée et de la nature de la compétence de l'Office sur les droits et tarifs de la Westcoast a été discutée à plusieurs reprises au cours de l'instance.

Une des questions soulevée visait à déterminer si des fonds quelconques que la Westcoast aurait gardé aux termes de son entente avec la BCPC et qui seraient en excès de ceux prévus en vertu des droits approuvés par l'Office, pourraient être retenus par la Westcoast et ne pas relever de la compétence de l'Office.

Un témoin de la Westcoast en matière de politique n'était pas sûr que les modalités d'une ordonnance de l'Office sur les droits ou la modalité d'un contrat conclu entre la Westcoast et la BCPC prévaudraient dans le cas d'un conflit entre elles. Il a indiqué que c'était un point de droit complexe sur lequel il était incapable de donner son avis. Au cours de la plaidoirie finale, le conseiller juridique de la Westcoast a exprimé le même point de vue, que ces questions sont extrêmement complexes, que la Loi n'est pas claire et que par conséquent, il est incapable d'aider l'Office en exprimant son point de vue sur la compétence de ce dernier dans ce domaine. Selon la BCPC, lorsque l'Office a approuvé un droit particulier ou un groupe de droits, aux termes de l'alinéa 51(1)b) de la Loi sur l'ONÉ, et lorsque l'Office a délivré une ordonnance pour l'entrée en vigueur de tels droits, aux termes de l'article 50, la compétence de l'Office est épuisée. Selon la BCPC, si la Westcoast, à la suite d'une entente conclue avec la BCPC, devait récupérer des recettes dépassant celles prévues dans les ordonnances pertinentes sur les droits, le fait de garder de tels fonds ne relèverait pas de la compétence de l'Office, étant donné que ces fonds ne tombent pas sous le sens du mot "droit" de l'alinéa 2(c) où de la portée de l'article 61 de la Loi.

La question qui a été soulevée devant l'Office est analogue à celle qui a été traitée par ce dernier dans le cadre des motifs de décision de septembre 1979 sur la Westcoast. Les points de vue de l'Office sur cette question restent essentiellement les mêmes que ceux qu'il a exprimés dans les motifs de décision de septembre 1979 sur la Westcoast.

En résumé, l'Office rejette l'argument selon lequel tous fonds que la Westcoast pourrait obtenir aux termes de son entente conclue avec la BCPC et qui sont en excès de ceux prévus dans les droits fixés ou approuvés par l'ONÉ, pourraient être gardés par la Westcoast et ne pas relever de la compétence de l'Office. Le but de la partie IV de la Loi est d'accorder à l'Office la compétence unique sur la détermination de ce qui, dans un cas particulier, constitue une rémunération raisonnable à une société, comme la Westcoast, dans la fourniture de ses services publics réglementés. Le fait d'accéder aux dépositions de la BCPC, suggérées par la Westcoast, serait, selon l'Office, une infraction à la compétence d'établissement de droits de l'Office et la passation de cette compétence à une entente privée, ce qui est une circonstance clairement en contravention à l'intention évidente de la Partie IV.

Une autre question qui a été soulevée au cours de l'audience a été celle de la conception des droits. Les témoins de la Westcoast considéraient que les parties autres que l'Office, si l'occasion le justifiait, pourraient participer d'une certaine manière à la mise au point de la conception des droits de la Westcoast. Ils ont proposé que de telles autres parties puissent être soit la British Columbia Utilities Commission ("BCUC"), la société, ou même tant autre tierce partie, un médiateur par exemple.

L'Office considère que l'autorité permettant la détermination de la structure de tout droit autorisé, aux termes de la Partie IV, constitue un élément nécessaire de sa compétence d'établissement des droits. La Partie IV de la Loi sur l'ONÉ donne pleins pouvoirs à l'Office de rendre des ordonnances en ce qui concerne toutes les questions relatives au transport, aux droits et au tarif et la compétence de détermination de la structure de tout droit qu'il peut autoriser ressort de façon intrinsèque de cette autorité.

Le fait qu'en rendant l'ordonnance n° TG-5-79 qui précise comment la Westcoast peut percevoir des droits pour ses services d'acheminement, l'Office n'a pas établi une structure détaillée des droits, ne devrait pas être pris comme une indication de ce que l'Office ne dispose pas de l'autorité nécessaire pour le faire. Étant donné les circonstances particulières qui existaient à ce moment-là, le gouvernement de la Colombie-Britannique, en général sur les conseils de la BCUC, a fixé le prix unitaire que chaque société de distribution locale a payé pour le gaz. La somme que la Westcoast a payée à la BCPC pour le gaz, constituait la différence entre ses recettes de vente du gaz et son coût du service réel, tel qu'approuvé par l'Office. Étant donné ces circonstances, l'Office avait jugé qu'une conception détaillée des droits était inutile. Toutefois, l'Office avait établi la base sur laquelle du coût du service de la Westcoast serait réparti entre la BCPC et les producteurs extérieurs de la province. Ceci assurait que le gaz de l'Alberta et des Territoires du Nord-ouest supportait une part convenable du coût du service global.

L'Office rejette, en particulier, la conception de la Westcoast selon laquelle un autre organisme ou un médiateur indépendant pourrait jouer tout rôle utile et acceptable dans l'établissement de tels contrats ou droits. Il faut noter que le gouvernement de la Colombie-Britannique, dans son document de politique de juillet 1984 intitulé "un rapport sur la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique - décisions et commentaires définitifs", a rejeté la recommandation n° 31 du rapport Govier qui déclarait que la conception des droits devait être entreprise par la BCUC. Le témoin du gouvernement de la Colombie-Britannique a confirmé ce projet et a indiqué que le gouvernement de la Colombie-Britannique s'attendait à ce que l'Office assume cette fonction si elle s'avérait nécessaire.

2.2 Méthode de réglementation

2.2.1 Éléments essentiels des méthodes

La première question à déterminer est celle de savoir si la Westcoast devrait poursuivre la conception des droits en vertu de la méthode actuelle de réglementation, connue sous l'appellation de méthode du coût de service variable (MCSV), dont les détails sont précisés dans l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée, ou si la méthode de réglementation des droits de la Westcoast devrait être modifiée

en une méthode des droits fixes (MDF) fondée sur une année d'essai avancée. Afin d'évaluer les mérites relatifs de ces deux méthodes, il est souhaitable de comprendre comment le système actuel fonctionne et quels sont les caractéristiques acceptés généralement dans le cas de la méthode de la réglementation selon les droits fixes.

Des questions comme la détermination des installations utilisées et utiles et qui devraient être incluses dans la base des taux, le taux de dépréciation, la provision du fonds du roulement, la structure en capital, le rendement sur la base des taux, etc. sont communes aux deux méthodes de réglementation.

En vertu de la MCSV, l'inclusion dans la base des taux du coût des projets approuvés, dans des limites précisées, a lieu automatiquement à mesure que les projets sont achevés, conformément à l'ordonnance n° TG-5-79. Les dépassements de coût supérieurs aux limites précisées exigent l'approbation de l'Office avant leur inclusion dans la base des taux.

Chaque année, la société est requise de préparer un budget d'exploitation et d'entretien (E&E) qui entre en vigueur après approbation de l'Office. Les imprévus inclus dans ce budget permettent un certain degré de souplesse. Toutefois, lorsque les dépenses d'exploitation et d'entretien dépassent le budget approuvé, la société doit demander auprès de l'Office qu'elles soient approuvées avant leur récupération dans le droit du coût de service. Les dépenses réelles d'exploitation et d'entretien, jusqu'à concurrence des sommes du budget approuvé, plus les recettes requises pour le rendement sur la base des taux, les frais de dépréciation, l'impôt sur le revenu, les autres taxes, etc. constituent l'ensemble du coût du service que la Westcoast peut récupérer et garder à partir des recettes qu'elle reçoit du gaz qu'elle vend. En conséquence, à l'exception près des dépassements de coût, la Westcoast a l'assurance, qu'elle récupérera au cours d'une année quelconque, tout le coût du service réel engagé pour la fourniture des services publics. La plupart des dépassements subis jusqu'à présent ont été approuvés et récupérés l'année suivante. En vertu de la MCSV, la récupération du coût du service de la société est indépendant des quantités de gaz qui sont actuellement collectées, traitées et transportées.

Par contraste, la MDF tout en exigeant une prévision du débit plus celle de tous les éléments qui constituent le coût du service, fixe le droit qu'une société peut exiger pour ses services. En conséquence, le débit, les ajouts à la base des taux tels qu'approuvés, les coûts d'exploitation et d'entretien, etc. doivent être estimés pour une année d'essai avancée et, après détermination des droits, la société pipelinère s'expose ensuite aux effets des fluctuations entre les revenus et les dépenses réels et prévus.

2.2.2 Avantages et désavantages généraux des méthodes

Le principal avantage de la MCSV est que dans une conjoncture incertaine, lorsque des augmentations de coût et de débit sont difficiles à prévoir, la MCSV donne une plus grande assurance que le coût du service sera récupéré au cours de l'année suivante, après approbation par l'Office des dépassements de coût d'exploitation et d'entretien. Cette assurance plus grande devrait mener à une évaluation de risque plus faible et en conséquence à la fourniture des fonds de dettes et d'avoir à des taux d'intérêt inférieurs et à des taux de rendement, ce qui est pour le bénéfice des utilisateurs du réseau.

L'avantage de la MDF est qu'une fois le droit unitaire établi, cela incite la société à vouloir atteindre une efficience plus grande. En vertu de la MDF, une société garde en général toute recette de droits supérieurs à son coût du service réel et alternativement, subit un manque si son coût du service réel dépasse ses recettes. Cela peut inciter aussi la société à participer à l'aménagement de nouveaux marchés de gaz naturel ou à l'entreprendre elle-même.

Dans le cadre d'une économie stable, les méthodes MCSV et MDF tente à produire des résultats analogues.

La MCSV a pour désavantage le manque d'intérêt incitatif pour améliorer l'efficience et l'efficacité et il faut se fier au "caractère professionnel" de la gestion et du personnel étant donné que toute économie réalisée, tout en réduisant le coût du service, n'améliore pas les profits. Bien qu'en théorie la MDF possède intrinsèquement des intérêts incitatifs à une part accrue de l'efficience et de l'efficacité, l'utilisation de comptes de report avait tendance, dans certaines circonstances, à réduire ces intérêts incitatifs dans une certaine mesure.

La MCSV a un désavantage supplémentaire dans le sens que le coût mensuel du service varie chaque mois et on ne peut déterminer d'avance la quantité précise de cette variation. En ce qui concerne le réseau de la Westcoast, vu que les prix de vente sont fixés pour les clients importateurs et au pays, l'incidence de la variation mensuelle du coût du service est absorbée par la BCPC et les producteurs à l'extérieur de la province.

La MDF dispose des avantages d'un droit prévisible pour toute période future ce qui permet aux utilisateurs du réseau de planifier, avec un plus grand degré d'assurance, quel sera le coût d'acheminement du gaz. Aux termes des conditions de droits stables et prévisibles provenant de la MDF, ceux qui sont chargés de commercialiser le gaz de la Colombie-Britannique seraient capable de prévoir, avec un certain degré de précision, le prix sur le marché du gaz acheminé par le réseau de la Westcoast. En conséquence, l'Office conclut que, bien qu'il n'y ait aucun avantage significatif pour la société pipelinière dans le cas de la MDF, il y a des avantages pour ses utilisateurs.

