



OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE DECISION

Relative à une audience
publique sur les tarifs et les droits, le mode
de financement du pipe-line et d'autres
questions connexes concernant

LA FOOTHILLS PIPE LINES (YUKON) LTD.

RH-2-79

Jun 1980

OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE

MOTIFS DE DECISION

Relative à une audience publique sur les
tarifs et les droits, le mode de financement
du gazoduc et d'autres questions connexes
concernant la

FOOTHILLS PIPE LINES (YUKON) LTD.

Juin 1980

This report is published
separately in both
official languages

OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE

RELATIVE A la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application; et à la Loi sur le pipe-line du Nord; et

RELATIVE A une audience publique concernant les tarifs et les droits exigés par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., au financement du gazoduc et à d'autres questions connexes.
Dossier No. 1510-2-24

AUDIENCE TENUE A Ottawa (Ontario) le 29 mai 1980

DEVANT:

C.G. Edge	Membre président
L.M. Thur	Membre
R.B. Horner	Membre

ONT COMPARU

John Lutes)	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
John Hopwood)	Alberta Gas Trunk Line Company Limited
E.B. McDougall)	Northwest Alaskan Pipeline Company
L.H. Pilon)	TransCanada PipeLines Limited
E.B. McDougall)	Northwest Pipeline Corporation
J.E. Phillips)	Consolidated Natural Gas et
)	Northern Natural Gas Company
J.H. Smellie)	Dome Petroleum Limited
G.A. Connell)	Gulf Canada Resources Inc.
M. Hughes)	
J.B. Ballem, c.r.)	Canadian Petroleum Association
K.J. MacDonald)	Office national de l'énergie

Par son Ordonnance No. PO-7-RH-2-79, l'Office national de l'énergie a repris l'audience publique concernant les tarifs et les droits qu'exigera la Foothills (Yukon), le mode de financement du gazoduc et d'autres questions connexes, en vue d'étudier notamment les répercussions, le cas échéant, que pourrait avoir la décision de l'Office concernant la Phase IV(b), soit la date de mise en vigueur du tarif, sur la composante de prime de risque du taux incitatif de rendement tel qu'approuvé par la décision de l'Office relative à la Phase III de l'audience, datée de novembre 1979.

La prime pour risques du projet a été définie en page 4 de l'Appendice B des Motifs de décision relative à la Phase III de l'audience, comme suit:

"La prime pour risque du projet a pour objet de dédommager les investisseurs des risques liés tout particulièrement à la construction et à l'achèvement du projet du pipe-line du Nord; la somme du "taux en cours d'exploitation" ajouté à la "prime pour risques du projet" égale le "taux non incitatif".

La principale différence entre le tarif de la canalisation principale approuvé par l'Office à la Phase I de l'audience et celui approuvé à la Phase IV(b) semble être liée à la différence possible de ressources d'autofinancement durant l'année précédant l'acheminement du gaz de l'Alaska et durant l'année suivante. Au cours des délibérations de la Phase III, dans le cas peu probable où il y aurait un retard d'un an dans l'achèvement des installations en Alaska, et au cas où aucune partie n'accepterait de fournir les fonds nécessaires, il n'a pas été clairement défini si le tarif entrerait en vigueur deux mois après que le gazoduc se trouvant sur le territoire canadien aura fait l'objet d'une autorisation de mise en service ou si l'allocation pour fonds utilisés durant la construction (AFUC) serait toujours capitalisée pendant cette période de retard d'un an tout au plus. Cette question a été abordée au cours des délibérations de la Phase IV(b). S'il devait y avoir un retard de deux mois, au plus, dans l'entrée en application du tarif à cause d'une coordination défectueuse dans l'achèvement des installations au Canada

par rapport à celles des Etats-Unis, aux termes du tarif de la Phase I, les déboursés en intérêts et le rendement de l'avoir des propriétaires seraient capitalisés et aucune somme ne serait inscrite en dépréciation. Au cours de l'année suivant l'entrée en application du tarif, le tarif de la Phase I prévoyait une "facture minimale" et "taux provisoire" pour le cas où le gaz de l'Alaska n'était pas acheminé dans les quantités prescrites. Ceci signifie que le rendement de l'avoir des propriétaires et probablement d'autres frais seraient alors capitalisés.

