



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**Alliance Pipeline Ltd.,  
au nom d'Alliance Pipeline  
Limited Partnership**

**GH-3-97**

**Novembre 1998**

---

**Installations, droits et tarifs**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

**Alliance Pipeline Ltd.,  
au nom d'Alliance Pipeline  
Limited Partnership**

Demande en date du 3 juillet 1997

**GH-3-97**

**Novembre 1998**

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1998  
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1998-11F  
ISBN 0-662-83311-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

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

**En personne, au bureau de l'Office:**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1998  
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1998-11E  
ISBN 0-662-27356-7

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

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

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

# Table des matières

|   |     |
|---|-----|
| <b>Liste des tableaux</b> .....                                       | iii |
| <b>Liste des figures</b> .....  | iii |
| <b>Liste des annexes</b> .....  | iii |
| <b>Abréviations</b> .....   | iv  |
| <b>Exposé et comparutions</b> .....                                   | ix  |
| <b>Aperçu</b> .....   | xiv |
| <b>1. Introduction</b> .....  | 1   |
| 1.1 Demande et aperçu du projet .....                                 | 1   |
| 1.2 Instance GH-3-97 .....  | 6   |
| 1.3 Autorisations demandées et critères réglementaires .....          | 7   |
| 1.3.1 Certificat d'utilité publique .....                             | 7   |
| 1.3.2 Transport, droits et tarifs, et méthode de réglementation ..... | 8   |
| 1.4 Évaluation environnementale .....                                 | 9   |
| <b>2. Faisabilité économique</b> .....                                | 11  |
| 2.1 Le critère approprié de faisabilité économique .....              | 11  |
| 2.2 Approvisionnement en gaz .....                                    | 13  |
| 2.2.1 Approvisionnement global en gaz .....                           | 14  |
| 2.2.2 Approvisionnement en gaz accessible aux expéditeurs .....       | 18  |
| 2.3 Marchés .....   | 22  |
| 2.4 Engagements des expéditeurs et financement du projet .....        | 28  |
| 2.4.1 Engagements des expéditeurs .....                               | 28  |
| 2.4.2 Financement du projet .....                                     | 30  |
| 2.5 Faisabilité économique du projet d'Alliance .....                 | 31  |
| <b>3. Effets commerciaux éventuels</b> .....                          | 33  |
| 3.1 Concurrence et prix netback .....                                 | 33  |
| 3.2 Effets éventuels sur l'infrastructure pipelinière en place .....  | 37  |
| 3.2.1 NOVA Gas Transmission Ltd. ....                                 | 37  |
| 3.2.2 Northwestern Utilities Limited .....                            | 42  |
| 3.2.3 Foothills Pipe Lines Ltd. ....                                  | 44  |
| 3.2.4 BC Gas Utility Ltd. ....  | 45  |
| 3.3 Effets éventuels sur l'industrie pétrochimique en Alberta .....   | 46  |
| 3.4 Accès canadien au gaz naturel .....                               | 52  |
| 3.4.1 Heartland Gas Initiative .....                                  | 52  |
| 3.4.2 Industrial Gas Consumers Association of Alberta .....           | 53  |

|   |    |
|---|----|
| <b>4. Questions socio-économiques et foncières</b> .....                  | 55 |
| 4.1 Questions socio-économiques .....                                     | 55 |
| 4.1.1 Généralités .....   | 55 |
| 4.1.2 Emploi, effets non reliés à la main-d'oeuvre et revenus .....       | 55 |
| 4.1.3 Services municipaux .....   | 57 |
| 4.1.4 Qualité de vie .....  | 58 |
| 4.2 Questions foncières .....   | 59 |
| 4.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations .....          | 59 |
| 4.2.2 Définition d'un couloir par opposition à un tracé précis .....      | 59 |
| 4.2.3 Besoins en terrains .....   | 59 |
| 4.2.4 Zone de sécurité .....  | 61 |
| 4.2.5 Préoccupations des propriétaires fonciers .....                     | 62 |
| <br>  |    |
| <b>5. Questions techniques et de sécurité</b> .....                       | 65 |
| 5.1 Généralités .....   | 65 |
| 5.1.1 Règlements et normes .....  | 65 |
| 5.1.2 Aspects uniques de la conception .....                              | 65 |
| 5.1.3 Considérations d'exploitation .....                                 | 65 |
| 5.1.3.1 Détection des fuites .....  | 65 |
| 5.1.3.2 Prévention du passage à la phase liquide .....                    | 66 |
| 5.1.3.3 Inspection interne du réseau .....                                | 66 |
| 5.2 Croisements d'installations de service public .....                   | 67 |
| 5.3 Prévention et contrôle des ruptures .....                             | 68 |
| 5.3.1 Vue d'ensemble de la conception .....                               | 68 |
| 5.3.2 Le contexte Alliance .....  | 69 |
| 5.3.3 Application des exigences de la norme CSA Z662 .....                | 70 |
| 5.3.4 Température minimale de calcul .....                                | 72 |
| 5.3.5 Contrôle de l'amorçage des ruptures .....                           | 73 |
| 5.3.6 Températures minimales de service .....                             | 74 |
| 5.3.7 Contrôle de la propagation des ruptures .....                       | 75 |
| 5.3.7.1 La méthode des deux courbes de Battelle .....                     | 75 |
| 5.3.7.2 Détermination de la ténacité .....                                | 77 |
| 5.3.7.3 Conception du pipeline d'Alliance .....                           | 78 |
| 5.3.7.4 Programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle .....          | 81 |
| 5.3.7.5 Dispositifs antifissures et limites d'exploitation .....          | 82 |
| <br>  |    |
| <b>6. Transport, droits et tarifs, et méthode de réglementation</b> ..... | 89 |
| 6.1 Transport, droits et tarifs .....                                     | 89 |
| 6.2 Méthode de réglementation .....                                       | 93 |
| <br>  |    |
| <b>7. Dispositif</b> .....  | 96 |

## Liste des tableaux

|     |  |     |
|-----|--|-----|
| 1-1 | Lateral Pipeline Legend .....  | 5   |
| 2-1 | Sommaire de la preuve relative à l'approvisionnement global .....  | 15  |
| 2-2 | Prévision de la demande du marché américain (étude de Reed) .....  | 23  |
| 2-3 | Prévision de la demande du marché américain (mise à jour de l'étude de Reed) .....                             | 24  |
| 2-4 | Prévision de la demande supplémentaire américaine (Foothills) .....  | 26  |
| 2-5 | Expéditeurs d'Alliance Pipeline Ltd. ....  | 29  |
| 4-1 | Emploi direct associé à l'exploitation et à l'entretien .....  | 56  |
| 4-2 | Configurations types des emprises .....  | 60  |
| 5-1 | Paramètres de conception de la canalisation principale d'Alliance .....  | 70  |
| 5-2 | Données sur les conditions d'exploitation et les exigences en matière de ténacité du pipeline d'Alliance ..... | 80  |
| I-1 | Précisions sur les stations de compression de la canalisation principale .....                                 | 97  |
| V-1 | Concordance entre les recommandations de RÉA et les conditions du certificat .....                             | 130 |

## Liste des figures

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 1-1 | Réseau proposé d'Alliance .....   | 2  |
| 1-2 | Carte du tracé du pipeline - canalisation principale et stations de compression ..... | 3  |
| 1-3 | Carte du tracé du pipeline/latéraux .....   | 4  |
| 2-1 | Points de réception communs à Alliance et NGIL .....                                  | 17 |
| 5-1 | Méthode à deux courbes de Battelle .....  | 76 |

## Liste des annexes

|     |  |     |
|-----|--|-----|
| I   | Renseignements sur le projet .....                                   | 97  |
| II  | Liste des questions .....  | 99  |
| III | Texte de l'Entente .....   | 100 |
| IV  | Lettre de la ministre concernant l'évaluation environnementale ..... | 111 |
| V   | Conditions du certificat .....                                       | 116 |
| VI  | Extraits des ententes des expéditeurs concernant les LGN .....       | 131 |
| VII | Ordonnance TG-7-98 .....   | 133 |

## Abréviations

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| $10^3\text{bj}$             | millier de barils par jour                                  |
| $10^3\text{pi}^3$           | millier de pieds cubes                                      |
| $10^6\text{Btu}$            | million de thermies britanniques                            |
| $10^6\text{pi}^3/\text{j}$  | million de pied cubes par jour                              |
| $10^9\text{pi}^3$           | milliard de pieds cubes                                     |
| $10^9\text{pi}^3/\text{an}$ | milliard de pieds cubes par an                              |
| $10^9\text{pi}^3/\text{j}$  | milliard de pieds cubes par jour                            |
| $10^{12}\text{pi}^3$        | billion de pieds cubes                                      |
| ACFPC                       | Association canadienne des fabricants de produits chimiques |
| ACPP                        | Association canadienne des producteurs pétroliers           |
| AGA                         | American Gas Association                                    |
| Agence                      | Agence canadienne d'évaluation environnementale             |
| Alliance                    | Alliance Pipeline Ltd.                                      |
| Amoco                       | Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée                    |
| ANG                         | Alberta Natural Gas Company Ltd                             |
| ANR                         | ANR Pipeline Company  |
| Aux Sable                   | Aux Sable Liquid Products LP                                |
| BC Gas                      | BC Gas Utility Ltd.   |
| BK                          | borne kilométrique  |
| BSOC                        | bassin sédimentaire de l'Ouest canadien                     |
| Btu/kWh                     | thermies britanniques par kilowattheure                     |
| Btu/pi <sup>3</sup> std     | thermies britanniques par pied cube standard                |
| CanWest                     | CanWest Gas Supply Inc.                                     |
| C.-B.                       | Colombie-Britannique  |