2.2.3 Évaluation des circonstances modifiées

L'Office considère que la MDF est une méthode plus classique et que la MCSV s'applique à des situations possédant des aspects uniques. En conséquence, il est nécessaire de déterminer si les circonstances qui ont mené dans la décision de 1979 à appliquer la MCSV à la Westcoast, existent encore ou si les circonstances se sont suffisamment modifiées pour justifier l'examen d'une modification de la méthode de réglementation.

L'adoption de la plupart des recommandations du rapport Govier par le gouvernement de la Colombie-Britannique aura des répercussions importantes et à long terme sur la façon selon laquelle le gaz naturel est acheté, vendu et acheminé dans la province.

En éliminant la BCPC comme acheteur unique du gaz naturel des producteurs de la Colombie-Britannique, on a ouvert la voie pour que les producteurs, les courtiers, la Westcoast ou les grands consommateurs de gaz naturel prennent leurs propres dispositions pour l'achat, le traitement, l'acheminement et la vente de gaz naturel de la Colombie-Britannique. Ceci signifie par ailleurs qu'il y aura probablement d'autres expéditeurs de gaz sur le réseau de la Westcoast. Au cours de l'audience, on a demandé à la Westcoast aux termes de quelles conditions d'autres pourraient avoir accès aux

services de gazoducs; par exemple ces tierces parties devraient-elles être obligées de négocier avec la Westcoast, ce qui pourrait mener à un conflit d'intérêt possible étant donné que la Westcoast est propriétaire et expéditeur et désirerait accroître ses propres activités. Si l'accès devait être négocié avec la Westcoast, à qui pourrait-on faire appel si des dispositions satisfaisantes ne peuvent pas être établies? Selon l'Office, la Westcoast n'a fourni aucune réponse satisfaisante à cet égard.

Le rapport Govier a aussi examiné la possibilité d'utilisateurs industriels négociant des achats de gaz à des prix incitatifs et exigeant un service d'acheminement interruptible ou garanti à des taux unitaires connus.

Il faudrait aussi prendre en considération le désir du gouvernement de la Colombie-Britannique de rétablir un système de redevances explicites fondées sur une formule qui serait vraisemblablement plus facile à gérer si les prix unitaires à la tête de puits étaient plus stables.

Une autre modification importante exigeant un examen est le nouveau système d'établissement de prix en Colombie-Britannique qui exige l'établissement d'un coût du service moyen au pays, probablement sur une base annuelle.

Il faut nécessairement aussi tenir compte de l'importance du rejet proposé de la lettre Hewitt (voir section 2.2.5).

En ce qui concerne les exportations, les changements politiques marqués associés à la commercialisation du gaz aux États-Unis ne peuvent pas être ignorés. Par exemple, l'ordonnance 380 de la FERC, dans sa version modifiée, qui modifie la facturation minimale et qui a eu pour effet de décourager les modalités du prendre ou payer et du prendre et payer, est d'une importance capitale. Les prix d'exportation du gaz naturel font l'objet maintenant de négociations entre l'acheteur et le vendeur et relèvent des critères de la politique d'établissement des prix d'exportation établis par le gouvernement du Canada.

L'Office considère qu'il y a eu des changements importants dans le nombre des circonstances touchant l'industrie du gaz naturel de la Colombie-Britannique et il n'est pas d'accord avec la position de la Westcoast selon laquelle la situation actuelle n'est pas différente de celle de 1978 et 1979.

2.2.4 Détermination du prix aux producteurs et aux clients, pour le gaz de la Colombie-Britannique, aux termes du système existant

L'Office doit déterminer, compte tenu des conditions modifiées, la méthode de réglementation la plus appropriée aux circonstances actuelles. Ceci exige un examen plus détaillé de la façon selon laquelle le système actuel fonctionne et si l'on pourrait l'adapter aux circonstances modifiées ou si le MDF conviendrait mieux. Actuellement, la Westcoast achète de la BCPC tout le gaz de la Colombie-Britannique qui entre dans son réseau. La BCPC est propriétaire du gaz à la "tête de puits" et vend le gaz à la Westcoast, à l'exclusion des liquides de gaz naturel (LGN) et du soufre.

La Westcoast fait la collecte, le traitement et l'acheminement du gaz pour livraison à trois grands clients au pays: Pacific Northern, Inland et B.C. Hydro ainsi qu'un client importateur aux États-Unis, soit la Northwest. Jusqu'à présent, le prix auquel la Westcoast a vendu du gaz à ces trois grands clients au pays a été déterminé par le gouvernement de la Colombie-Britannique, d'habitude sur les conseils de la BCUC, le prix exigé du client importateur a été établi par le gouvernement fédéral. En

conséquence, ni l'Office ni la Westcoast n'ont contribué à l'établissement du prix payé pour le gaz. Chaque mois, la Westcoast paye à la BCPC la différence entre les recettes qu'elle reçoit de la vente de gaz et son coût du service. À cette somme, qui comprend les rentrées des exportations, la BCPC ajoute les recettes reçues de la vente de LGN et de soufre et du total résultant elle déduit ses frais administratifs. Ensuite, la BCPC paye aux producteurs le gaz qu'elle a acheté, en se fondant sur un prix unitaire aux gisements établi par le gouvernement de la Colombie-Britannique. Ceci laisse à la BCPC une somme d'argent qui en vertu de son concept, constitue les redevances provinciales ou est égale à celles-ci et elle la remet au gouvernement de la Colombie-Britannique.

À la suite de cette méthode, le prix unitaire payé à la BCPC et aux producteurs extérieurs de la province varie chaque mois, étant à son niveau le plus bas en été lorsque le débit et les recettes de la Westcoast sont faibles et à son niveau le plus fort en hiver lorsqu'ils sont les plus élevés. Ce manque de stabilité des recettes des producteurs est aggravé par l'important élément de "redevance de produit" qui existe actuellement dans les contrats de vente conclus entre la Westcoast et les sociétés de distribution locale.

2.2.5 Lettre de M. Hewitt

C'est à ce point précis de l'instance que l'importance de la lettre de M. Hewitt (annexe IV) peut être vraiment appréciée. Comme on l'a fait remarquer dans le paragraphe précédent, les recettes de la Westcoast varient selon la saison et par conséquent, il est concevable qu'au cours des mois d'été, les recettes de la Westcoast puissent ne pas couvrir son coût du service. Le gouvernement de la Colombie-Britannique reconnaissant vraisemblablement cette éventualité et ne voulant pas non plus une augmentation du prix du gaz dans les contrats conclus entre la Westcoast et les SDL à ce moment-là (1979), a convenu dans une lettre que la province, "par l'intermédiaire de son agent, la BC Petroleum Corporation, absorberait toute augmentation du coût du service déterminé finalement par l'Office à cette instance¹ et applicable au gaz intraprovincial selon les modalités du contrat conclu entre la BC Petroleum Corporation et la Westcoast afin de permettre à l'Office de ne pas modifier le tarif existant dans les contrats de distribution de la Colombie-Britannique".²

Le rejet prévu de la lettre de M. Hewitt, dans la mesure où il serait appliqué au gaz intraprovincial transporté par la Westcoast pour des tiers, est une mesure compréhensible de la part du gouvernement de la Colombie-Britannique. Toutefois, ce dernier a reconnu que la lettre ne devrait pas être retirée avant la mise au point d'un tarif d'acheminement avec un élément de la demande qui comprenant 100 pour cent des coûts fixes de la Westcoast et assurant de ce fait une rentrée nette aux producteurs plus stable et prévisible.

2.2.6 Détermination du prix payé aux producteurs à l'extérieur de la province, en vertu du système existant

Il est aussi souhaitable de comprendre comment le gaz provenant de l'extérieur de la province est traité. La Westcoast achète ce gaz des producteurs des Territoires et de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (CCPA), à la frontière entre l'Alberta et la

¹ Audience de 1979 sur les droits tenue conformément à l'ordonnance n° RH-2-77.

² Lettre de James J. Hewitt qui est l'annexe V des motifs de décision sur la Westcoast, en date de septembre 1979

Colombie-Britannique, et il est présumé être vendu sur le marché d'exportation. Le prix payé est le prix d'exportation moins le coût du service attribué à la Westcoast. Pour arriver à cette attribution, la Westcoast prend les obligations des quantités journalières maximales (OQJM) pour tous les producteurs de la Colombie-Britannique, des Territoires et de l'Alberta et répartit ses coûts fixes dans la même proportion que les OQJM pour chaque tronçon de son réseau, par rapport au total, après avoir appliqué, pour certains tronçons, un redressement fondé sur la distance. Les coûts variables sont attribués sur la base du débit après application, dans certains tronçons, d'un redressement fondé sur la distance. Ceci signifie que le coût du service réparti entre les trois régions productrices est essentiellement insensible aux variations des quantités. Durant toute période au cours de laquelle les quantités destinées aux exportations baissent proportionnellement plus que les quantités destinées au marché au pays, les producteurs à l'extérieur de la Colombie-Britannique payent une part plus grande des coûts attribués que s'ils ne devaient le faire dans le cas où les coûts auraient été liés aux volumes.

2.2.7 Redevances de la demande

Il faudrait noter un autre aspect du système actuel. Étant donné que tous les prix du gaz vendu à l'intérieur de la Colombie-Britannique étaient administrés et que la lettre de M. Hewitt assurait que la Westcoast récupérerait son coût du service, il n'y avait aucune nécessité de répartir précisément la partie fixe du coût du service inclus à la redevance de la demande. Avant l'établissement de la BCPC en 1973, la Westcoast avait établi une redevance de la demande qui récupérerait tous les frais fixes ou la plupart d'entre eux et une redevance de produit qui récupérerait les coûts variables comme le gaz de combustible et d'autres coûts liés au gaz. Depuis lors, il y a eu peu de redressements dans la redevance de la demande, de telle sorte qu'en ce moment elle ne récupère qu'environ 12 à 16 pour cent des frais fixes. Des négociations récentes avec la Northwest ont mené à une augmentation de la redevance de la demande égale à environ 50 pour cent des frais fixes. La plupart des parties, y compris la Westcoast, ont convenu du besoin d'accroître progressivement la redevance de la demande qui comprendrait cent pour cent des coûts fixes, afin d'accommoder la nouvelle méthode envisagée par le gouvernement de la Colombie-Britannique, c'est-à-dire que la Westcoast en plus d'acheminer le gaz pour elle-même, transporterait du gaz pour des tiers. Dès que la redevance de la demande comprendra 100 pour cent des frais fixes, la lettre de M. Hewitt sera retirée.

Il faudrait donc aussi tenir compte de la tendance à inclure 100 pour cent des frais fixes de la redevance de la demande, couplée à la possibilité, au cours du temps, que d'autres cherchent à acheminer du gaz sur une base garantie. Ceci semblerait devoir exiger la répartition des coûts fixes entre les clients garantis, selon la proportion de leurs demandes contractuelles individuelles par rapport à la demande contractuelle globale, avec un redressement pour la distance.

2.2.8 Nouveau système d'établissement de prix pour les sociétés de distribution locale et les producteurs

D'autres changements apportés par les politiques du gouvernement de la Colombie-Britannique doivent être examinés afin de déterminer la méthode de réglementation permettant d'accommoder au mieux les circonstances modifiées. Le calcul du prix à la tête de puits et le désir des parties intéressées à inclure les coûts du gaz combustible dans le coût du service ont eu tous les deux une incidence importante sur le choix de la méthode de réglementation la plus pertinente.