La décision (Phase III) concernant les taux applicables aux primes pour les risques du projet était la suivante:

Zone 1	-	1,90 pour cent
Zones 2 à 5	-	1,75 pour cent
Zones 6 à 9	-	1,50 pour cent

Au cours de sa déposition, la Foothills (Yukon) a répété qu'elle ne construirait le gazoduc que si elle obtenait le paiement du plein tarif du coût du service comme l'a approuvé l'Office dans sa décision concernant la Phase IV(b), ou si elle obtenait le paiement du tarif prévu au cours de la Phase I, accompagné de dispositions de financement dont le rendement lui rapporterait les mêmes fonds d'autofinancement que le plein tarif du coût du service (Phase IV(b)). Par ailleurs, la Foothills a convenu qu'elle s'opposait à ne pas recevoir au comptant les bénéfices comptables étant donné qu'elle a besoin d'espèces pour payer les dividendes, par opposition au revenu comptable produit par la capitalisation du rendement de la composante des fonds propres de l'AFUC. Ni les témoins de la Foothills (Yukon) ni les experts financiers n'ont voulu quantifier les effets sur le rendement des avoirs propres de cette opposition à ne pas recevoir de bénéfices au comptant à cause du retard de l'entrée en vigueur du tarif du plein coût du service. On conçoit facilement que la Foothills ait hésité à convenir qu'une réduction de la prime de risque soit pertinente.

De l'avis de l'Office, la prime pour risques du projet est liée, avant tout, au danger de non-achèvement de l'ensemble intégral du gazoduc tant au Canada qu'aux Etats-Unis. Ce risque ne semble pas modifié par le changement du tarif de la Phase I tel qu'approuvé dans la

décision du tarif de la Phase IV(b) de l'audience. Dans le premier, une période de 14 mois était prévue pour l'attente du paiement au comptant du rendement des avoirs propres. Cette période comprendrait un retard de deux mois, au plus, dans la coordination de l'achèvement des installations des Etats-Unis après que la partie canadienne du gazoduc soit prête à entrer en service ainsi qu'une partie de l'année suivante (ou en entier) au cours de laquelle une "facture minimale" ou un "taux provisoire" s'appliquerait. Durant cette période, et dans les conditions ci-dessus, le rendement des avoirs propres seraient capitalisés puis récupérés au cours des années suivantes.

En outre, il est possible qu'un retard d'un an, au plus, soit apporté à l'achèvement des installations en Alaska en cas de conditions climatiques inhabituelles et de circonstances qui empêcheraient que soient terminées les installations selon l'échéancier prévu. Actuellement, on ne sait pas encore si le tarif de la Phase I s'appliquerait à cette période ou si les frais de compte de l'investissement au Canada seraient capitalisés à titre d'AFUC.

Si l'on considère la période combinée de l'année précédant l'acheminement du gaz de l'Alaska et de l'année suivante, il est évident que la Foothills (Yukon) serait dans une position privilégiée en ce qui concerne les gains comptants, aux termes du tarif de la Phase IV(b) par rapport au tarif adopté précédemment. Néanmoins, au point de vue de l'Office, le retard apporté à la réception du comptant dans le cadre du tarif de la Phase I ne représenterait aucun risque important pour le taux de rendement des avoirs propres, étant donné que l'AFUC capitalisée serait récupérée dans les frais fixes du tarif du coût du service payé par les expéditeurs par la suite. En outre, les conditions spéciales du tarif de la Phase I pourraient ne jamais se produire si les installations en Alaska étaient terminées dans les délais prévus et si la quantité de gaz transporté correspondait approximativement aux volumes contractuels dès la mise en service du gazoduc.

En tenant compte des facteurs ci-dessus, et si l'on accepte que la prime pour risques du projet est liée surtout au danger de non-achèvement de l'ensemble du gazoduc et n'est donc pas touchée

matériellement par la modification du tarif, et que le gaz albertain sera probablement acheminé par les installations préalables au cours de la période initiale d'acheminement du gaz de l'Alaska (ce qui réduirait la nécessité d'avoir recours à une "facture minimale et à un "taux provisoire"), l'Office conclut que la prime de risque devrait être légèrement réduite, comme suit:

- Zone 1 - de 0,15 pour cent, à 1,75 pour cent
- Zones 2 à 5 - de 0,15 pour cent, à 1,60 pour cent

Les autres zones ne demandent aucune modification du taux de la prime.

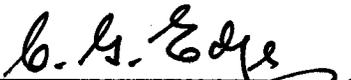
Le taux central de rendement incitatif aux termes du tarif du plein coût du service (Phase IV(b)) sera ainsi modifié par rapport à celui de la Phase I:

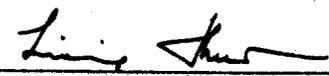
	<u>Phase I</u>	<u>Phase IV(b)</u>
	%	%
Zone 1	18,5	18,35
Zones 2 à 5	18,25	18,10
Zones 6 à 9	17,90	17,90

Etant donné que les tarifs de la Phase I et de la Phase IV(b)) ont tous deux été approuvés par l'Office et qu'on ne sait pas encore celui qui sera mis en vigueur, le règlement sur le TIR s'appliquera aux deux situations.

XX

Tout ce qui précède, ainsi que le règlement proposé aux termes de l'article 36 de la Loi sur le pipe-line du Nord qui forme l'Annexe B de la décision relative à la Phase III, tel que modifié par la présente décision, constituent les motifs de décision et notre Décision sur cette question.


 C.G. Edge
 Membre président


 L.M. Thur,
 Membre


 R.B. Horner
 Membre