|                |   |
|----------------|---|
| CCA            | Consumers' Coalition of Alberta   |
| CSEMDC         | Comité sur la statut des espèces menacées de disposition au Canada  |
| Charpy         | Résilience Charpy   |
| class.         | classique   |
| cm             | centimètre  |
| Cochin         | Cochin Pipe Lines Ltd.  |
| compagnie      | Alliance Pipeline Ltd.  |
| Consumers' Gas | Consumers' Gas Company Ltd.   |
| CSA            | Association canadienne de normalisation   |
| CSA Z662-96    | Norme CSA Z662-96 intitulée, <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i>   |
| dB             | décibel (pondéré A)   |
| demandeur      | Alliance Pipeline Ltd.  |
| DFM            | dispersion du flux magnétique   |
| DRPR           | District régional de Peace River  |
| Duke           | Duke Energy Marketing Limited Partnership   |
| Charpy         | Résilience Charpy   |
| EIA            | Energy Information Administration (É.-U.)   |
| Entente        | «Entente sur la réglementation des gazoducs, la concurrence et le changement visant à favoriser un environnement concurrentiel et un meilleur choix pour le consommateur», en date du 7 avril 1998, conclue entre l'Association canadienne des producteurs pétroliers, NOVA Corporation, NOVA Gas Transmission Ltd., la Small Explorers and Producers Association of Canada, et TransCanada PipeLines Limited |
| ERCP           | Essai de rupture par chute de poids   |
| ÉRRH/ÉERRA     | évaluation des répercussions sur les richesses historiques/archéologiques   |
| É.-U.          | États-Unis  |
| EUB            | Alberta Energy and Utilities Board  |
| Fekete         | Fekete Associates Inc.  |

|                    |   |
|--------------------|---|
| FERC               | Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)            |
| Foothills          | Foothills Pipe Lines Ltd.                               |
| GAIA               | Green Alternatives Institute of Alberta                 |
| GISB               | Gas Industry Standards Board                            |
| GJ                 | gigajoule   |
| GLJ                | Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd.                   |
| GPOC               | Groupe des producteurs de l'Ouest canadien              |
| GRI                | Gas Research Institute                                  |
| ha                 | hectare   |
| HGI                | Heartland Gas Initiative                                |
| hp                 | horse power   |
| IEA                | Indigenous Ecology Alliance                             |
| IGCAA              | Industrial Gas Consumers Association of Alberta         |
| Imperial Oil       | Pétrolière Impériale Ressources Limitée                 |
| IPL                | IPL Energy Inc.   |
| J                  | joule   |
| km                 | kilomètre   |
| kPa                | kilopascal  |
| lb/po <sup>2</sup> | livres par pouce carré (pression manométrique)          |
| LCÉE               | <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> |
| LEMS               | limite élastique minimale spécifiée                     |
| LGN                | liquides de gaz naturel                                 |
| Loi sur l'ONÉ      | <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>           |
| m                  | mètre   |
| m <sup>3</sup>     | mètre cube  |

|                    |   |
|--------------------|---|
| m <sup>3</sup> /an | mètres cubes par an   |
| m <sup>3</sup> /j  | mètres cubes par jour   |
| Marengo            | Marengo Energy Associates   |
| MÉA                | ministère de l'Énergie de l'Alberta   |
| METP               | ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie-Britannique  |
| MJ                 | mégajoule   |
| MJ/kWh             | mégajoules par kilowattheure  |
| MJ/m <sup>3</sup>  | mégajoules par mètre cube   |
| MPO                | Pêches et Océans Canada   |
| mm                 | millimètre  |
| MPa                | mégapascal  |
| m/s                | mètres par seconde  |
| MTR                | modélisation en temps réel  |
| MW                 | mégawatt  |
| NGTL               | NOVA Gas Transmission Ltd.  |
| NICOR              | NICOR Inc.  |
| norme              | Norme CSA Z662-96 intitulée, <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i> |
| Northern Border    | Northern Border Pipeline Company  |
| NOVA Chemicals     | NOVA Chemicals Ltd.   |
| NUL                | Northwestern Utilities Limited  |
| NYMEX              | Bourse de commerce de New York  |
| °C                 | degré Celsius   |
| °F                 | degré Fahrenheit  |
| Office             | Office national de l'énergie  |
| ONÉ                | Office national de l'énergie  |

|                 |  |
|-----------------|--|
| Pan-Alberta     | Pan-Alberta Gas Ltd.   |
| PanCanadian     | PanCanadian Petroleum Limited  |
| PE              | protocole d'entente  |
| PMS             | pression maximale de service   |
| ProGas          | ProGas Limited   |
| Projet          | projet de pipeline d'Alliance  |
| Protocole       | Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2 de l'Office |
| rapport         | rapport d'étude approfondie  |
| RÉA             | rapport d'étude approfondie  |
| Reed            | Reed Consulting Group  |
| RMEC            | Rocky Mountain Ecosystem Coalition                                   |
| SCADA           | système d'acquisition de données et de commande                      |
| SDA             | service de dépassement autorisé                                      |
| SDL             | société de distribution locale                                       |
| SEPAC           | Small Explorers and Producers Association of Canada                  |
| ERSCPP          | essai de rupture statique par chute de poids sur précrique           |
| Sproule         | Sproule Associates Limited   |
| TCPL            | TransCanada PipeLines Limited  |
| TMC             | température minimale de calcul                                       |
| traité n° 8     | Association des tribus assujettis au traité n° 8                     |
| TransCanada Gas | TransCanada Gas Services   |
| Union Gas       | Union Gas Limited  |
| WCC             | Wisconsin Capacity Coalition   |
| WEI             | Westcoast Energy Inc.  |

## **Exposé et comparutions**

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

RELATIVEMENT À une demande datée du 3 juillet 1997 qu'Alliance Pipeline Ltd a présentée au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership, aux termes des parties III et IV de la Loi sur l'ONÉ, en vue de solliciter (i) un certificat d'utilité publique autorisant la construction et l'exploitation de la partie canadienne d'un réseau proposé de transport du gaz naturel qui s'étendrait du nord-est de la Colombie-Britannique («C.-B.») et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à la région du Midwest, aux États-Unis («É.-U.»), ainsi que (ii) l'approbation des droits et tarifs connexes.

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-3-97 de l'Office national de l'énergie;

ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 17 au 21 et 26 novembre 1997, les 6 au 9, 12 au 16, 19 au 23 et 26 au 30 janvier 1998, et le 2 février 1998; à Regina, en Saskatchewan, les 4 et 5 février 1998; à Fort St. John, en Colombie-Britannique, les 11 au 13 février 1998; à Edmonton, en Alberta, les 17 et 18 février 1998; et à Calgary, en Alberta, les 23 au 27 février 1998, les 2 au 5, 9, 11 au 13, 16, 18 au 20, 23 au 27, 30 et 31 mars 1998, les 1<sup>er</sup> au 3, 6 au 8, 14 au 16, 20 au 24, et 27 au 30 avril 1998, et les 11 au 15 et 19 au 21 mai 1998.

DEVANT :

|                 |                  |
|-----------------|------------------|
| K.W. Vollman    | membre président |
| A. Côté-Verhaaf | membre           |
| C.M. Ozirny     | membre           |

COMPARUTIONS :

|                    |  |
|--------------------|--|
| C.K. Yates         | Alliance Pipeline Ltd.   |
| R.A. Neufeld       |  |
| F.M. Saville, c.r. |  |
| D.E. Crowther      |  |
| S. Arcand          | Première nation d'Alexander  |
| D.A. Holgate       | Association canadienne des producteurs pétroliers                      |
| N.J. Schultz       |  |
| L.L. Manning       | Association canadienne des fabricants de produits chimiques            |
| D. Goffin          |  |
| M. Posey           | Federation of Alberta Naturalists                                      |
| D. Opekokew        | Federation of Saskatchewan Indian Nations; chefs des Premières nations |
| V. Khaladkar       | assujetties au traité n° 4 et au traité n° 6                           |

|   |   |
|---|---|
| M. Oldershaw                            | Green Alternatives Institute of Alberta   |
| T. Hall                                 | Indigenous Ecology Alliance   |
| N.J. McKenzie                           | Industrial Gas Consumers Association of Alberta   |
| D. Burse<br>W.M. Moreland               | IPL Energy Inc. (maintenant Enbridge Inc.)  |
| J. Yardley<br>M. Stewart<br>K. Goodings | District régional de Peace River  |
| M.D. Sawyer<br>G. Hunt<br>N. Conrad     | Rocky Mountain Ecosystem Coalition  |
| E. Wolf                                 | Native Canadian Petroleum Association   |
| J. Maas<br>J.R. Rath                    | Association des tribus assujetties au traité n° 8   |
| I. Anderson                             | United Association of Plumbers and Pipefitters  |
| D.G. Davies                             | Groupe des producteurs de l'Ouest canadien (comprenant AEC Marketing, Apache Canada Ltd., Anderson Exploration Ltd., Beau Canada Exploration Ltd., Benson Petroleum Ltd., Bonavista Petroleum Ltd., Cabre Exploration Ltd., Canadian Occidental Petroleum Ltd., Canor Energy Ltd., Chauvco Resources Ltd., Chevron Canada Resources, Conoco Canada Limited, Cordeca Corporation, Crestar Energy, Cypress Energy Inc., Encal Energy Ltd., Fortune Energy Inc., Genesis Exploration Ltd., Ressources Gulf Canada Limitée, Ironwood Petroleum Ltd., ISH Energy Ltd., Jarrod Oils Ltd., Merit Energy Ltd., Northstar Energy Corporation, Numac Energy Inc., Petro-Canada Oil and Gas, Pinnacle Resources Ltd., Poco Petroleum Ltd., Purcell Energy Ltd., Ranger Oil Limited, Remington Energy Ltd., Rigel Oil & Gas Ltd., Sabre Energy Ltd., Star Oil & Gas Ltd., Summit Resources Limited, Suncor Energy Inc., Talisman Energy Inc., Tarragon Oil & Gas Limited, Unocal Canada Ltd., et Wintershall Canada Ltd.) |
| G. Laplante                             | Aboriginal Pipelines  |
| J.B. Ballem, c.r.<br>B. Stevenson       | Alberta Natural Gas Company Ltd   |
| H.R. Ward                               | Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée;<br>Cochin Pipe Lines Ltd.   |