La nouvelle politique envisage que le gouvernement de la Colombie-Britannique établira un prix de gros moyen au pays. Ce prix sera un pourcentage de l'équivalent thermique du coût d'acquisition aux raffineries de Vancouver (CARV) du pétrole brut. Le niveau actuel est d'environ 43 pour cent et vers 1990 il atteindra 65 pour cent de l'équivalent thermique du CARV. Une valeur de produit du gaz (VPG) est ensuite déterminée en déduisant du prix de gros moyen au pays, le coût du service moyen au pays de la Westcoast tel qu'approuvé par l'Office. Cette valeur devrait être redéterminée pour chaque modification du prix de gros moyen au pays et du coût du service moyen au pays. Il serait souhaitable que ces changements coïncident.

Le prix au gisement serait déterminé en déduisant du VPG, le cas échéant, les frais administratifs de la BCPC et en ajoutant les rentrées d'exportation et dans le cas des producteurs fournissant un gaz suffisamment humide, les recettes des liquides de gaz.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique envisage que ce prix unitaire serait relativement stable ne variant qu'en réponse aux fluctuations des frais administratifs de la BCPC, des rentrées d'exportation et des recettes des liquides de gaz au cours d'une période quelconque et c'est par rapport à ce prix unitaire que les redevances provinciales de la Colombie-Britannique seraient imposées. Les recettes des producteurs varieront encore mais cela ne sera pas dû aux effets de fluctuations de volumes sur le coût de transport par unité.

Il faudrait souligner que l'Office n'exerce aucune compétence en ce qui concerne un tel établissement de prix, toutefois il devrait être conscient des répercussions que ses décisions relatives aux droits pourraient avoir tant sur la façon selon lesquelles les prix sont mis au point que, dans ce cas-ci, sur la facilité selon laquelle les redevances provinciales peuvent être perçues.

2.2.9 Décision sur la méthode de la réglementation

Selon les témoins de la Westcoast, la MCSV peut être adaptée pour accommoder la nouvelle politique de commercialisation du gaz établie par le gouvernement de la Colombie-Britannique et le désir des parties intéressées pour l'obtention d'un droit contenant un élément fondé sur la demande et le produit. La Westcoast a indiqué qu'elle pourrait faire ses propres prévisions du débit et des autres facteurs tels que les ajouts à la base des taux afin d'arriver à une projection du coût du service moyen au pays. La Westcoast a fourni la preuve pour démontrer que son coût du service variait peu d'un mois à l'autre et que les grandes fluctuations des recettes, à la BCPC et aux producteurs à l'extérieur de la province, provenaient des modifications relativement importantes du débit sur l'année. Cette situation fait que le coût d'achat de gaz de la Westcoast, sur une base unitaire, augmente en été et décroît en hiver. La Westcoast considérait que si elle estimait un débit annuel et répartissait tous ses frais fixes dans une redevance de la demande, elle pourrait, en vertu du système actuel, atteindre les résultats escomptés de prix unitaire de gaz stable et faciliter l'acheminement du gaz pour les ventes directes.

On ne sait ce qui pourrait arriver si la Westcoast gardait la MCSV et que les prévisions de débit, par exemple, soient inexactes. Vraisemblablement, la Westcoast ne récupérerait pas entièrement son coût du service au cours d'une année budgétaire. Les producteurs pourraient se trouver en face de la possibilité d'une "redevance de redressement" de temps à autre, ce qui porterait atteinte au désir de minimiser les variations du prix unitaire au gisement.

Une question plus difficile à résoudre est celle de savoir comment un système, tel que celui proposé par la Westcoast, permettrait aux parties intéressées d'examiner et de contester les prévisions de la Westcoast. Cette dernière a suggéré que ceci pourrait être réalisé au moyen de discussions entre une partie intéressée et la société, mais elle n'a pas donné de réponses fermes quant à la question de savoir ce qui arriverait si la partie intéressée désirait contester les prévisions de la Westcoast et pourrait ne pas être d'accord, même après discussion, avec ces prévisions.

L'Office considère aussi qu'il y a un besoin d'établir un droit pour le service d'acheminement afin d'accommoder les futures ventes directes tant sur une base garantie qu'interruptible. Encore une fois, selon la Westcoast, ceci pourrait être accompli aux termes de la MCSV, à condition que l'Office soit préparé à laisser à la Westcoast le soin de négocier les contrats nécessaires avec ces clients. Encore une fois, la question serait de savoir à qui les clients pourraient faire appel s'ils ne sont pas d'accord avec les propositions de la Westcoast, surtout si cette dernière cherchait à justifier des frais de service, de différenciation injuste, sur la base de la valeur économique du service aux clients.

L'Office accepte qu'aux termes de la MCSV la Westcoast puisse mettre au point des méthodes qui pourraient s'approcher, mais seulement dans les grandes lignes, des systèmes qui peuvent être établis en vertu de la MDF. En outre, l'Office considère que la proposition de la Westcoast n'offrirait pas une occasion suffisante aux parties intéressées de questionner ou de faire appel sur les prévisions, décisions et redevances de la Westcoast. L'Office conclut qu'un droit ou des droits fixes répondraient mieux aux nouvelles circonstances qui prévaudront en Colombie-Britannique, à la suite du rapport Govier, et à la suite de la conjoncture modifiée sur le marché d'exportation, comme la concurrence accrue et les ventes directes par les producteurs.

Il ne serait pas pertinent de dénier aux parties intéressées un moyen explicite et compréhensible de questionner toute prévision, décision qui pourrait être établie ou d'en appeler afin d'arriver à des droits convenables. L'Office considère qu'étant donné les circonstances modifiées, il devrait posséder un droit de regard général non seulement sur le coût du service global que la Westcoast devra récupérer dans ses droits, mais aussi sur la répartition détaillée et la conception des droits qui seront mises au point pour récupérer ces recettes et que la MCSV n'est pas propice ou appropriée à ces besoins.

En conséquence, l'Office conclut que la méthode de réglementation des droits de la Westcoast devrait être changée par rapport à la méthode actuelle du coût de service variable afin de la modifier en une méthode des droits fixes, à compter du 1^{er} janvier 1986. Pour appliquer cette décision, la Westcoast est requise de déposer une requête, aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ qui comprendra tous les renseignements nécessaires pour appliquer les décisions de l'Office sur la méthode de réglementation, la conception des droits et la dépréciation qui sont incorporées dans les présents motifs de décision.

Chapitre 3

Conception des droits

3.1 Introduction

Comme on l'a vu du chapitre 2, l'Office considère qu'il dispose de la compétence nécessaire, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'ONÉ, afin de déterminer la méthode selon laquelle les droits et tarifs seront réglementés, tant en ce qui concerne le gaz appartenant à la société que celui qu'elle achemine pour des tiers. Qui plus est, l'Office considère qu'il dispose de l'autorité nécessaire pour décider de la pertinence de la conception des droits pour toutes les catégories de service, aux termes d'un régime fondé sur les droits fixes.

Toutefois, l'Office réaffirme qu'il n'avait pas l'intention d'approuver une conception des droits du réseau de la Westcoast au cours de cette audience. Au lieu de cela, l'Office avait l'intention de solliciter les points de vue de toutes les parties à l'audience sur les principes qui devraient être incorporés à la conception des droits, dans le cas où une décision était rendue afin de modifier la méthode de réglementation pour qu'elle soit fondée sur un régime à base de droits fixes. En conséquence, ce qui suit représente les décisions de l'Office relatives aux principes que la Westcoast doit appliquer lorsqu'elle conçoit des droits fixes dans le cadre de sa requête tarifaire. Les droits et tarifs proposés seront ensuite réexaminés au moyen d'une audience publique.

3.2 Droits pour le service garanti

3.2.1 Droits fixes avec éléments de la demande et du produit

Il y a eu un accord général selon lequel un droit fixe pour la Westcoast devrait inclure une structure fondée sur la demande et le produit, avec les coûts fixes du coût du service de la Westcoast inclus dans l'élément de la demande et les coûts variables inclus dans l'élément du produit.

Il y a eu aussi un accord général sur le fait que les droits pour la collecte et le traitement du gaz devrait être du genre timbre poste, avec un droit unique pour le service particulier fourni, tandis que le droit pour l'acheminement devrait être fondé sur le volume redressé pour la distance, afin de refléter la portée du service fourni à chaque client.

La Westcoast et plusieurs parties intéressées ont reconnu que la conception des droits selon cette manière surmonterait les problèmes associés à la structure actuelle du prix de gros du gaz exigé des SDL à l'intérieur de la Colombie-Britannique. On a soutenu que le faible pourcentage des coûts fixes de la Westcoast, inclus actuellement dans l'élément de la demande du prix de gros est responsable en grande partie de la forte variation, sur une base mensuelle, et sur les rentrées nettes à la BCPC et aux producteurs à l'extérieur de la province. Toutefois, la fluctuation pourrait être considérablement réduite si l'élément de la demande d'un droit fixe comprenait 100 pour cent des frais fixes de la Westcoast.

En outre, bien qu'il y ait eu un accord général sur le fait que la redevance de la demande devrait comprendre 100 pour cent des coûts fixes de la Westcoast, les distributeurs de la Colombie-Britannique ont trouvé que l'inclusion d'une telle redevance élevée sur la demande devrait les dégager de toute facture annuelle minimale ou de toute clause du prendre ou payer dans les contrats d'achat de gaz.

3.2.2 Introduction progressive de l'élément demande

Actuellement, les coûts fixes inclus dans la redevance de la demande des divers contrats conclus entre la Westcoast et les SDL ne représentent que de 12 à 16 pour cent des frais fixes de la société. Si les frais fixes inclus dans l'élément demande devaient être augmentés jusqu'à 100 pour cent, cela provoquerait une augmentation brusque de la redevance de la demande mensuelle que doivent payer les SDL. Pour atténuer l'incidence d'une telle augmentation forte au niveau des SDL, la BCPC a proposé l'introduction progressive de l'élément demande du prix de gros sur une période de trois ans. Tous les frais fixes non récupérés dans l'élément demande durant la période d'introduction progressive, seraient inclus dans l'élément produit.

La Westcoast a trouvé que la proposition était raisonnable, tandis que les intervenants avaient des points de vue opposés. Les SDL considéraient que la proposition était presque une nécessité, tandis que les producteurs la considéraient comme une dissuasion à la commercialisation du gaz. Toutefois, Northwest a considéré que la proposition visant la récupération à 100 pour cent des coûts fixes dans la redevance de la demande constituait un empêchement à la poursuite de son niveau actuel de volumes contractuels négociés avec la Westcoast.

Inland a expliqué que les SDL s'exposaient à un problème de flux monétaire si la redevance de la demande devait atteindre trop rapidement 100 pour cent des coûts fixes. Ce problème aurait lieu pendant les périodes de faibles ventes des SDL lorsque leurs rentrées de caisse seraient insuffisantes pour couvrir l'élément demande des droits et exigeraient des emprunts à court terme.

L'APC et l'ASPIC étaient toutes les deux en faveur d'un plus faible élément produit pour améliorer la commercialisation du gaz. L'ASPIC a ajouté en outre que cela pourrait constituer un intérêt incitatif aux SDL pour augmenter le facteur de charge et a prévenu que le marché interruptible était sensible au niveau de l'élément produit.