|                       |   |
|-----------------------|---|
| T.G. Kane, c.r.       | ANR Pipeline Company  |
| E.C. Eddy             | BC Gas Utility Ltd.   |
| R.C. Beattie          | CanWest Gas Supply Inc.   |
| F.D. Cass             | Consumers' Gas Company Ltd. (maintenant Enbridge Consumers Gas) |
| C.B. Woods            | Duke Energy Marketing Limited Partnership                       |
| R. McLennan           | Foothills Pipe Lines Ltd.;                                      |
| G. McLennan           | Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.;                              |
| C.B. Johnson          | Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.; et                           |
| R.M. Lonergan         | Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.                          |
| W. Shalagan           | Pétrolière Impériale Ressources Limitée                         |
| K.M. Fernandez        | Mobil Oil Canada  |
| D.I. Bloom            | NICOR Inc.  |
| G.J. Pratte           | Northwestern Utilities Limited                                  |
| K. Laroche            |   |
| F.R. Foran            | NOVA Chemicals Ltd.   |
| S. Lee                |   |
| D. Wright             |   |
| H.D. Williamson, c.r. | NOVA Gas Transmission Ltd.                                      |
| J. Liteplo            |   |
| J.H. Smellie          |   |
| D.M.K. Ellerton       | Pacific Gas and Electric Company                                |
| E.S. Decter           | Pan-Alberta Gas Ltd.  |
| P. McCunn-Miller      | PanCanadian Petroleum Limited                                   |
| P. Kahler             |   |
| J.R.M. Kowch          | ProGas Limited  |
| M.L. Voinorosky       |   |
| M.J. Samuel           | TransCanada Gas Services  |
| P.R. Jeffrey          | TransCanada PipeLines Limited                                   |
| J.M. Murray           |   |
| R. Graw               |   |
| B. Andriachuk         |   |

|   |   |
|---|---|
| J.M. Murray<br>R.W. Graw                      | TransVoyageur Transmission Ltd.   |
| G. Cameron                                    | Union Gas Limited   |
| A.S. Hollingworth<br>L.A. Cusano<br>D.M. Wood | Viking Voyageur Gas Transmission Company, L.L.C.  |
| L.G. Keough<br>E. Bourgeault                  | Westcoast Energy Inc.   |
| B.F. Kiely                                    | Wisconsin Capacity Coalition (comprenant Madison Gas and Electric Company, Wisconsin Fuel & Light Company, Wisconsin Gas Company, Wisconsin Public Service Corporation, et Northern States Power Company)   |
| C.J.C. Page                                   | Ministère de l'Énergie de l'Alberta   |
| A. Johnstone                                  | En son propre nom   |
| R. Rutledge                                   | En son propre nom   |
| J.D. Carter, c.r.                             | Propriétaires fonciers du comté de Grande Prairie et du district municipal  |
| T. King                                       | de Greenview (Byron Bue, Lowell Davis, Peter et Levke Eggers, Charles et Nora Evaskevich, Brian et Terry Fast, Raymond et Vicki Gilkyson, Stirling et Laura Hanson, Donald Meador, Mona Middleton, Brian et Janice Moe, Randy et Kris Moe, Franklin Moller, Lloyd et Katherine Olley, Scenic View Farms (Richard), Dale et Gwen Smith, Frank Thederahn et Ed Welsh) |
| R. Bardak                                     | En son propre nom   |
| D. Bedier                                     | En son propre nom   |
| W. Scott                                      | En son propre nom   |
| C. Bridge<br>J. Austin<br>C. Titus            | Blueberry Farms Community   |
| C.G. Apsassin                                 | En son propre nom   |
| R. Desfosses                                  | En son propre nom   |
| W. Sawchuk                                    | Chetwynd Environmental Society  |

|  |  |
|--|--|
| D. W. Orchard                            | Heartland Gas Initiative                   |
| B. Fayant                                | Conseil régional des Métis, zone IV        |
| G. Jones                                 | Western Canada Wilderness Committee        |
| J. Wachowich                             | Consumers Coalition of Alberta             |
| D.E. Carlson<br>L. Girvan                | Comté de Strathcona                        |
| T.R. Hankinson<br>B.L. Hankinson         | En leur propre nom                         |
| J. Rypien                                | Association des entrepreneurs de pipelines |
| M.W. Webber                              | Operating Engineers of Alberta             |
| R. Collin                                | En son propre nom                          |
| S. Arcand                                | Première nation d'Alexander                |
| D.R. Horseman                            | Première nation de Horse Lake              |
| S. Elliott                               | En son propre nom                          |
| J. Hanebury<br>P. Noonan<br>P. Enderwick | Avocats de l'Office national de l'énergie  |

## Aperçu

*(Note : Le présent aperçu n'est fourni que pour la commodité du lecteur; il ne fait pas partie de la décision, ni des motifs de décision, auxquels le lecteur est prié de se reporter pour obtenir des renseignements plus détaillés. Pour plus de facilité, nous avons indiqué les renvois aux parties pertinentes des Motifs de décision.)*

L'Office national de l'énergie, après examen d'une preuve exhaustive réunie au cours de 77 jours d'audience publique et des résultats de l'étude approfondie concernant les effets environnementaux éventuels du projet, est convaincu du caractère d'utilité publique du projet de pipeline d'Alliance. Par conséquent, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, Alliance Pipeline Ltd. recevra de l'Office d'agréer la délivrance au demandeur d'un certificat autorisant la construction du gazoduc projeté au Canada. Le certificat renfermera 54 conditions afin de garantir que le projet soit réalisé en tenant dûment compte de la protection de la propriété et de l'environnement, de la sécurité du public et des autres intérêts en jeu. L'Office a également approuvé les modalités de conception des droits convenues entre Alliance Pipeline Ltd. et ses expéditeurs.

Les sections qui suivent offrent un aperçu de la demande, du processus d'audience et des principaux enjeux soulevés.

### **La demande [1.1]**

Le 3 juillet 1997, Alliance Pipeline Ltd. («Alliance» ou la «compagnie») a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'«Office»), au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership, pour solliciter (i) un certificat d'utilité publique autorisant la construction et l'exploitation de la partie canadienne d'un réseau proposé de transport du gaz naturel qui s'étendrait du nord-est de la Colombie-Britannique («C.-B.») et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à la région de Chicago, en Illinois, ainsi que (ii) l'approbation des droits et tarifs connexes. La demande a été déposée aux termes des parties III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («Loi sur l'ONÉ»).

La partie canadienne du gazoduc, appelée le projet de pipeline d'Alliance («projet»), est également assujettie aux dispositions de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE»). Suivant le *Règlement sur la liste d'étude approfondie*, pris aux termes de la LCÉE, le projet devait faire l'objet d'une étude approfondie car il supposait la construction d'un pipeline d'une longueur de plus de 75 km sur une nouvelle emprise.

Alliance propose de construire (i) environ 1 565 km (970 milles) de canalisation principale, qui s'étendront d'un point situé près de Gordondale, en Alberta, jusqu'à un point le long de la frontière canado-américaine près d'Elmore, en Saskatchewan, ainsi que les installations connexes; et (ii) environ 770 km (480 milles) de latéraux et les installations connexes en C.-B. et en Alberta. Sept stations de compression sont prévues sur la canalisation principale, et 26 sur les latéraux. La canalisation principale mesurera 914 et 1 067 mm (36 et 42 po) de diamètre, et les latéraux seront d'un diamètre allant de 114 à 610 mm (4 à 24 po).

Le gazoduc, qui est censé entrer en service lors de la deuxième moitié de l'an 2000, permettra de livrer 37,5 millions de mètres cubes (1,325 milliard de pieds cubes) de gaz naturel par jour, sur une base garantie. Le coût en capital des installations prévues au Canada est évalué à environ 2 milliards \$.

## **Instance GH-3-97 [1.2]**

Le 3 septembre 1997, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-3-97 qui fournissait les instructions sur le déroulement de l'audience publique qu'il tiendrait pour examiner le projet de pipeline d'Alliance. L'instance GH-3-97 visait d'une part à (i) recueillir la preuve et les points de vue des personnes intéressées sur la demande qu'Alliance avait déposée aux termes de la Loi sur l'ONÉ et, d'autre part, à (ii) servir de tribune pour faciliter la participation du public à l'étude approfondie menée aux termes de la LCÉE.

L'audience s'est étalée sur 77 jours, se poursuivant du 6 janvier au 21 mai 1998, et s'est déroulée principalement dans les bureaux de l'Office à Calgary. En février 1998, l'Office a tenu des séances régionales à Regina, Fort St. John et Edmonton afin d'aider les personnes vivant dans des localités situées le long du tracé à prendre part à l'audience.

Le 7 avril 1998, une «Entente sur la réglementation des gazoducs, la concurrence et le changement visant à favoriser un environnement concurrentiel et un meilleur choix pour le consommateur» a été conclue entre l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP»), NOVA Corporation, NOVA Gas Transmission Ltd. («NGIL»), la Small Explorers and Producers Association of Canada («SEPA»), et TransCanada PipeLines Limited («TCPL»). La conclusion de l'Entente a amené NGIL et TCPL à retirer une portion importante de la preuve qu'elles avaient déposée pour s'opposer au projet d'Alliance pour des motifs commerciaux.

## **Évaluation environnementale [1.4]**

L'Office a préparé un rapport d'étude approfondie («RÉA») à l'égard du projet afin de satisfaire aux exigences de la LCÉE et de s'acquitter des responsabilités que l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ lui confère en ce qui touche les questions environnementales. Le RÉA, qui a été diffusé le 2 octobre 1998, tenait compte des observations reçues du public ainsi que des avis donnés par les deux autres autorités responsables dans le cas du projet (à savoir Pêches et Océans Canada et l'Administration du rétablissement agricole des Prairies), d'autres ministères fédéraux et la province de la Saskatchewan.

Les autorités responsables (y compris l'Office) ont conclu que le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, pourvu que soient mis en oeuvre les mesures d'atténuation et les engagements dont Alliance a convenu durant l'audience, ainsi que les 41 recommandations formulées dans le RÉA.

Après avoir pris en considération le RÉA, les commentaires déposés par le public en vertu du paragraphe 22(2) de la LCÉE et les recommandations de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, la ministre de l'Environnement a également conclu que le projet, tel qu'il est décrit, n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Par conséquent, la ministre a renvoyé le projet d'Alliance à l'Office et aux autres autorités responsables pour que ceux-ci prennent une décision aux termes du paragraphe 37(1) de la LCÉE.

L'Office fera des 41 recommandations formulées dans le RÉA des conditions à inclure dans tout certificat qui sera délivré à Alliance.

## Faisabilité économique [1.3.1 et 2]

Suivant les pratiques adoptées par le passé pour l'examen des demandes visant des installations de gazoduc, l'Office a évalué la faisabilité économique du projet en déterminant la probabilité que les installations projetées seront exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et que les frais liés à la demande seront payés. [2.1]

Pour faire cette évaluation, l'Office a examiné des facteurs tels que : (i) la disponibilité d'un approvisionnement en gaz à long terme, (ii) les perspectives à long terme sur les marchés du gaz desservis, (iii) les engagements contractuels étayant la proposition, et (iv) le financement du projet. Voici les principales conclusions de l'Office sur ces aspects.

- (i) *Approvisionnement* - L'Office a reconnu que l'approbation et la construction du projet pourraient donner lieu à une capacité pipelinère qui surpasse l'offre pendant une période de temps, et que l'on pourrait observer une baisse temporaire du taux d'utilisation des autres réseaux pipeliniers. Cependant, en raison même de la nature d'un pipeline complètement nouveau, l'investissement doit être assez considérable pour tirer profit des économies d'échelle. L'Office estimait qu'Alliance avait présenté un dossier crédible et démontré qu'à long terme, l'approvisionnement global sera suffisant pour soutenir des taux raisonnables d'utilisation de son pipeline et des autres réseaux pipeliniers qui transportent le gaz naturel provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. [2.2]
- (ii) *Marchés* - L'Office est convaincu que la demande des marchés du gaz naturel sera suffisante pour appuyer le pipeline d'Alliance pendant la durée du projet. Les producteurs de gaz canadien ont montré qu'ils peuvent concurrencer avec succès sur les marchés américains, et les perspectives de la demande à long terme aux É.-U. semblent vigoureuses. [2.3]
- (iii) *Engagements contractuels* - L'Office a constaté qu'environ 98 % de la capacité de transport garanti disponible a été souscrite par 37 expéditeurs pour des périodes de 15 ans, ce qui représente un engagement à payer 4,7 milliards \$ en frais liés à la demande (l'engagement est de l'ordre de 8,2 milliards \$ si l'on compte le tronçon américain du pipeline). La preuve déposée a convaincu l'Office que les expéditeurs se sont engagés vis-à-vis du projet après avoir évalué en profondeur le service de transport proposé et les risques connexes. [2.4]
- (iv) *Financement* - L'Office est convaincu de la capacité d'Alliance et de ses associés de financer le projet et il est satisfait du ratio d'endettement proposé. Alliance a indiqué qu'elle avait obtenu des engagements fermes pour tout le capital-actions et que ses prêteurs avaient garanti la totalité du financement de la dette sans possibilité de recours. [2.4]

À la lumière de l'ensemble de la preuve produite, l'Office a conclu que le projet est économiquement viable. [2.5]

## Effets commerciaux éventuels [1.3.1 et 3]

Tout projet de grande envergure, tel celui que propose Alliance, comporte inévitablement la possibilité de répercussions commerciales sur des parties autres que les propriétaires et les utilisateurs du pipeline. L'Office a tenu compte de ces conséquences éventuelles dans son évaluation générale de la question de savoir si le projet mis de l'avant est d'utilité publique. Voici ses principales conclusions à cet égard.

- (i) *Concurrence et prix netback* - L'Office a jugé que le projet d'Alliance était bien conçu et qu'il offrait une solution de rechange novatrice à l'infrastructure de transport du gaz en place. Il a conclu qu'à long terme, le projet d'Alliance contribuera à assurer l'existence d'une capacité de transport suffisante entre le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et les principaux centres de marché et qu'il aura des effets positifs sur les prix netback obtenus par les producteurs. L'Office était également d'avis que les avantages à long terme du projet d'Alliance sur le plan de la concurrence seront importants et que les parties participant directement au projet, comme les propriétaires et les expéditeurs, ne seront pas les seules à en profiter. [3.1]
- (ii) *Effets éventuels sur l'infrastructure pipelinière en place* - L'Office a entendu des plaidoiries concernant les répercussions éventuelles du projet sur les installations pipelinières de NGIL, Northwestern Utilities Limited, Foothills Pipe Lines Ltd., et BC Gas Utility Ltd. (cette dernière en raison de sa dépendance sur le réseau du pipeline Westcoast Energy Inc.). Les arguments avancés portaient principalement sur le risque d'une diminution des expéditions sur ces réseaux et donc d'une sous-utilisation de leur capacité. Après examen de l'ensemble de la preuve et des mémoires des parties, l'Office n'était pas convaincu qu'il était justifié, dans l'intérêt public, de prendre des mesures réglementaires dans le contexte de la demande d'Alliance. L'Office a fait remarquer que la possibilité d'un certain dédoublement des installations est inhérente à la concurrence, et que si le dédoublement donne lieu à un comportement concurrentiel avantageux, on peut juger qu'il est conforme à l'intérêt public. [3.2]
- (iii) *Effets éventuels sur l'industrie pétrochimique en Alberta* - L'Office a entendu les arguments de parties qui craignaient que l'acheminement de liquides de gaz naturel à l'extérieur de l'Alberta aurait des incidences défavorables sur l'industrie pétrochimique albertaine. Les aspects suivants du tarif proposé d'Alliance donnaient surtout matière à préoccupation : (1) l'obligation pour les expéditeurs de renoncer aux droits de propriété à l'égard des liquides se trouvant dans les volumes de gaz livrés à Alliance; (2) la méthodologie d'établissement des droits en fonction du volume que proposait Alliance; (3) le service de dépassement autorisé, suivant lequel les expéditeurs du service garanti peuvent se prévaloir de la capacité non utilisée en payant uniquement le coût du combustible; et (4) l'accès matériel aux liquides sur le pipeline d'Alliance. Après avoir examiné toute la preuve et les plaidoiries des parties, l'Office n'a pas trouvé que l'ensemble de services de transport proposé par Alliance allait à l'encontre de l'intérêt public à quelque égard que ce soit. De l'avis de l'Office, la preuve indiquait que l'offre d'éthane sera suffisante pour répondre aux besoins des expansions actuellement prévues et futures de l'industrie pétrochimique de l'Alberta. De plus, l'Office ne croit pas que l'accès matériel aux liquides qui seront expédiés sur le pipeline d'Alliance constituera une question d'intérêt importante une fois le pipeline en service. [3]
- (iv) *Accès canadien au gaz naturel* - L'Office n'a pas été convaincu de l'à-propos d'adopter les mesures précises proposées par les parties dans le but d'améliorer l'accès canadien au gaz naturel. L'Office a laissé entendre, dans ses Motifs de décision, que les acheteurs potentiels de gaz devraient s'efforcer de conclure des arrangements commerciaux avec les fournisseurs de gaz et les compagnies de transport de gaz selon les conditions du marché. [3.4]

## Questions socio-économiques et foncières [4]

Dans le cadre de l'examen des questions d'intérêt public, l'Office a tenu compte des effets socio-économiques éventuels du projet. Sous ce rapport, Alliance a regroupé les questions à examiner en trois principales catégories : (i) emploi, effets non reliés à la main-d'oeuvre et revenus; (ii) services municipaux; et (iii) qualité de vie. Certains enjeux, dont les questions touchant la qualité de vie, ont été traités dans le RÉA. [4.1.1]