La Dome a appuyé la proposition d'introduction progressive, mais sous réserve de l'engagement par la Westcoast à payer un prix unitaire ou de transaction pour le gaz; autrement, elle ne s'y opposait pas. Dome a aussi déclaré qu'un élément de demande entière permettrait à la B.C. Hydro de réaliser des économies importantes étant donné sa capacité de nivellement des demandes de pointe au moyen de ses installations de stockage.

Selon un témoin de la province, la lettre de M. Hewitt ne sera pas retirée avant que l'élément demande ne comprenne 100 pour cent des coûts fixes de la Westcoast.

3.2.3 Décision

Étant donné sa décision de la section 2.2.9 sur la méthode de réglementation, l'Office a décidé que le droit fixe devrait être fondé sur une année d'essai avancée et devrait contenir une composante de la demande et une composante du produit. La composante de la demande devrait inclure 100 pour cent

des coûts fixes de la Westcoast et, en ce qui concerne la fonction acheminement, elle devrait être fondée sur le volume redressé pour la distance. Le droit de collecte devrait être un droit timbre poste et, dans le cadre de cette fonction, l'Office est convaincu que la Westcoast devrait examiner la question de récupération des coûts fixes au moyen d'une redevance de la demande. Selon l'Office, un droit fixe avec une composante du produit, comme décrit ci-dessus, donnera de la stabilité aux rentrées nettes des producteurs et aidera dans l'application du nouveau barème des redevances fixes de la Colombie-Britannique.

En ce qui concerne l'introduction progressive de la redevance de la demande, l'Office ne s'y oppose pas, mais il n'est pas convaincu que cela exige une période de trois ans. En conséquence, la Westcoast est requise d'inclure 100 pour cent de ses coûts fixes dans la redevance de la demande pour le 1^{er} novembre 1986. Ceci coïncidera avec la date de l'année d'audience précisée dans les contrats conclus entre la Westcoast et ses clients.

La méthode selon laquelle la société propose d'appliquer ces décisions, par exemple sur le fait de savoir si elle doit inclure en une ou plusieurs étapes les 100 pour cent des coûts fixes dans la composante de la demande, sera examinée au cours de la prochaine audience tarifaire.

3.3 Droits d'acheminement pour le service interruptible

La Westcoast a proposé que le droit du service interruptible devrait être un droit négocié qui refléterait les conditions du marché dans chaque cas. Selon la Westcoast, le droit devrait récupérer au moins le coût différentiel de fourniture du service; il ne devrait pas dépasser la valeur du service à chaque expéditeur et devrait refléter le degré d'interruption du service.

Les discussions à l'audience étaient centrées sur la distribution de toute recette dépassant le coût différentiel de la Westcoast pour fournir le service, c'est-à-dire comment ces revenus devraient être partagés entre les diverses parties? Les opinions allaient de celles qui proposaient que les producteurs prennent toutes les recettes à celles en faveur du partage entre toutes les parties. Il y a eu aussi des discussions sur le concept d'un droit négocié: les distributeurs étaient d'accord avec le concept tandis que certains producteurs préféraient un droit approuvé par l'Office.

L'Office est convaincu que tous les droits pour des services rendus aux termes de circonstances et conditions essentiellement analogues, au titre de tout le transport de la même description effectué sur le même trajet, devraient être perçus également de tous les clients d'un pipeline. Le droit fondé sur la valeur du service proposé par la Westcoast entraînerait la perception de droits différents de clients différents, pour le même service, en se fondant uniquement sur les différences de l'évaluation du service fourni au niveau du client. Selon l'Office, un tel droit constitue une différenciation injuste et entraînerait des droits qui ne seraient ni justes ni raisonnables.

3.3.1 Décision

L'Office a décidé qu'à long terme, il est dans l'intérêt public que les droits que la Westcoast percevra pour le service d'acheminement interruptible soient des droits approuvés par l'Office et non des droits négociés entre la Westcoast et les producteurs.

De tels droits devraient prévoir les diverses catégories de service d'acheminement interruptible que la Westcoast prévoit qu'on lui demandera d'assurer. En supplément aux modalités générales, le tarif devrait aussi indiquer la disponibilité du service et la méthode de répartition de la capacité.

L'Office est convaincu que la Westcoast ne devrait garder des recettes reçues du droit d'acheminement que les coûts différentiels qu'elle a subi pour fournir le service et que les recettes dépassant cette somme, s'il y a lieu, devraient être portées au crédit du coût du service à l'avantage de tous les utilisateurs du gazoduc.

En ce qui concerne l'établissement de droits justes et raisonnables pour le service d'acheminement interruptible, cette question, y compris celle de savoir si oui ou non de tels droits devraient supporter une partie des coûts fixes, seront examinées au cours de la prochaine audience tarifaire.

3.4 Droit de traitement du gaz

À la suite du traitement du gaz brut pour l'amener à la qualité gazoduc, des recettes importantes sont obtenues à partir de la vente des liquides de gaz naturel et du soufre qui sont extraits sous forme de sous-produits. En vertu des dispositions actuelles, de tels sous-produits passent à la BCPC qui les vend et garde les recettes. Certaines parties intéressées se sont opposées à ce que les recettes de la vente des sous-produits passent à la BCPC, tandis que le coût d'extraction est imputé au coût du service.

B.C. Hydro et Inland ont allégué que toutes les recettes provenant de la vente des sous-produits devraient être portées au crédit du coût du service. La BCPC et l'APC étaient en faveur de ce que l'on porte au crédit du coût du service les recettes provenant des ventes de soufre, car ces recettes sont inférieures au coût d'extraction du soufre. Toutefois, la vente des LGN produit des recettes dépassant le coût d'extraction et, selon ces sociétés, elles devraient être une source de rentrées aux producteurs qui ont fourni le gaz humide.

La Westcoast a déclaré qu'elle n'avait aucun intérêt dans les recettes provenant de la vente de sous-produit car, aux termes de l'entente avec la BCPC, ces recettes sont perçues par la BCPC qui accorde ensuite des rentrées aux producteurs qui ont fourni le gaz acide ou humide. La société est convaincue que cette question doit être résolue, en commun, par le gouvernement de la Colombie-Britannique, la BCPC et les producteurs.

3.4.1 Décision

L'Office note qu'il y a eu un accord général selon lequel le droit pertinent pour les opérations de traitement de gaz par la Westcoast devrait être du genre dit timbre poste. Par conséquent, l'Office s'attend à ce qu'un tel droit soit inclus dans la partie de la requête se rapportant à la conception des droits. Le droit proposé devrait prendre en considération à la fois le gaz appartenant à la société et celui traité pour la vente directe à des tiers. De façon analogue à sa fonction de collecte, la Westcoast devrait examiner la question de récupération des coûts fixes de traitement au moyen d'une redevance de la demande.

En ce qui concerne les sous-produits, l'Office est convaincu que dans le cadre des circonstances actuelles, la propriété du soufre et des LGN dépasse la portée de la présente audience, en conséquence, il considère qu'il est inutile de présenter des commentaires.

3.5 Autres questions tarifaires

D'autres questions tarifaires ont été soulevées au cours de l'audience alors qu'elles ne l'avaient pas été auparavant dans cette décision. Bien que l'Office considère qu'elles ne constituent pas des questions importantes, il pense néanmoins qu'elles valent la peine d'être mentionnées.

La Westcoast, en réponse à l'annexe V de l'ordonnance d'audience relative à la conception des droits, a déposé un mémoire contenant la proposition de la société visant la répartition du réseau en cinq zones aux fins de conception des droits. Les zones proposées, classées par grande catégorie de fonctions, se présentent comme suit:

1. les installations de collecte;
2. les installations de traitement de gaz
3. le réseau d'acheminement au nord de la station de compression n° 2;
4. le réseau d'acheminement au sud de la station de compression n° 2; et
5. les installations en Alberta.

La plupart des parties intéressées ont proposé une répartition plus simple n'exigeant que trois zones. Ces zones étaient la collecte, le traitement de gaz et l'acheminement.

Inland a déclaré qu'elle avait pris livraison du gaz du réseau de la Westcoast en plusieurs points de sa région de franchise. Elle a proposé que si le droit d'acheminement devait être fondé sur les volumes et la distance, un droit moyen unique devrait être établi pour l'acheminement du gaz que l'Inland achète plutôt qu'un droit individuel pour chaque point de livraison.

Il y a aussi eu une discussion sur le coût, aux fins de droits, du combustible des compresseurs et des pertes de gaz non comptabilisées. Bien qu'il y ait une entente générale sur le fait que le gaz combustible et les pertes de gaz non comptabilisées devraient être inclus dans toute conception de droits fixes, diverses suggestions ont été avancées pour le calcul du coût de ce gaz.

3.5.1 Décision

Bien que l'Office convient qu'il sera nécessaire, aux fins de la conception des droits, de segmenter le réseau et que les coûts du combustible et des pertes de gaz non comptabilisés devraient être inclus dans les droits fixes de la société, il est convaincu que de telles questions pourraient être résolues au mieux après avoir entendu la preuve sur les propositions particulières de la Westcoast. En conséquence, ces questions seront traitées dans le cadre de la prochaine audience sur les droits.

Lorsque la Westcoast déposera sa proposition de conception des droits, il faudrait tenir compte et concevoir des droits en conséquence afin de prévoir chaque catégorie de service, tant garantie qu'interruptible, qui seront requises selon la Westcoast pendant l'année d'essai.

Chapitre 4

Dépréciation

4.1 Rétrospective

Les taux de dépréciation qui sont autorisés actuellement pour la Westcoast provenaient d'audiences tenues par l'Office en 1978 et en 1979. Ils avaient été établis après que l'Office ait étudié chacun des facteurs suivants: les réserves de gaz (raccordées et non raccordées), le gaz des réserves prévues et les prévisions de la capacité de livraison ainsi que la durée des licences d'exportation et la durée pratique de service.

Au cours de ces audiences, l'Office avait constaté que la méthode utilisée par la Westcoast pour déterminer les taux de dépréciation était acceptable en général. Selon cette méthode, la base de réserves qui a été acceptée par l'Office a été ventilée selon les taux de production et convertie en taux annuel de dépréciation. Toutefois, l'Office n'était pas d'accord avec l'absence de toute pondération au gaz des réserves prévues de la région de Fort Nelson pour le calcul de la base de réserves.

Au moment de la décision de 1979, l'Office avait traité de la question de la durée limitée des licences d'exportation en reconnaissant que, dans le cadre prévalant du marché d'exportation, il serait prudent de prévoir des taux de dépréciation légèrement plus élevés dès le début pour compenser le risque de plus faible débit à l'avenir. Les taux de dépréciation approuvés à ce moment-là reflétaient cette considération. En conséquence, on avait supposé qu'il était inutile de traiter de cette question par répartition des actifs immobilisés entre les clients importateurs et au pays.

Compte tenu du fait que les taux de dépréciation sont des estimations fondées sur les circonstances qui existent à un moment donné précis, on ne peut soutenir qu'ils constituent indéfiniment à l'avenir les taux les plus appropriés. En conséquence, l'Office a comme politique courante de réexaminer les taux de dépréciation tous les cinq ans. Selon cette pratique, dans le cadre des motifs de décision de 1983 sur la Westcoast, l'Office a exigé que cette société dépose une nouvelle étude de dépréciation. Après que la société se soit conformée à cette exigence, l'Office a sollicité les points de vue des parties intéressées et a décidé de réexaminer les principes incorporés dans l'étude de dépréciation de mars 1984 au cours de l'audience sur la méthode de réglementation. Toutefois, le but de la présente audience n'est pas d'approuver les taux de dépréciation.