Alliance estimait que l'emploi direct engendré par la construction du projet se chiffrerait à 4 485 années-personnes et que le projet, dans l'ensemble, créerait quelque 12 000 années-personnes d'emploi direct, d'emploi indirect et d'emploi induit, pour la C.-B., l'Alberta et la Saskatchewan. Alliance a également soutenu que l'exploitation et l'entretien du gazoduc au Canada procureraient environ 335 années-personnes d'emploi direct, d'emploi indirect et d'emploi induit.[4.1.2]

Alliance a également décrit les mécanismes auxquels elle aurait recours pour garantir la participation des Premières nations et des Métis au projet. L'Office incorporera dans tout certificat délivré une condition portant qu'Alliance doit présenter un rapport de rendement concernant l'atteinte de ses objectifs d'emploi et de participation commerciale des Première nations et des Métis au cours de la construction et de l'exploitation du gazoduc. [4.1.2]

L'Office est satisfait des renseignements qu'Alliance a fournis au sujet des effets négatifs du projet sur les services municipaux. [4.1.3]

En ce qui concerne les questions foncières, l'Office a examiné les besoins en terrains qu'Alliance a présentés relativement à l'emprise permanente et à l'aire de travail temporaire, et jugé que ces besoins étaient raisonnables et justifiés. Il était également satisfait de l'emplacement général proposé pour le pipeline d'Alliance. L'Office a étudié la demande d'Alliance voulant qu'il autorise un couloir de 800 m, mais il a jugé qu'approuver ce couloir serait s'écarter du tracé spécifique communiqué aux propriétaires fonciers, sans compter que les études menées à l'égard du projet ne corroboraient pas cette demande. Tout certificat délivré à l'égard du projet renfermera comme condition l'obligation de faire approuver par l'Office tout écart par rapport au tracé spécifique défini. [4.2]

## Questions techniques et de sécurité [5]

Le projet a été planifié de manière à ce que la conception, la construction et l'exploitation soient conformes au *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office et à la dernière édition de la norme CSA Z662 intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* («CSA Z662-96»). Le cas échéant, Alliance s'engage aussi à se conformer à tous les autres codes et règlements fédéraux, provinciaux et municipaux. [5.1]

Le pipeline fera appel à la technologie de transport à haute pression et permettra de transporter des mélanges de gaz naturel riche. Grâce à une combinaison unique de pression et de composition gazeuse, le gaz transporté sera en phase quasi-liquide, ce qui se traduira par des économies de coûts. Des systèmes de détection de fuites et d'inspection interne à la fine pointe de la technologie seront employés.[5.1]

Conformément à l'article 108(5.1) de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a dispensé Alliance de l'obligation d'obtenir la permission de croiser d'autres installations de service public, à l'exception des voies

navigables et des voies ferrées, pourvu que (i) une entente de croisement écrite soit intervenue entre Alliance et le propriétaire du service public concernant la construction dudit croisement et (ii) que ledit croisement soit construit en conformité avec les exigences de la norme CSA Z662-96. Si Alliance est incapable de conclure une entente avec un service public, l'Office tranchera la question après avoir entendu les témoignages d'Alliance et du propriétaire du service public en question. [5.2]

L'Office a examiné les divers aspects du plan de prévention et de contrôle des ruptures d'Alliance. Il est satisfait du plan de contrôle de l'amorçage des ruptures mis de l'avant par la compagnie et constate que celle-ci propose de valider son plan de contrôle de la propagation des ruptures au moyen d'un programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle. Tout certificat délivré devra inclure une condition exigeant qu'Alliance soumette à l'approbation de l'Office un rapport détaillé des résultats des essais précités au moins 30 jours avant le commencement du creusage de la tranchée de la canalisation principale. La condition stipulera également qu'en cas d'échec des essais, le rapport d'Alliance doit proposer, pour l'approbation de l'Office, des limites d'exploitation ou un programme antifissures, avec ou sans limites d'exploitation, pour les tronçons de 914 ou de 1 067 mm de la canalisation principale, ou les deux, ainsi que leur justification technique. [5.3]

### **Transport, droits et tarifs et méthode de réglementation [1.3.2 et 6]**

Alliance a demandé l'Office de rendre une ordonnance aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ visant à (i) approuver la méthode de conception des droits et le tarif qui s'appliqueraient aux services fournis par Alliance (ii) désigner Alliance comme compagnie du groupe 2 aux fins de la réglementation des droits et tarifs.

L'Office a déterminé que (i) la méthode de conception des droits proposée par Alliance ferait en sorte que les droits soient justes et raisonnables et qu'il n'y ait pas de distinction injuste au plan des droits, des services ou des aménagements. (ii) Il a constaté que le tarif et les droits en découlant ont été négociés entre Alliance et ses expéditeurs, et jugé que la méthodologie de conception des droits en fonction du volume qui est proposée par Alliance respecte le mieux le principe selon lequel les droits devraient refléter le coût du service fourni. En outre, l'Office a trouvé que le service de dépassement autorisé proposé par Alliance constitue une démarche novatrice et convenable pour faire face à la fluctuation de la capacité disponible sur un gazoduc.

L'Office a conclu qu'Alliance devrait être désignée comme une compagnie du groupe 1 pour les fins de la réglementation des droits et des tarifs en raison des facteurs suivants : (1) le gazoduc d'Alliance sera l'un des plus gros pipelines relevant de la compétence de l'Office, (ii) il transportera du gaz naturel pour un nombre considérable de tiers expéditeurs, et (iii) les droits de la compagnie seront fixés en fonction du coût du service. L'Office a également décidé qu'il convenait d'exempter Alliance de l'obligation de déposer des rapports trimestriels de surveillance et des mesures du rendement.

## Chapitre 1

# Introduction

---

### 1.1 Demande et aperçu du projet

Le 3 juillet 1997, Alliance Pipeline Ltd. («Alliance» ou la «compagnie») a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ»), au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership<sup>1</sup>, pour solliciter (i) un certificat d'utilité publique autorisant la construction et l'exploitation de la partie canadienne d'un réseau proposé de transport du gaz naturel qui s'étendrait du nord-est de la Colombie-Britannique («C.-B.») et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à la région du Midwest, aux États-Unis («É.-U.»), ainsi que (ii) l'approbation des droits et tarifs connexes. La demande a été déposée aux termes des parties III et IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («Loi sur l'ONÉ»).

La partie canadienne du gazoduc, appelée le projet de pipeline d'Alliance («projet»), était également assujettie aux dispositions de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE»). Suivant le *Règlement sur la liste d'étude approfondie*, pris aux termes de la LCÉE, le projet devait faire l'objet d'une étude approfondie car il supposait la construction d'un pipeline d'une longueur de plus de 75 km sur une nouvelle emprise.

Alliance propose de construire (i) environ 1 565 km (970 milles) de canalisation principale, qui s'étendraient d'un point situé près de Gordondale, en Alberta, jusqu'à un point le long de la frontière canado-américaine près d'Elmore, en Saskatchewan, ainsi que les installations connexes; et (ii) environ 770 km (480 milles) de gazoduc latéraux et d'installations connexes en Colombie-Britannique et en Alberta. Sept stations de compression sont prévues sur la canalisation principale, et 26 sur les latéraux. La canalisation principale mesurerait 914 et 1 067 mm (36 et 42 po) de diamètre, et les latéraux seraient d'un diamètre allant de 114 à 610 mm (4 à 24 po).

La partie américaine du gazoduc s'étendrait sur environ 1 430 km (890 milles) jusqu'au terminal du réseau près de Chicago, en Illinois, d'où elle se raccorderait au réseau intégré de gazoducs de l'Amérique du Nord. Alliance Pipeline L.P. a déposé une demande auprès de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») à Washington, D.C., pour obtenir un certificat d'utilité publique en vue de la construction et de l'exploitation des installations qui seraient établies aux États-Unis.<sup>2</sup>

Le projet est illustré dans les figures 1-1, 1-2 et 1-3, et décrit plus en détail à l'annexe I. Tel qu'illustré dans dernière des figures susmentionnées et la légende des latéraux (tableau 1-1), le réseau est structuré de manière à recevoir du gaz de 44 usines de traitement de gaz existantes.

---

<sup>1</sup> Alliance Pipeline Ltd. est l'associé gérant d'Alliance Pipeline Limited Partnership, laquelle comprenait, au 30 janvier 1998, les compagnies suivantes : IPL Energy Inc., Westcoast Energy Inc. et Mapco Canada Energy Inc., ainsi que des sociétés affiliées de Fort Chicago Energy Partners L.P., Coastal Corporation, PanEnergy Corp., et Unocal Canada Limited.

<sup>2</sup> Le 23 septembre 1998, Alliance Pipeline L.P. a annoncé publiquement qu'elle avait accepté le certificat d'utilité publique que la FERC lui avait offert le 17 septembre 1998.