4.2 Étude de dépréciation de la Westcoast

L'étude de dépréciation déposée par la Westcoast a examiné cette question d'une façon analogue à celle qu'elle avait déposée auprès de l'Office à une audience antérieure, sauf qu'elle comprenait une provision pour la perception de fonds de récupération négative (voir section 4.5).

En particulier, le montant des dépréciations a été calculé en ajoutant le coût négatif de la valeur de récupération au solde des installations non dépréciées et en le divisant par la vie économique composée restante. Le taux de dépréciation avait ensuite été déterminé en divisant la somme de la dépréciation annuelle déterminée ci-dessus par le solde des installations brutes. Cette méthode a été suivie pour chacune des treize sections de la base des taux de la Westcoast.

Dans son calcul des taux de dépréciation, la société s'était assurée de ce que la vie de service de tous les éléments de chaque tronçon du réseau de gazoduc dépasse la vie économique calculée pour ce tronçon. Lorsque que ce n'était pas le cas, une provision particulière avait été effectuée par la société pour prévoir la récupération des coûts en capital au cours de la vie de service prévu pour cet élément. Ayant traité ses installations de cette façon, un témoin de la Westcoast a suggéré que les taux de dépréciation des comptes (à l'exclusion des rubriques "divers" et "installations générales") de chaque tronçon pourraient être dépréciés selon un taux composé.

Le taux de dépréciation pour les installations générales a été calculé après avoir étudié l'expérience de réforme de chaque élément de ce compte. Une catégorie d'installations diverses a été établie pour les installations comme les entrepôts et les bureaux sur le chantier et on a supposé que le taux de dépréciation de ces installations était égal à la moyenne du reste du réseau de gazoduc.

Le solde de l'étude de dépréciation de la Westcoast traitait de la détermination de la vie économique composée du gazoduc et des réserves sur lesquelles cette vie économique était fondée. Ces deux dernières questions (ainsi que celles des recettes négatives des ventes de récupération) ont constitué les points sur lesquels le contre-interrogatoire était centré pendant l'audience.

4.3 Détermination de la vie économique composée du gazoduc

La vie économique composée que l'on avait supposée pour les installations à l'extérieur de la Colombie-Britannique avait été rendue égale aux vies restantes des contrats pertinents sur une base linéaire. La vie économique composée des installations situées en Colombie-Britannique avait été calculée selon une façon qui revenait à pondérer la moyenne des vies économiques d'exportation et au pays pour tenir compte de la répartition de la base de dépréciation entre les marchés d'exportation et au pays. Étant donné que la vie économique au pays et la répartition de la base de dépréciation entre les marchés d'exportation et au pays variaient, des calculs individuels avaient été rendus nécessaires pour chaque tronçon du réseau de gazoduc. Toutefois, la vie économique d'exportation avait été constamment rendue égale à la vie restante maximale du contrat d'exportation de douze ans.

Le calcul de la vie économique au pays a été fait séparément pour chaque tronçon du réseau de la Colombie-Britannique en déduisant les volumes d'exportation prévus de la base de réserves de la Westcoast à déterminer pour chaque tronçon de son gazoduc (voir section 4.4). Le solde représente la base de réserves attribuée aux marchés et cette somme a été divisée par les estimations de production annuelle pour arriver à la vie économique au pays.

4.4 Détermination de la base des réserves de la Colombie-Britannique

Une question dont on a discuté au cours de la phase de l'audience portant sur la dépréciation était la méthode employée par la Westcoast pour déterminer la base des réserves du gaz de la Colombie-Britannique qui a été utilisée dans la détermination de la vie économique. La méthode dont s'est servie la Westcoast entraînait la répartition des réserves en cinq catégories, comme suit: gaz des réserves prévues de la Colombie-Britannique, gaz au-delà de la portée économique, réserve non raccordée à plus de 10 milles du gazoduc, réserve raccordée à moins de 10 milles du gazoduc et réserve raccordée. Toutes ces catégories, à l'exception du gaz des réserves prévues, portaient sur des réserves de gaz prouvées.

Le gaz des réserves prévues est du gaz qui n'a pas encore été trouvé, mais dont on prévoit la découverte à l'avenir. Les estimations du gaz des réserves prévues sont en général une fonction des futurs taux de forage qui à leur tour sont une fonction de la future conjoncture.

Le gaz au-delà de la portée économique comprend les réserves que l'on considère trop faibles ou trop éloignées pour une exploitation économique. Encore une fois, cette catégorie est une fonction de la future conjoncture.

Les réserves de gaz non raccordées ont été subdivisées en deux catégories par la Westcoast conformément à leur distance à partir du gazoduc. La distance de 10 milles, choisie par la Westcoast pour la répartition des réserves de gaz non raccordées, a été déterminée de façon subjective. Selon la Westcoast, le gaz non raccordé situé à plus de 10 milles du gazoduc est une source d'incertitudes importantes quant aux dépenses en capital pour le raccordement des réserves, l'emplacement auquel les réserves devrait être raccordées et bien sûr le fait de savoir si le gaz serait acheminé par le gazoduc de la Westcoast. La société a considéré que seule la première de ces incertitudes s'appliquait aux réserves non raccordées situées à moins de 10 milles du gazoduc.

La catégorie finale des réserves raccordées comprend les réserves prouvées qui sont raccordées au réseau de la Westcoast.

De ces catégories, la Westcoast n'a inclus que les réserves raccordées et les réserves non raccordées à moins de 10 milles du gazoduc, dans les réserves utilisées pour calculer les taux de dépréciation des installations de traitement et d'acheminement de gaz (à l'exception près des installations des tronçons 10 et 11). Les réserves utilisées pour les installations de collecte situées en Colombie-Britannique ont été calculées sur la base unique des réserves raccordées.

4.5 Récupération négative

Comme on l'a mentionné ci-dessus, la Westcoast a inclus, dans les taux de dépréciation composés calculés dans son étude, une provision pour le futur coût d'abandon et dans la plupart des cas d'enlèvement de ses installations lorsque la vie utile du gazoduc sera épuisée. La présente audience a marqué la première fois que la question de la récupération négative a été examinée par l'Office. À la lumière de ce qui précède et en partie en réponse aux préoccupations soulevées par certaines des parties intéressées, l'Office a convenu de limiter la discussion de l'élément relatif à la récupération négative de l'étude de dépréciation aux seuls grands principes pertinents. Une certaine idée sur les hypothèses générales utilisées par la Westcoast pour calculer les estimations de coût de la récupération négative a été fournie lorsque les documents de travail, à partir duquel les prévisions ont été calculées, ont été déposées comme pièces justificatives.

Initialement, la Westcoast a estimé que le coût de récupération négative en janvier et en dollars de 1984 serait de 268 millions de dollars. Cette estimation prévoyait l'enlèvement de toute la canalisation, de toutes les stations de compression et des usines de traitement. Par la suite, en réponse à une demande de l'Office pour l'obtention de renseignements supplémentaires, la Westcoast a indiqué que sous la contrainte de limiter les coûts au minimum, la récupération négative serait réduite à 119 millions de dollars (plus les coûts perpétuels de 577 000 \$ d'entretien annuel). Cette estimation prévoyait aussi l'enlèvement des stations de compression, des usines de traitement et des croisements aériens de canalisation, mais prévoyait l'abandon sur place de toutes les canalisations. En réponse à une autre demande de l'Office, la Westcoast a fourni une estimation du coût de récupération négative,

sous réserve des critères de moindre coût et d'utilisation des terres, des critères environnementaux et de sécurité. Dans sa réponse, la société a déposé une estimation de 127 millions de dollars (plus les coûts perpétuels de 577 000 \$ pour l'entretien annuel). Cette estimation a été calculée d'une façon essentiellement identique à l'estimation de 119 millions de dollars discutée ci-dessus, sauf que toutes les installations en surface devaient être éliminées, y compris les vannes et autres assemblages de canalisation au-dessus du sol. Il faudrait noter que la Westcoast a déposé les deux dernières estimations en supposant que l'Office dégagerait la société des obligations d'enlèvement de la canalisation incluse dans le règlement sur les gazoducs.

Au cours de l'audience, la société n'a avancé aucune de ses estimations de coût comme étant son "cas de base". Elle n'a pas non plus déposé d'études pour démontrer la faisabilité de l'abandon complet ou partiel de ses canalisations enfouies dans le sol avec entretien perpétuel. Il semblerait que les préoccupations relatives à l'utilisation des terres, aux critères environnementaux et à la sécurité doivent être soulevées en finale sur une base particulière au site de chaque gazoduc et oléoduc.

La Westcoast a indiqué qu'elle ne s'opposait pas aux principes d'une tierce personne agissant en qualité de fiduciaire pour tout fonds de récupération négatif qui pourrait être perçu. Toutefois, les parties intéressées, à l'exception de l'une d'entre elle, étaient opposées en général à la perception de fonds de récupération négative maintenant.

4.6 Méthode de dépréciation fondée sur les unités de débit

L'APC a proposé l'utilisation d'une méthode de dépréciation en fonction de l'unité de débit qui exprimerait la vie économique restante du gazoduc en unités de gaz à acheminer plutôt qu'en années composées de vie restante. En vertu de cette méthode, le coût des installations serait récupéré en déterminant le nombre d'unités de débit à acheminer au cours de la vie économique restante du gazoduc et en subdivisant ce nombre dans la base de dépréciation. Le résultat est ensuite appliqué à chaque unité de débit dont les coûts en capital seront récupérés par les unités qui seront transportées.

La dépréciation linéaire fait la moyenne de la somme de dépréciation qu'il faut récupérer chaque année au cours de la vie restante estimée pour le gazoduc. L'utilisation de cette méthode ne tient pas compte de la consommation réelle annuelle de la valeur de service fondée sur la quantité réelle de gaz traitée ou transportée.

Un témoin-expert de l'APC a déclaré que la méthode des unités de débit était plus appropriée à un réseau tel que celui de la Westcoast dont la vie économique restante prévue est plus courte que sa vie physique. Il a aussi déclaré que compte tenu du fait que les installations sont réparties par la Westcoast entre les marchés d'exportation et au pays, sur la base de la demande, et compte tenu de ce que les frais de dépréciation attribués aux ventes d'exportation sont récupérés sur douze ans au lieu de 35 ans, comme c'est le cas pour les ventes au pays, les frais de dépréciation unitaire pour les exportations sont significativement plus élevés que pour les livraisons au pays.

Les parties intéressées ont considéré que la méthode des unités de débit est liée aux volumes sans que l'on ne tienne compte de la demande journalière maximale du réseau de la Westcoast. Qui plus est, elles ont soutenu que les installations qui ont été construites pour les ventes d'exportation devraient être entièrement dépréciées lorsque les licences d'exportation expirent.

4.7 Décision

L'Office a décidé qu'il sera nécessaire pour la Westcoast de déposer une étude révisée de dépréciation dans le cadre de la requête relative aux droits, en vertu de la Partie IV, que la société doit déposer conformément à la décision de l'Office du chapitre 2 relative à la méthode de la réglementation. L'étude révisée devrait incorporer chacun des principes ci-après.

La Westcoast a proposé la répartition de la dépréciation entre les marchés d'exportation et au pays sur la base de la demande. La preuve produite au cours de l'audience a démontré qu'une autre méthode, quoique très complexe, de répartition entraîne la subdivision des coûts de dépréciation comptable, l'actualisation des ajouts historiques aux installations et l'attribution des coûts non dépréciés de ces ajouts d'installations entre les marchés d'exportation et au pays. Le réseau de la Westcoast a évolué à partir d'un gazoduc desservant de façon prédominante le marché d'exportation à un gazoduc desservant à la fois les marchés d'exportation et ceux du pays et l'Office n'est pas convaincu que la vie restante des licences d'exportation devrait être considérée comme une entrave dans le calcul de la vie économique restante du gazoduc. En conséquence, l'Office a décidé que le principe de répartition de la dépréciation entre les marchés d'exportation et au pays n'est pas pertinent en ce qui concerne le réseau de la Westcoast. Pour cette raison, la Westcoast ne devrait plus faire de différence entre les réserves attribuées au marché d'exportation et au pays et ne devrait plus être liée par la vie des licences d'exportation lorsqu'elle préparera l'étude révisée.

L'Office ordonne aussi à la Westcoast d'inclure, dans la base des réserves de la Colombie-Britannique, une provision pour les gaz de réserve non raccordés (à moins de et à plus de 10 milles) et au gaz des réserves prévues.

En ce qui concerne le principe de la récupération négative, la Westcoast ne devrait pas inclure une provision pour la récupération négative dans l'étude de dépréciation révisée. Après avoir examiné toute la preuve produite sur la récupération négative, l'Office a conclu que, étant donné la complexité de cette question, il faut une étude et une évaluation plus poussées.

En ce qui concerne la méthode de dépréciation, l'Office décide qu'étant donné les circonstances uniques du réseau de la Westcoast - il achemine non seulement du gaz naturel mais le collecte aussi et le traite, et il a été conçu et construit sur la base de quantités journalières maximales - la méthode linéaire de calculs des taux de dépréciation continue d'être pertinente.

Chapitre 5

Questions relatives à l'ordonnance n° TG-5-79

Dans l'annexe IV de l'ordonnance d'audience n° RH-5-83 (voir annexe I des présents motifs de décision), l'Office a indiqué son intention de réexaminer les questions particulières relatives à la méthode actuelle de réglementation des droits de la Westcoast.

5.1 Décision

L'Office avait déterminé auparavant, au chapitre 2 des présents motifs, que la méthode pertinente de réglementation de la Westcoast est un droit fixe fondé sur une année d'essai avancée. L'Office a aussi déterminé que cette méthode de réglementation devrait entrer en vigueur à partir du 1^{er} janvier 1986. En conséquence, l'Office trouve que des modifications à l'ordonnance n° TG-5-79 ne sont pas requises.

Chapitre 6

Disposition

Les chapitres précédents, à l'exception du résumé directeur, constituent nos motifs de décision et notre décision.

A.D. Hunt
Membre président

J. Farmer
Membre

A.B. Gilmour
Membre

Ottawa, Canada
Avril 1985

Annexe I

Ordonnance no RH-5-83

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

ET RELATIVE À la méthode de réglementation des droits de la Westcoast Transmission Company Limited (ci-après appelée "Westcoast") prescrite par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée. Dossiers de l'Office, 1562-W5-3 et 1562-W5-5.

DEVANT l'Office le jeudi 22 décembre 1983.

VU QUE des preuves ont été présentées pendant l'audience publique en matière des droits de la Westcoast tenue en vertu de l'Ordonnance n° RH-1-83, qui remettent en question la méthode de coût de service variable de réglementation des droits de la Westcoast prescrite par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée et proposant une modification à la méthode de droits fixes;

ET VU QUE l'Office, dans une décision en date du 20 avril 1983 qui se trouve à la page 169 du compte rendu de l'audience publique tenue conformément à l'Ordonnance n° RH-1-83, a annoncé son intention d'étudier cette question au cours d'une audience distincte;

ET VU QUE l'Office, au chapitre 3 des Motifs de décision en date d'août 1983, en ce qui concerne les délibérations tenues en vertu de l'Ordonnance n° RH-1-83, a établi certaines questions additionnelles qu'il a l'intention d'étudier au cours de ladite audience distincte;

ET VU QUE l'Office, au chapitre 8.5 des Motifs de décision en date d'août 1983, a ordonné à la Westcoast de présenter une étude de dépréciation complète au plus tard le 31 décembre 1983;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. L'Office tiene une audience publique au Centre de conférences de l'Hôtel Sheraton Landmark à Vancouver (Colombie-Britannique) à compter du mardi 10 avril 1984, à 9h30, heure locale.
2. L'Office étudie
 - a) la méthode de coût de service variable par rapport à la méthode de droits fixes pour réglementer les droits de la Westcoast comme question de principe et comme question de pratique en ce qui concerne, entre autres, le contrôle des coûts d'entretien et d'exploitation, les incidences de chacune des méthodes sur le contrôle de ces coûts et la simplification des procédures de réglementation;
 - b) des questions précises en ce qui concerne la méthode actuelle de réglementation des droits de la Westcoast, contenues dans l'annexe IV;
 - c) des questions relatives à l'établissement possible d'un tarif à droits fixes, notamment celles que contient l'annexe V; et
 - d) les sujets établis à l'annexe VI

3. L'Office n'ait pas l'intention de fixer des droits ou tarifs particuliers au cours de cette audience.
4. Les délibérations se déroulent dans l'une ou l'autre langue officielle et que des services d'interprétation simultanée soient fournis si une partie en fait la demande dans son intervention.
5. La Westcoast signifie sans délai une copie authentique de la présente ordonnance auprès des procureurs généraux des provinces de la Colombie-Britannique, et de l'Alberta, du Secrétaire de la British-Columbia Utilities Commission, de l'Association canadienne du gaz et des parties énumérées à l'annexe I à la présente et, dès que possible, aux parties qui sont intervenues en vertu du paragraphe 7 de la présente.
6. La Westcoast se charge de faire publier l'avis d'audience dans la forme établie à l'annexe II à la présente avant le 14 janvier 1984 ou aussitôt que possible après cette date, dans un numéro chacun des journaux suivants: le "Times Colonist" à Victoria, "The Sun", le "Vancouver Province" and "Le Soleil de Colombie" à Vancouver, l'"Alaska Highway News" à Fort St. John (Colombie-Britannique): l'"Edmonton Journal" et "Le Franco-albertain" à Edmonton, le "Calgary Herald" à Calgary (Alberta); le "Globe and Mail" et "Le Toronto Express" à Toronto (Ontario); et aussitôt que possible dans la Gazette du Canada.
7. Toute personne qui a l'intention d'intervenir à ladite audience, dépose, au plus tard le 3 février 1984, trente-cinq (35) exemplaires auprès du Secrétaire de l'Office, d'une intervention écrite dans l'une ou l'autre des deux langues officielles et contenant son mémoire avec toute documentation à l'appui. Ce mémoire doit comprendre:
 - a) un énoncé concis des faits permettant de déterminer la nature de l'intérêt qu'a la partie intervenante dans ce dossier;
 - b) une déclaration précise quant à la position de la partie intervenante en ce qui concerne la question soulevée au paragraphe 2a) de la présente;
 - c) l'avis de la partie intervenante, le cas échéant, en ce qui concerne les autres sujets établis aux alinéas b), c) et d) du paragraphe 2 de la présente;
 - d) une déclaration précise portant sur toute question particulière quant à la méthode de réglementation des droits de la Westcoast que la partie intervenante souhaite soulever, mais qui ne paraît pas au paragraphe 2 des présentes;
 - e) le nom et adresse de la partie intervenante ou de son procureur à qui des communications peuvent être faites;
 - f) une déclaration portant sur la langue officielle dans laquelle la partie intervenante désire être entendue.

Les parties intervenantes doivent, au plus tard le 3 février 1984, signifier trois (3) exemplaires de leur mémoire auprès de la Westcoast, un (1) exemplaire de ce dernier auprès des parties énumérées au paragraphe 5 de la présente ordonnance et, dès que possible, auprès de toute autre partie qui est intervenue en vertu de ce paragraphe, et dépose une preuve écrite de signification desdits documents à l'ouverture de l'audience. La liste des intervenants sera distribuée à toutes les parties par l'Office le 7 février 1984 ou peu après cette date.

8. Toute partie qui souhaite déposer une intervention écrite après le 3 février 1984, dépose ou signifie un avis de motion demandant l'autorisation de déposer une intervention tardive. Un tel avis devra être déposé et signifié conformément au paragraphe 4 des Règles de procédure établies à l'annexe III à la présente.
9. Toute partie, qui souhaite présenter une preuve en chef écrite à l'audience prépare, à moins d'autorisation contraire de l'Office, une preuve en chef écrite et, au plus tard le 20 février 1984, en dépose trente-cinq (35) exemplaires auprès de l'Office et en signifie un (1) exemplaire auprès de toutes les autres parties.
10. Toute partie, y compris la Westcoast, qui a déposé une preuve en chef écrite en vertu du paragraphe 9 de la présente et qui souhaite présenter une preuve en chef additionnelle ou supplémentaire au cours de l'audience prépare, sauf autorisation contraire de l'Office, une autre preuve en chef écrite et, au plus tard le 12 mars 1984, en dépose trente-cinq (35) exemplaires auprès de l'Office et en signifie un (1) exemplaire auprès de toutes les autres parties.
11. Toute partie qui a préparé une preuve en chef écrite en vertu des paragraphes 9 et 10 doit déposer une preuve écrite de la signification de cette preuve à l'ouverture de l'audience.
12. Les Règles de procédure établies à l'annexe III de la présente ordonnance régiront la conduite de l'audience.
13. Si l'Office considérait nécessaire de tenir une conférence préalable à l'audience, cette conférence aurait lieu en un temps et lieu déterminés par l'Office. À la suite de la réception des interventions, l'Office avisera les parties si une conférence préalable à l'audience aura lieu.
14. Au cours des heures normales de bureau, toute personne peut examiner des exemplaires des mémoires et de tous les autres documents déposés à:

La bibliothèque
Office national de l'énergie
9^e étage
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

ou

Office national de l'énergie
4500, 16^e ave. N.O.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6

ou

Westcoast Transmission Company Limited
1333, rue Georgia ouest
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6E 3K9

FAIT à Ottawa (Ontario) ce jeudi 22 décembre 1983.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

Annexe I
À l'ordonnance NO RH-5-83

Me D.C. Hetland,
Secrétaire et avocat
Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
1900, 250-6^e Avenue s.-o.
CALGARY (Alberta)
T2P 3H7

M. W.D. Mitchell
Solliciteur général
British Columbia Hydro and Power Authority,
18^e étage
970, rue Burrard
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V6Z 1Y3

M. E.C. Eddy
Superviseur des audiences et de la réglementation sur le gaz
British Columbia Hydro and Power Authority
3777, route Lougheed
Burnaby (Colombie-Britannique)
V5C 3Y3

M. G.S. Thomas
Contrôleur
British Columbia Petroleum Corporation
6^e étage
1199 ouest, rue Hastings
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V6E 3T5

M. P. Fournier,
Gérant, Affaires réglementaires,
Association pétrolière du Canada
1500-633, 6^e Avenue s.-o.
CALGARY (Alberta)
T2P 2Y5