**Figure 1-1**  
**Réseau proposé d'Alliance**

**Figure 1-2**  
**Carte du tracé du pipeline - canalisation principale et stations de compression**

**Figure 1-3**  
**Carte du tracé du pipeline/latéraux**

**Tableau 1-1  
Lateral Pipeline Legend**

| Nom du latéral          | Usine n° | Nom de l'usine             | Emplacement de l'usine |
|-------------------------|----------|----------------------------|------------------------|
| Latéral Highway         | BC 01    | Highway - WGSJ             | b-36-I 94-B-16         |
| Latéral Aitken Creek    | BC 02    | Aitken Creek - Westcoast   | d-44-L 94-A-13         |
| Latéral Taylor          | BC 03    | McMahon - Westcoast        | 01-36-82-18W6          |
| Latéral Taylor          | BC 04    | Younger - Solex            | 02-36-82-18W6          |
| Latéral Boundary Lake   | AB 05    | Boundary - Petrocan        | 14-24-84-15W6          |
| Latéral Boundary Lake   | AB 07    | Boundary Lake S. - Rigel   | 01-14-85-09W6          |
| Latéral Peace River     | AB 09    | Fourth Creek - Cranrock    | 16-11-82-09W6          |
| Latéral Peace River     | AB 10    | Josephine - Rigel          | 09-01-88-10W6          |
| Latéral Pouce Coupé     | AB 11    | Pouce Coupé - Star         | 11-34-79-12W6          |
| Latéral Gordondale West | AB 12    | Pouce Coupé - C.N.R.L.     | 11-19-79-11W6          |
| Latéral Gordondale West | AB 13    | Gordondale - Westcoast     | 16-02-79-12W6          |
| Latéral Peace River     | AB 14    | Gordondale - Cranrock      | 11-24-79-11W6          |
| Latéral Whitburn        | AB 15    | Progress - Suncor          | 07-22-78-09W6          |
| Latéral Whitburn        | AB 16    | Progress - Norcen          | 08-01-78-10W6          |
| Latéral Valhalla North  | AB 17    | Valhalla - Can. Abraxas    | 13-21-76-09W6          |
| Branchement Valhalla S. | AB 20    | Valhalla - Crestar         | 01-29-75-09W6          |
| Latéral Teepee Creek    | AB 21    | Teepee Creek - Talisman    | 07-02-74-04W6          |
| Latéral Spirit River    | AB 23    | Sexsmith - AEC             | 04-08-75-07W6          |
| Latéral Hythe           | AB 24    | Hythe / Brainard - AEC     | 14-18-74-12W6          |
| Latéral Hythe           | AB 26    | Knopic - Rigel             | 16-21-73-10W6          |
| Branchement Wembley     | AB 27    | Wembley - Crestar          | 05-19-73-10W6          |
| Latéral Elmworth        | AB 27A   | Elmworth - Can. Hunter     | 01-08-70-11W6          |
| Latéral Wapiti          | AB 29    | Wapiti - Imperial          | 04-08-69-08W6          |
| Latéral Gold Creek      | AB 30    | Gold Creek - Petrocan      | 13-26-67-05W6          |
| Latéral Karr            | AB 31    | Karr - Can. Hunter         | 04-10-85-02W6          |
| Latéral Simonette       | AB 32    | Simonette - Encal          | 09-06-63-25W5          |
| Latéral Ante Creek      | AB 34    | Ante Creek - Rio Alto      | 10-18-65-23W5          |
| Latéral Ante Creek      | AB 35    | Waskahigan - Rio Alto      | 15-07-64-23W5          |
| Latéral Bigstone        | AB 36    | Bigstone W. - Petromet     | 14-28-59-22W5          |
| Latéral Bigstone        | AB 37    | Bigstone - Amoco           | 06-10-61-22W5          |
| Latéral Two Creeks      | AB 38    | Two Creeks - Summit        | 07-04-63-18W5          |
| Latéral Fox Creek       | AB 40    | Kaybob - Petrocan          | 08-09-64-19W5          |
| Latéral Kaybob          | AB 41    | Kaybob - S. I & II - Amoco | 01-12-62-20W5          |
| Latéral Edson West      | AB 43    | Galloway - Ranger          | 14-14-53-20W5          |
| Latéral Edson           | AB 44    | Edson - Talisman           | 04-11-53-18W5          |
| Latéral Edson           | AB 44A   | Wolf South - Poco          | 05-01-51-15W5          |
| Latéral Kaybob South    | AB 45    | Kaybob S. - III Chevron    | 11-15-59-18W5          |
| Latéral Edson           | AB 46    | W. Whitecourt - Amoco      | 08-17-60-15W5          |
| Latéral Carson Creek    | AB 47    | Carson Creek - Mobil       | 04-23-61-12W5          |
| Latéral Whitecourt      | AB 48    | Whitecourt - Petrocan      | 12-26-59-11W5          |
| Latéral Paddle River    | AB 49    | Paddle River - Canoxy      | 13-06-57-08W5          |
| Latéral Cherhill        | AB 50    | Cherhill - Chauvco         | 02-25-56-06W5          |
| Latéral Fort Sask.      | AB 53    | Fort Sask. - Chevron       | 05-14-55-22W4          |
| Latéral Fort Sask.      | AB 54    | Fort Sask. - Dow           | 12 & 13-55-22W4        |

Le gazoduc, que l'on projette mettre en service pendant la deuxième moitié de l'an 2000, permettrait de livrer 37,5 millions de mètres cubes (1,325 milliard de pieds cubes) de gaz naturel par jour, sur une base garantie. Comme c'est exposé plus en détail à la section 2.4, environ 98 % de la capacité de transport garanti disponible a été souscrite pour une période de 15 ans.

Le coût en capital du gazoduc intégral (jusqu'à Chicago) est évalué à 3,7 milliards \$ (dollars canadiens), dont 2 milliards \$ seraient imputables à la partie canadienne du réseau.

Pour des raisons de logistique, Alliance a décomposé la construction de la canalisation principale en neuf étapes ou tronçons de construction à réaliser en 18 mois. Les latéraux ont aussi été groupés en tronçons de construction, et un même entrepreneur pourrait s'occuper de la construction de plusieurs latéraux.

## **1.2 Instance GH-3-97**

Le 3 septembre 1997, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience GH-3-97 qui fournissait les instructions sur le déroulement de l'audience publique qu'il tiendrait pour examiner le projet de pipeline d'Alliance. Le lecteur trouvera à l'annexe II la liste des questions à débattre qui figurait dans l'ordonnance d'audience.

Tel que l'Office l'a indiqué dans l'ordonnance d'audience, l'instance GH-3-97 visait d'une part à recueillir la preuve et les points de vue des personnes intéressées sur la demande qu'Alliance avait déposée aux termes de la Loi sur l'ONÉ et, d'autre part, à servir de tribune pour faciliter la participation du public à l'étude approfondie menée aux termes de la LCÉE.

L'Office a convoqué une conférence préparatoire à l'audience le 17 novembre 1997 (qui s'est étalée sur six jours) pour entendre les plaidoiries sur un certain nombre d'avis de motion qui avaient été déposés antérieurement. Comme suite à cette conférence, l'Office a (i) ordonné à Alliance de produire une preuve additionnelle et (ii) fixé la date de début de l'audience orale au 6 janvier 1998.

L'audience orale s'est étalée sur 77 jours, pendant la période du 6 janvier au 21 mai 1998, et s'est déroulée principalement dans les bureaux de l'Office à Calgary. En février 1998, l'Office a tenu des séances régionales à Regina, en Saskatchewan, Fort St. John, en C.-B., et Edmonton, en Alberta, afin d'aider les personnes vivant dans des localités situées le long du tracé à prendre part à l'audience.

Le 7 avril 1998, une «Entente sur la réglementation des gazoducs, la concurrence et le changement visant à favoriser un environnement concurrentiel et un meilleur choix pour le consommateur» (l'«Entente») a été conclue entre l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP»), NOVA Corporation, NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL»), la Small Explorers and Producers Association of Canada («SEPA»), et TransCanada Pipelines Limited («TCPL»).

Les Parties à l'Entente ont reconnu l'importance de maintenir l'harmonisation des intérêts et ont adopté les trois principes directeurs suivants :

- (i) elles appuient la concurrence et un meilleur choix pour le consommateur;
- (ii) elles conviennent qu'une capacité pipelinère supplémentaire concurrentielle à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien («BSOC») doit être construite par les nouveaux concurrents et les compagnies pipelinères établies, d'une manière opportune, sécuritaire et rentable; et

- (iii) elles conviennent de la nécessité de modifier la réglementation de manière que tous les pipelines nouveaux et existants aient les mêmes chances de concurrencer; reconnaissant ainsi que cette concurrence est souhaitable et conforme aux meilleurs intérêts des intervenants de l'industrie.

La conclusion de l'Entente a amené NGTL et TCPL à retirer une portion importante de la preuve qu'elles avaient déposée pour s'opposer au projet d'Alliance pour des motifs commerciaux. Pour plus de commodité, le texte intégral de l'Entente est présenté à l'annexe III.

## 1.3 Autorisations demandées et critères réglementaires

### 1.3.1 Certificat d'utilité publique

Alliance a présenté sa demande de certificat aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, qui se lit comme suit :

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

- a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz, ou autre produit;*
- b) l'existence de marchés, réels ou potentiels;*
- c) la faisabilité économique du pipeline;*
- d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline;*
- e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.*

Durant la plaidoirie finale, l'avocat de Westcoast Energy Inc. («WEI») a fait des observations au sujet du degré de latitude que la Loi sur l'ONÉ accorde à l'Office. À cet égard, l'Office constate que les versions anglaise et française de l'article 52 comportent des sens différents. La version anglaise prescrit que l'Office peut tenir compte des facteurs relevés aux alinéas a) à e), tandis que la version française ne fait pas allusion à cet aspect discrétionnaire, laissant plutôt entendre que tous les facteurs mentionnés aux alinéas a) à e) doivent être pris en compte.<sup>1</sup> Étant donné que les deux versions ont valeur officielle, il faut ici s'en remettre aux règles voulant que les lois bilingues soient interprétées en fonction de l'intention du Parlement. Dans son application des règles d'interprétation législative qui sont pertinentes en l'espèce, l'Office a jugé que la version française de l'article 52 reflète l'intention du Parlement et que c'est la version qu'il convient de retenir.