Me. T.D. Tutti
Avocat
Cominco Limited
Trail (Colombie-Britannique)

Consumers Glass Company Limited
301, 703 ave. Evans
Etobicoke (Ontario)
M9C 5A6

M. R.C. Bryan
Gérant, Économique, statistiques et énergie
Council of Forest Industries of British Columbia
1500 - 1055 ouest, rue Hastings
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
Z6E 2H1

M. R.S. Johnson
Directeur des affaires de réglementation
Dome Petroleum Limited
333, 7^e Ave s.-o.
C.P. 200
CALGARY (Alberta)
T2P 2H8

M. A.N. Shikaze,
Esso Ressources Canada Limitée,
500 sixième Ave. s.-o.
CALGARY (Alberta)
T2P 0S1

Gérant, Affaires réglementaires
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
700-707 7^e Avenue s.-o.
CALGARY (Alberta)
T2P 0Z2

M. Patrick Lloyd,
Secrétaire
Inland Natural Gas Co. Ltd.
23^e étage
1066 ouest, rue Hastings
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V6E 3G3

Me K.F. Keeler
Conseiller général
Pan-Alberta Gas Ltd.
500, 707 8^e Ave S.O.
CALGARY (Alberta)
T2P 3V3

M. M.P.F. Collins
Division de planification des sociétés
Petro-Canada
C.P. 2844
CALGARY (Alberta)
T2P 3E3

Me J.M. Murray
Avocat
TransCanada PipeLines Limited
C.P. 54
Commerce Court West
Toronto (Ontario)
M5L 1C2

Me. M.W.P. Boyle
Avocat
Trans Mountain Pipe Line Company Limited
800 - 601 ouest Broadway
VANCOUVER (Colombie-Britannique)
V5Z 4C5

M. A.L. Shillington
Gérant, Planification de la réglementation
Union Gas Limited
50 nord, prom. Keil
Chatham (Ontario)
N7M 5M1

Annexe II
À l'ordonnance NO RH-5-83

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
AVIS D'AUDIENCE PUBLIQUE

Westcoast Transmission Company Limited
Méthode de réglementation des droits

L'Office national de l'énergie tiendra une audience pour déterminer si les droits de la Westcoast Transmission Company Limited devraient toujours être réglementés au moyen d'une méthode de coût de service variable ou plutôt au moyen d'une méthode de droits fixes. L'audience étudiera aussi d'autres questions relatives à la méthode de réglementation des droits de la Westcoast.

L'audience commencera à 9h30, heure locale, le mardi 10 avril 1984, au Centre de conférences de l'Hôtel Sheraton Landmark, à Vancouver (Colombie-Britannique).

L'audience sera publique et aura lieu afin d'obtenir des preuves et d'entendre les opinions pertinentes des parties, groupes, organismes et sociétés intéressés.

Toute personne qui a l'intention d'intervenir doit écrire ou envoyer un télex aussitôt que possible au Secrétaire de l'Office afin d'obtenir un exemplaire de l'ordonnance RH-5-83 (en français ou en anglais) qui énonce la procédure d'intervention. La date limite de dépôt des interventions auprès de l'Office est le 3 février 1984.

Pour tout renseignement supplémentaire, veuillez téléphoner aux services d'information de l'Office au n° (613) 593-6936.

Le Secrétaire

G. Yorke Slader
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
N° de télex: 053-3791

Fait à Ottawa, Canada
le 22 décembre 1983.

Annexe III
À l'ordonnance NO RH-5-83

RÈGLES DE PROCÉDURE

1. Dans les présentes règles, "partie" désigne la société Westcoast Transmission Company Limited et tout intervenant ayant déposé auprès du Secrétaire de l'Office une déclaration écrite conformément au paragraphe 7 de l'ordonnance n° RH-5-83.
2. Toute partie qui souhaite obtenir des renseignements supplémentaires de toute autre partie relativement à des questions soulevées dans les documents déposés auprès de l'Office, peut exiger par écrit que ces renseignements lui soient fournis. Un exemplaire de la demande doit être déposé auprès de l'Office et signifié à toutes les autres parties.
3. La partie à qui s'adresse la demande devra, aussitôt que possible, répondre par écrit à la demande de renseignements ou renvoyer la question devant l'Office aux termes du paragraphe 4 des présentes. Trente-cinq (35) exemplaires de la réponse doivent être déposés auprès de l'Office et un (1) exemplaire doit être signifié à toutes les autres parties. La partie qui reçoit la demande de renseignements doit la déposer en même temps que sa réponse comme pièces justificatives lors de l'audience.
4. Dans le cas de questions soulevées et sur lesquelles l'Office doit prendre une décision, il faut déposer un avis de motion à cet égard auprès du Secrétaire de l'Office et l'Office entendra la motion conformément à des procédures qui seront précisées par l'Office.
5. L'ordre de comparution des parties et l'ordre de présentation des preuves et du contre-interrogatoire seront communiqués par l'Office au début de l'audience ou avant.

Annexe IV
À l'ordonnance NO RH-5-83

Les sujets précis en ce qui concerne la méthode actuelle de réglementation des droits de la Westcoast, sont:

- i) le besoin constant d'établir les imprévus par centre de coût dans le budget d'exploitation et d'entretien,
- ii) s'il faut continuer à déterminer les dépassements au budget d'exploitation et d'entretien par centre de coût sans ajustements de compensation pour les insuffisances qui peuvent se produire dans d'autres centres de coût,
- iii) le besoin constant du paragraphe 9 de l'Annexe A de l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée, en ce qui concerne les mesures d'urgence,
- iv) l'à-propos continuel des procédures établies par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée, en ce qui concerne les additions à la base de tarification,
- v) l'à-propos continuel des procédures établies par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée en ce qui concerne l'approbation des budgets d'exploitation et d'entretien tout en tenant compte de la désirabilité de traiter de ces approbations au moment le plus opportun possible,
- vi) l'exclusion des revenus provenant des sous-produits dans l'établissement du coût de service en vertu de l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée,
- vii) le traitement des coûts du combustible et l'évaluation du produit dans la canalisation en ce qui concerne l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée.

Annexe V
À l'ordonnance NO RH-5-83

Les questions relatives à la méthode éventuelle des droits fixes comprennent:

1. La production réelle de 1983* pour chaque client et chaque classe ou type de service, notamment les exportations et les ventes diverses.
2. Le coût de service réel pour 1983*.
3. La conception appropriée des droits, y compris:
 - i) les classes et types de services;
 - ii) les zones de tarifs;
 - iii) la répartition des unités de coût servant aux droits;
 - iv) la répartition de chaque composante de coût du coût de service pour les principales fonctions du pipeline;
 - v) la classification des coûts fonctionnalisés entre les coûts fixes et les coûts variables et le fondement de cette classification des coûts.
4. Le traitement des recettes provenant des sous-produits et les coûts aux fins de comptabilité, de répartition des coûts et de la conception des droits.
5. Le traitement des coûts du combustible aux fins d'établissement des droits.

* À titre d'information aux fins d'illustration seulement.

Annexe VI
À l'ordonnance NO RH-5-83

- 1 . Récemment, les débits du réseau de la Westcoast ont été très inférieurs aux prévisions en raison de la diminution de la demande du marché d'exportation. Quoiqu'on s'attende que cette diminution se résorbe à l'avenir, la situation actuelle entraîne un augmentation des coûts unitaires de charge. En conséquence, l'Office tient à étudier notamment:
 - a) l'opportunité et l'incidence sur les coûts de la relation qui existe entre les obligations quotidiennes des contrats et les ventes annuelles;
 - b) le moment de la récupération des coûts en capital du réseau;
 - c) le moment de la récupération des autres coûts fixes, y compris le rendement des avoirs propres; et
 - d) la variabilité des taux de dépréciation, ainsi que les augmentations et diminutions du débit de la charge.

2. L'Office étudiera les taux de dépréciation de la Westcoast à la lumière de l'étude de dépréciation de la Westcoast.

Annexe II

Ordonnance no AO-1-RH-5-83

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

RELATIVE À la méthode de réglementation des droits de la Westcoast Transmission Company Limited (ci-après appelée la "Westcoast") prescrite par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée. Dossiers de l'Office n° 1562-W5-3 et 1562-W5-5.

DEVANT l'Office le mercredi, 14^e jour de mars 1984.

VU que le procureur général de la Colombie-Britannique a demandé, par avis de motion en date du 31 janvier 1984, un ajournement général de l'audience publique devant commencer le 10 Avril 1984;

ET VU QUE l'Office a entendu ledit avis le 16 février 1984;

ET VU que l'Office a averti toutes les parties au dossier, dans un télex en date du 17 février 1984 de la décision de l'Office d'ajourner l'audience au 25 septembre 1984;

ET VU que l'Office, en raison de difficultés imprévues quant à l'horaire des audiences de l'automne, a conclu qu'il ne lui serait plus possible de commencer l'audience le 25 septembre 1984;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Les paragraphes 1, 9 et 10 de l'ordonnance n° RH-5-83 soient supprimés et remplacés par ce qui suit:

"1. L'Office tiendra une audience publique devant commencer à 9h30 heure locale le mardi 20 novembre 1984, au Centre de conférence de l'Hôtel Sheraton Landmark, à Vancouver (Colombie-Britannique)."
9. Toute partie qui désire présenter une preuve en chef lors de l'audience, à moins d'autorisation contraire de l'Office, prépare une preuve en chef écrite et, au plus tard le 13 juillet 1984, en dépose trente-cinq (35) exemplaires auprès de l'Office et en signifie un (1) exemplaire auprès de toutes les autres parties.
10. a) Toute partie qui a déposé une preuve en chef écrite, conformément au paragraphe 9 de la présente et qui souhaite présenter une preuve en chef additionnelle ou supplémentaire au cours de l'audience, sauf autorisation contraire de l'Office, prépare une autre preuve en chef écrite et, au plus tard le 31 août 1984, en dépose trente-cinq (35) exemplaires auprès de l'Office et en signifie un (1) exemplaire auprès de toutes les autres parties.

- b) Toute partie qui souhaite présenter une preuve en chef écrite au cours de l'audience et qui n'a pas déposé une preuve en chef écrite, conformément au paragraphe 9 ou à l'alinéa a) du paragraphe 10 de la présente, dépose et signifie un avis de motion conformément au paragraphe 4 des règles et procédures établies à l'annexe III de la présente ordonnance demandant l'autorisation de déposer plus tard cette preuve."

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

Annexe III

Ordonnance no AO-2-RH-5-83

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

ET RELATIVE À la méthode de réglementation des droits de la Westcoast Transmission Company Limited (ci-après appelée "la Westcoast") prescrite par l'Ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée. Dossiers de l'Office n° 1562-W5-3 et 1562-W5-5.

DEVANT l'Office le lundi 9^e jour de juillet 1984.