---

<sup>1</sup> La version anglaise de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ se lit comme suit (le libellé moins restrictif est souligné) : *The Board may, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate in respect of a pipeline if the Board is satisfied that the pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity and, in considering an application for a certificate, the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant, and may have regard to the following:*

- (a) the availability of oil, gas or any other commodity to the pipeline;*
- (b) the existence of markets, actual or potential;*
- (c) the economic feasibility of the pipeline;*
- (d) the financial responsibility and financial structure of the applicant, the methods of financing the pipeline and the extent to which Canadians will have an opportunity of participating in the financing, engineering and construction of the pipeline; and*
- (e) any public interest that in the Board's opinion may be affected by the granting or refusing of the application.*

Au cours des dernières années, l'Office a évalué la faisabilité économique des demandes visant des installations de gazoduc en déterminant la probabilité que ces installations seront exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et la probabilité que les frais liés à la demande seront payés.<sup>1</sup> Pour faire cette détermination, il s'agit habituellement d'évaluer des facteurs tels que : (i) la disponibilité d'un approvisionnement en gaz à long terme, (ii) les perspectives à long terme du point de vue de la demande de gaz sur les marchés desservis, (iii) les engagements contractuels étayant la proposition, et (iv) le financement du projet. La question de la faisabilité économique englobe donc les alinéas a) à d) de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ.

Tout projet de grande envergure, tel celui que propose Alliance, comporte inévitablement la possibilité de répercussions commerciales sur des parties autres que les propriétaires et les utilisateurs du pipeline. En vertu de l'alinéa 52 e) de la Loi sur l'ONÉ, l'Office peut tenir compte de ces conséquences possibles dans son évaluation générale de la question de savoir si le projet mis de l'avant est conforme à l'utilité publique. La protection de l'environnement, les répercussions socio-économiques et la sécurité publique sont d'autres aspects examinés aux termes de cet alinéa.

D'une manière générale, l'Office a structuré les présents Motifs de décision en fonction de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. Le chapitre 2 traite de la faisabilité économique du projet, tandis que les chapitres 3 à 5 portent sur les autres questions relatives à l'intérêt public qui sont mentionnées ci-dessus, sauf la protection de l'environnement. Comme on le verra à la section 1.4, ce dernier aspect a été traité dans le Rapport d'étude approfondie («RÉA») visant le projet de pipeline d'Alliance, qui a été publié le 2 octobre 1998.

### **1.3.2 Transport, droits et tarifs, et méthode de réglementation**

Dans sa demande, Alliance a demandé à l'Office de rendre une ordonnance aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ visant à (i) approuver la méthode de conception des droits et le tarif qui s'appliqueraient aux services fournis par la compagnie et à (ii) désigner Alliance comme compagnie du groupe 2 aux fins de la réglementation des droits et tarifs.

Quant au premier point, aux termes de la partie IV de la Loi, l'Office est tenu de garantir que les droits exigés par les pipelines relevant de sa compétence soient justes et raisonnables et qu'aucune distinction injuste ne soit exercée au plan des droits, des services ou des aménagements.<sup>2</sup> L'Office doit également établir le niveau approprié de la surveillance réglementaire qu'il convient d'exercer et les exigences en matière de dépôt correspondantes. À cette fin, l'Office classe chaque compagnie pipelinière qu'il réglemente en tant que compagnie du groupe 1 ou du groupe 2. Les questions ressortissant à la partie IV de la Loi sur l'ONÉ sont examinées au chapitre 6.

---

<sup>1</sup> L'Office a d'abord formulé ce critère dans le cadre de sa décision GH-5-89 concernant un projet d'agrandissement de TCPL (voir les Motifs de décision GH-5-89, Volume 1 «Conception des droits et faisabilité économique», datés de novembre 1990, chapitre 3, pages 29 et 32.)

<sup>2</sup> L'article 62 de la Loi sur l'ONÉ dispose que : *Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours.* L'article 67 prescrit ce qui suit : *Il est interdit à la compagnie de faire à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux aménagements.*

L'Office note que certains aspects de l'ensemble de services de transport que propose Alliance sont pertinents pour ce qui est de déterminer si le projet est conforme à l'intérêt public, tel que l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ lui demande de le faire, étant donné qu'ils peuvent avoir des conséquences sur des parties autres qu'Alliance et ses expéditeurs. Ces conséquences possibles sont traitées au chapitre 3.

## 1.4 Évaluation environnementale

L'Office a préparé un RÉA à l'égard du projet de pipeline d'Alliance afin de satisfaire aux exigences de la LCÉE et de s'acquitter des responsabilités que l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ lui confère en ce qui touche les questions environnementales. Le RÉA a pris en considération les commentaires du public, y compris les avis donnés par les autres autorités responsables et ministères fédéraux intéressés (dont Environnement Canada), ainsi que les points de vue de la province de la Saskatchewan. Pêches et Océans Canada et l'Administration du rétablissement agricole des Prairies étaient les deux autres autorités responsables dans le cas du projet de pipeline d'Alliance.

Le RÉA a traité du projet, du processus d'évaluation environnementale, y compris le programme de participation publique, des effets environnementaux éventuels, de la méthodologie d'évaluation, des mesures d'atténuation ainsi que des critères retenus pour évaluer l'importance des effets environnementaux. En outre, il a présenté les recommandations et les conclusions formulées au sujet de l'importance des effets négatifs éventuels sur l'environnement.

Les autorités responsables (y compris l'Office) ont conclu que le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, pourvu que soient mis en œuvre les mesures d'atténuation et les engagements dont Alliance a convenu durant l'audience, ainsi que les 41 recommandations formulées dans le RÉA.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'Office s'est servi de son processus d'audience publique pour recueillir les points de vue des personnes intéressées autant sur les paramètres de l'évaluation environnementale que sur la demande d'Alliance, déposée aux termes de la Loi sur l'ONÉ, en vue d'obtenir un certificat d'utilité publique l'autorisant à construire et à exploiter le pipeline. L'audience publique fut précédée d'un processus d'évaluation environnementale qui avait lui-même débuté par un exercice public visant à déterminer la portée de l'évaluation environnementale et les éléments à examiner. Après la fin de l'audience publique, les participants ont eu la possibilité de formuler leurs observations sur une ébauche du RÉA, avant qu'il soit publié dans sa forme définitive.

Entre le 5 octobre et le 3 novembre 1998, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale («Agence») a mené un processus afin de recueillir les commentaires du public sur la version définitive du RÉA. Une fois ces commentaires reçus, le RÉA a été acheminé à la ministre de l'Environnement afin qu'elle décide de la ligne de conduite à adopter, aux termes de l'article 23 de la LCÉE, en ce qui concerne l'évaluation environnementale du projet. L'Office a attendu que cette décision soit prise pour se prononcer sur la demande de certificat d'Alliance.

Après avoir pris en considération le RÉA, les commentaires déposés par le public en vertu du paragraphe 22(2) de la LCÉE et les recommandations de l'Agence, la ministre de l'Environnement a conclu que le projet, tel qu'il est décrit, n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Par conséquent, la ministre de l'Environnement a renvoyé le projet d'Alliance à

l'Office et aux autres autorités responsables pour que ceux-ci prennent une décision aux termes du paragraphe 37(1) de la LCÉE.<sup>1</sup>

### *Opinion de l'Office*

Sur renvoi du dossier par la ministre de l'Environnement, l'Office a examiné le RÉA et est d'avis que, dans la mesure où Alliance met en oeuvre les mesures d'atténuation proposées et les recommandations énoncées dans le Rapport, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. À cet égard, l'Office ferait de toutes les conditions recommandées dans le RÉA des exigences à inclure dans tout certificat qui serait délivré à Alliance relativement au projet (voir l'annexe V).<sup>2</sup>

Les sept recommandations formulées au chapitre 5 du RÉA (qui correspondent aux conditions 18, 33, 43 et 50 à 53 du certificat présenté à l'annexe V) exposent les procédures qu'il faudrait mettre en place pour assurer l'inspection, la surveillance et le suivi nécessaires des questions environnementales liées au projet, si un certificat était délivré. Il est à noter que l'Office mènerait ses propres inspections et vérifications, conformément à la législation pertinente et aux conditions d'approbation du projet, afin de garantir la protection de l'environnement.

Le chapitre 3 du RÉA décrit le programme de participation publique qu'Alliance a mis en oeuvre. L'Office juge que les exigences énoncées à la partie II de ses *Directives concernant les exigences de dépôt* ont été satisfaites car les personnes et les groupes intéressés ont réellement eu l'occasion de faire valoir leurs points de vue, tant à l'échelon local que régional, au cours de la planification et de la conception du projet.

Alliance a affirmé qu'elle continuerait de communiquer à l'Office les résultats de ses consultations continues, de façon trimestrielle, jusqu'à ce que tous les sujets de préoccupation et commentaires aient été réglés. Alliance a aussi indiqué qu'elle aviserait l'Office de toute question nouvelle que pourraient soulever ces consultations. Pour ce qui est de questions précises, telle l'élaboration des programmes de surveillance de la qualité de l'air d'Alliance, les recommandations contenues dans le RÉA ainsi que les conditions correspondantes figurant à l'annexe V des présents Motifs de décision font état des consultations additionnelles requises.