Vu que la Westcoast a demandé dans sa lettre du 25 juin 1984 un prolongement des dates limites prescrites dans l'Ordonnance n° RH-5-83 modifiée par l'Ordonnance n° AO-1-RH-5-83 pour le dépôt de preuves en chef et additionnelles ou de preuves en chef supplémentaires;

ET VU que l'Office a pris en considération les représentations des parties intéressées

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Les paragraphes 9 et 10a) de l'Ordonnance n° RH-5-83, modifiée par l'Ordonnance AO-1-RH-5-83 soient supprimés et remplacés par ce qui suit:
 - "9. Toute partie qui désire présenter une preuve en chef lors de l'audience, doit, sauf autorisation contraire de l'Office, préparer une preuve en chef écrite et, au plus tard le 17 août 1984, en déposer trente-cinq (35) exemplaires auprès de l'Office et en signifier un (1) exemplaire auprès de toutes les autres parties.
 10. a) Toute partie qui a déposé une preuve en chef écrite en vertu du paragraphe 9 de la présente et qui désire présenter une preuve additionnelle ou une preuve en chef supplémentaire lors de l'audience, doit, sauf autorisation contraire de l'Office, préparer une autre preuve en chef écrite et, au plus tard le 28 septembre 1984, en déposer trente-cinq (35) exemplaires auprès de l'Office et en signifier un (1) exemplaire auprès de toutes les autres parties."

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire,

G. Yorke Slader

Annexe IV

Lettre, datée du 8 mars 1979 adressée à l'Office par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources Pétrolières de la province de la Colombie-Britannique ("lettre de M. Hewitt")

Traduction libre de l'Office national de l'énergie

Province de la Colombie-Britannique

Bureau du Ministre
Ministère de l'Énergie
des Mines et des
Ressources pétrolières

Édifices parlementaires
Victoria
Colombie-Britannique
V8V 1X4

8 mars 1979

Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
A/S de M. Brian H. Whittle

Objet:

Sur la question d'une requête déposée par la Westcoast Transmission Company Limited, conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* - votre numéro de référence: 1562-W5-3

Messieurs,

J'ai été avisé qu'à la suite de l'instance actuelle, il y aura vraisemblablement une augmentation du coût du service de la Westcoast applicable au gaz vendu par cette société aux distributeurs de la Colombie-Britannique ("Gaz Intra-Provincial"). L'Office devrait ensuite normalement faire face à la perspective de faire passer cette augmentation dans les tarifs contenus dans le contrat entre la Westcoast et les distributeurs de la Colombie-Britannique et cette augmentation sera passée à son tour aux consommateurs provinciaux.

La province de la Colombie-Britannique reconnaît la relation nécessaire entre le coût du service et le tarif aux distributeurs, mais afin de maintenir la souplesse de sa politique d'établissement du prix de gros du gaz au sein de la Colombie-Britannique, la province désire que les tarifs existants dans les contrats conclus avec les distributeurs, ne soient pas modifiés pour l'instant.

Pour que l'Office puisse laisser ces tarifs tels quels à cette audience, la province est prête à absorber le coût du service augmenté sur le gaz intra-provincial, à partir du prix sur le produit du gaz par le mécanisme d'un contrat entre la British Columbia Petroleum Corporation et la Westcoast. Ce coût du service accru peut être transmis par la province, entièrement ou en partie, au moyen d'une augmentation du prix de gros aux distributeurs de la Colombie-Britannique.

En conséquence, je désire aviser l'Office, au nom de la province, que par son agent, soit la B.C. Petroleum Corporation, elle absorbera toute augmentation du coût de service déterminée finalement par l'Office à cette audience et applicable au gaz intra-provincial, par la mise en oeuvre du contrat conclu entre la Petroleum Corporation et la Westcoast, afin de permettre à l'Office de maintenir les tarifs existants des contrats aux distributeurs de la Colombie-Britannique sans les modifier.

La province envisage des modifications futures dans les prix aux termes des contrats conclus avec les distributeurs de la Colombie-Britannique ou "les prix de gros" seront établis par un mécanisme de prix de base décrit à la clause 11, dans sa version modifiée, du contrat conclu entre la Petroleum Corporation et la Westcoast.

Veuillez agréer mes sentiments les meilleurs.

Le Ministre

James J. Hewitt

Annexe V

Décision de l'Office relative à une demande de l'APC et de l'ASPIC pour l'obtention d'un réexamen de la méthode de réglementation - chapitre 3 des motifs de décision de 1983 relative à la Westcoast

Chapitre 3

Méthode de réglementation

En vertu de l'ordonnance de l'Office n° TG-5-79, la Westcoast est requise de s'en tenir actuellement à un droit de coût de service. Selon cette méthode de réglementation, la Westcoast est autorisée à récupérer son coût de service réel conformément aux directives de l'Office.

L'APC a déposé une preuve qui a contesté la méthode de réglementation actuelle et a préconisé l'adoption de la méthode des droits fixes. En vertu de cette méthode, le coût de service global de la Westcoast pour une année d'essai éventuelle serait déterminé sur la base des volumes et des distances prévus, et les droits fixes seraient établis sur une base volume/ distance. Ces droits récupéraient le coût de service approuvé à partir du débit réel.

La Westcoast s'est opposée à l'introduction de la méthode de réglementation comme question à l'ordre du jour de l'instance en se basant sur le fait que cette question n'avait pas été inscrite dans l'ordonnance d'audience. La Westcoast a soutenu que si la méthode de réglementation avait constitué une question à débattre à l'audience, cette société aurait déposé un mémoire tout à fait différent de celui qu'elle avait déposé actuellement et elle a déclaré en plus qu'un retard important aurait lieu si l'Office devait traiter de cette question au cours de l'audience actuelle. Le 20 avril 1983, l'Office a annoncé qu'il examinerait la méthode de réglementation; toutefois, vu que le traitement de cette question au cours de la présente audience pourrait porter préjudice à la Westcoast, l'Office a décidé de reporter cette question à une instance distincte. Une ordonnance d'audience sera délivrée en temps opportun et donnera l'occasion à toutes les parties de présenter leur point de vue sur cette question.

Reconnaissant qu'un des aboutissements possibles de l'audience proposée pourrait être la poursuite de la méthode de réglementation du coût de service, l'Office a aussi décidé de reporter à cette audience plusieurs questions soulevées au cours de la présente audience en ce qui concerne l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée. Celles-ci comprennent la méthode des centres de coût pour le traitement des dépassements et des imprévus du budget d'exploitation et d'entretien; le traitement des recettes de sous-produit, les coûts de combustible, et l'évaluation du remplissage de la canalisation; et des éclaircissements sur le paragraphe 9 de l'annexe A de l'ordonnance en ce qui concerne les mesures d'urgence. À la lumière de sa préoccupation générale à l'égard du contrôle des coûts de construction pipelinère, l'Office reporte aussi à cette instance son examen de l'opportunité des procédures établies par l'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée, en ce qui concerne les ajouts à la base des taux.

Finalemant, vu la préoccupation de l'Office avec les procédures de l'ordonnance n° TG-5-79, qui provoquent des retards dans l'approbation des budgets annuels d'E & E de la Westcoast, l'Office inclura aussi un réexamen de ces procédures dans l'audience sur la méthode de réglementation.

Annexe VI

Profil statistique de la Westcoast Transmission

Tableau A6-1
Westcoast Transmission Company Limited
Profil statistique

Données statistiques

a) Capacité de vente du réseau 42,5 10⁶m³/jour (approximativement)

b) Volumes des ventes (10⁶m³)

	AU PAYS	EXPORTATION
1979	4 139	6 720
1980	4 268	4 376
1981	4 082	3 805
1982	4 449	2 608
1983	4 358	2 425

c) Volumes de ventes de pointe journalière 43,5 x 10⁶m³ (approximativement)

(000\$)

d) Base des taux, 31 décembre 1983

709 088

Coût du service 1983

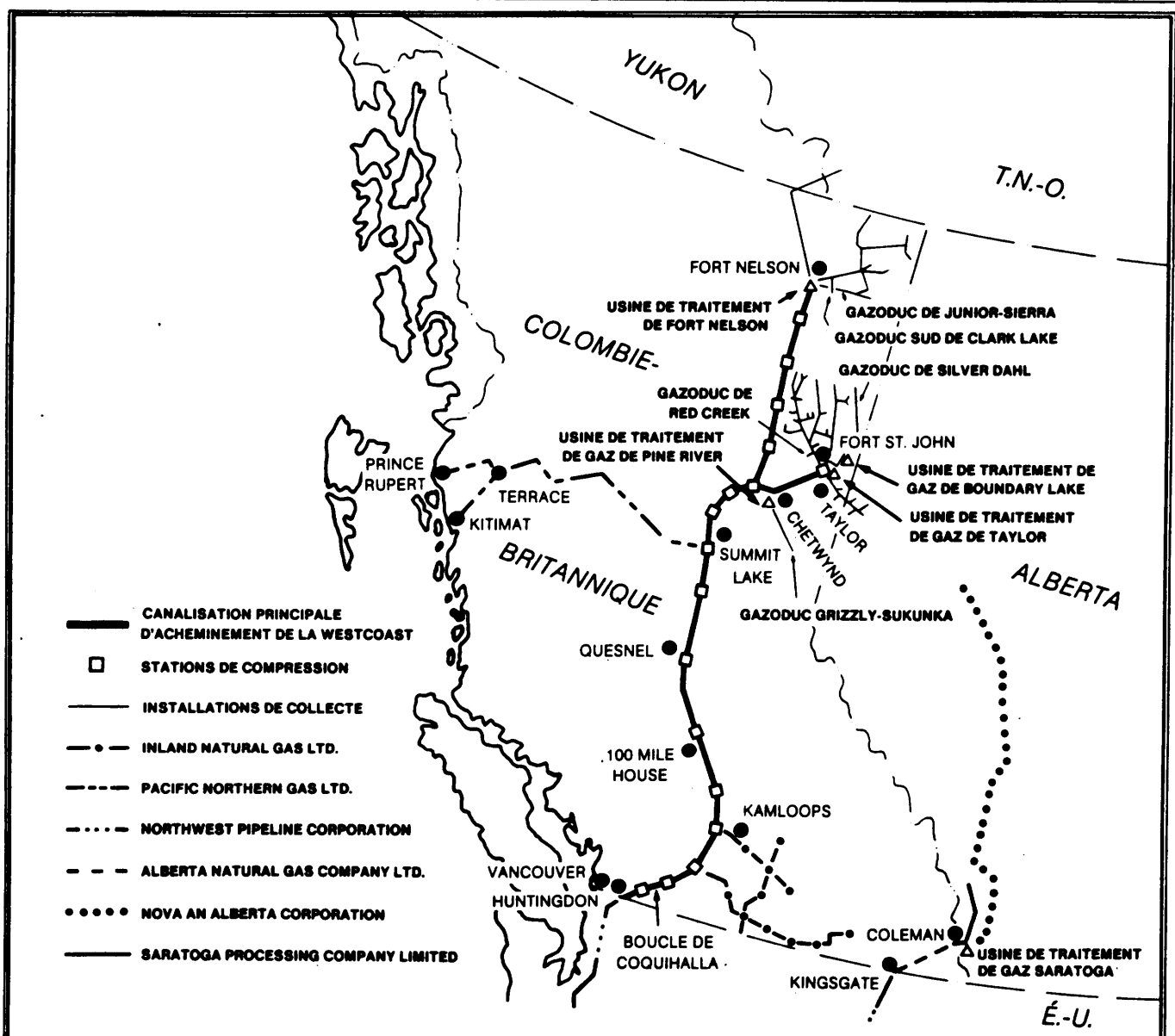
266 120

(Nota: 10⁶m³ = 1 000 000 de mètres cubes)

Annexe VII

Carte du réseau de la Westcoast Transmission Company Limited

Figure a7-1
Carte de réseau de gazoducs



WESTCOAST TRANSMISSION COMPANY LIMITED
CARTE DE RESEAU DE GAZODUCS