---

<sup>1</sup> Voir la lettre de la ministre à l'Office datée du 23 novembre 1998, à l'annexe IV.

<sup>2</sup> Se reporter à la table fournie à la fin de l'annexe V, qui indique la concordance entre les recommandations énoncées dans le RÉA et les conditions du certificat.

## Chapitre 2

# Faisabilité économique

---

Quelques parties, notamment TCPL et Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills»), ont invité l'Office à clarifier ses attentes au sujet des normes auxquelles un demandeur est censé répondre pour démontrer que les installations pipelinières faisant l'objet d'une demande en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ sont faisables sur le plan économique. Le présent chapitre porte d'abord sur les arguments avancés par les parties au sujet du critère approprié de faisabilité économique, puis sur les arguments ayant trait à l'approvisionnement, aux marchés, aux engagements des expéditeurs et au financement du projet. En dernier lieu, l'Office statue sur la faisabilité économique des installations visées par la demande.

### 2.1 Le critère approprié de faisabilité économique

#### *Opinion du demandeur*

Alliance a affirmé que l'Office devrait statuer sur la faisabilité économique des installations pipelinières proposées en tenant compte de la preuve relative à tous les facteurs pertinents qui influent sur la probabilité que les installations seront utilisées à un niveau raisonnable pendant la vie économique du projet et sur la probabilité que les frais liés à la demande seront payés.

Alliance a soutenu que le critère de faisabilité économique a évolué au fil des ans. Cette évolution fait partie intégrante du défi posé au cadre classique de réglementation des pipelines monopolistiques. Elle est liée à la dynamique changeante du marché, à l'accroissement de la concurrence et à la déréglementation des marchés et des prix du gaz naturel.

Selon Alliance, la meilleure preuve pour l'évaluation de la faisabilité du projet est fournie par les engagements financiers faits à l'égard du projet. Si les marchés fonctionnent, et si la concurrence existe, la preuve relative aux contrats et aux engagements financiers devrait suffire à démontrer que les installations seront utilisées et payées pendant la vie économique utile du projet, c'est-à-dire que le projet est faisable sur le plan économique.

#### *Opinion des intervenants*

TCPL était d'avis que si l'Office délivrait un certificat à l'égard du projet d'Alliance, il appliquerait une norme assouplie pour l'évaluation de la faisabilité économique. TCPL a soutenu qu'il est difficile pour l'Office de déterminer si les frais liés à la demande seraient payés parce que le coût total en capital du projet est inconnu. Par conséquent, TCPL a fait valoir que le droit ou les frais liés à la demande ne sont pas déterminés. TCPL a maintenu que dans les circonstances, l'Office se dispenserait de déterminer si le droit exigible sera vraisemblablement payé pendant la vie économique des installations, ou tiendrait pour acquis que les expéditeurs d'Alliance paieront ce droit quel qu'il soit, et que cette façon de faire constituerait la nouvelle norme.

Selon TCPL, si l'Office approuvait le projet d'Alliance, il dérogerait aux normes réglementaires à un autre égard, parce que la capacité de transport qui serait fournie par les installations projetées viserait

à répondre à une demande à venir. En approuvant la demande d'Alliance, l'Office s'écarterait de la règle voulant que le demandeur prouve l'existence de marchés ou d'un approvisionnement destiné au projet. TCPL a demandé que l'Office fasse part expressément de son point de vue sur ces questions et sur les autres aspects pour lesquels il modifie la norme réglementaire.

À la fin de l'audience, TCPL a affirmé que, compte tenu de l'Entente et de la plate-forme que celle-ci constitue pour un consensus de l'industrie au sujet du changement de la réglementation, elle ne s'opposait pas à bon nombre des changements aux normes réglementaires d'examen que l'autorisation du projet représenterait. TCPL s'attendait plutôt à bénéficier d'un traitement semblable dans l'avenir.

Foothills a déclaré qu'en cette nouvelle ère de concurrence entre les pipelines, toutes les compagnies pipelinières réglementées par l'Office doivent être assujetties au même genre et au même degré de réglementation. Pour qu'il y ait une saine concurrence, l'Office doit s'assurer que les propriétaires des pipelines en place ne sont pas gênés par des règles ou des précédents qui entravent le jeu de la concurrence.

Foothills a affirmé que l'un des éléments importants de la concurrence entre les pipelines est la concurrence pour obtenir les engagements d'expéditeurs à l'égard de la capacité sur de nouvelles installations pipelinières. Idéalement, l'Office aurait dû exposer ses règles ou ses lignes directrices pour cette nouvelle ère de concurrence avant d'examiner le projet d'Alliance.

Foothills a recommandé que l'Office définisse clairement le critère d'utilité publique qui devrait s'appliquer à toutes les propositions visant des gazoducs, et non pas seulement au projet d'Alliance, et que l'on reconnaisse que cette nouvelle ère de concurrence entre les pipelines nécessitera un niveau moindre de réglementation économique.

IPL Energy Inc. («IPL») a indiqué qu'un traitement uniforme et équitable sur le plan de la réglementation n'était pas synonyme de traitement identique ou d'adhésion à un modèle établi qui a été évident par le passé; cela signifiait plutôt qu'il faut examiner les circonstances de chaque cas à leur mérite. Si d'autres compagnies pipelinières souhaitent demander à l'Office de modifier leur mode de réglementation suite à l'audience sur le projet d'Alliance, elles sont libres de le faire.

De l'avis de Westcoast Energy Inc. («WEI»), l'Office fait preuve d'une souplesse considérable dans l'application du critère de faisabilité économique et examine les demandes au cas par cas. WEI a fait valoir que l'Office peut continuer de se fonder sur les principes sous-jacents du critère de faisabilité économique.

### *Opinion de l'Office*

Depuis l'audience GH-5-89 visant TCPL, l'Office a évalué la faisabilité économique de demandes visant de nouvelles installations de gazoduc en déterminant la probabilité que les installations seront utilisées à un niveau raisonnable pendant la vie économique du projet et que les frais liés à la demande seront payés. Comme nous l'avons souligné au chapitre 1, pour statuer sur cette question, l'Office doit évaluer: i) la disponibilité d'un approvisionnement en gaz à long terme, ii) les perspectives à long terme sur le plan du marché de gaz, iii) les engagements contractuels étayant la proposition, et iv) le financement du projet.

L'Office n'est pas en voie de modifier son critère fondamental de faisabilité économique dans le cadre de l'évaluation du projet d'Alliance. Cependant, l'Office fait observer qu'il existe des distinctions importantes entre les circonstances de la demande GH-5-89 et celles de la demande d'Alliance. Dans la demande GH-5-89, TCPL proposait un vaste agrandissement de son réseau qui devait entraîner un accroissement considérable de sa base tarifaire. Les expéditeurs existants du réseau de TCPL ont exprimés une préoccupation par rapport au projet en raison des effets négatifs éventuels. Ils craignaient de devoir assumer une hausse des droits pour contribuer au paiement des nouvelles installations, et par le risque d'avoir à payer les coûts liés à une sous-utilisation de la capacité du réseau de TCPL advenant que les marchés devant être desservis par les installations agrandies ne soient pas durables.

Dans sa demande, Alliance a déclaré qu'elle-même assumerait tout risque de sous-utilisation des installations visées par la demande. En effet, si un expéditeur ne payait pas les frais liés à la demande exigibles, ce sont les actionnaires d'Alliance, et non pas les autres expéditeurs du réseau, qui supporteraient les frais supplémentaires subséquents. Ce fait vise l'un des facteurs potentiellement importants liés à l'intérêt public. Si un projet d'agrandissement risque d'avoir des effets négatifs sur les expéditeurs existants, l'Office doit d'autant plus s'assurer que les installations du projet d'agrandissement mis de l'avant seront vraisemblablement nécessaires.

L'Office est d'avis que dans les circonstances propres à la présente demande, on devrait accorder beaucoup d'importance à l'évaluation de l'appui des expéditeurs à l'égard du projet, qui est démontré par la volonté de payer les frais liés à la demande, ainsi qu'à la démonstration de la capacité de financement des propriétaires du projet. Les engagements financiers faits par les banques et les expéditeurs à l'égard du projet, ainsi que les jugements commerciaux étayant ces engagements, démontrent très fortement le bien-fondé du projet sur le plan commercial. En outre, l'Office est d'avis que le caractère risqué du projet est un facteur dont il doit tenir compte dans l'examen de la preuve relative à l'approvisionnement et au marché.

En ce qui a trait aux demandes de clarification des « normes » réglementaires auxquelles les demandes présentées en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ doivent répondre, l'Office répète qu'il n'est pas en voie d'apporter des changements fondamentaux au critère de faisabilité économique. L'Office est en train d'évaluer la probabilité que les installations visées par la demande seront utilisées à un niveau raisonnable pendant la vie économique du projet et la probabilité que les frais liés à la demande seront payés.

## **2.2 Approvisionnement en gaz**

Au début de l'audience, Alliance a fait valoir que l'étude sur l'approvisionnement global a fourni suffisamment d'éléments de preuve concernant la disponibilité de gaz pour le projet. À l'appui de sa demande, Alliance a présenté une étude sur l'approvisionnement global qui a été préparée par Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. («GLJ»). Suite à l'audition des motions relatives à la procédure en novembre 1997, Alliance a été tenue de déposer de l'information sur l'approvisionnement de chacun de ses expéditeurs. Néanmoins, Alliance a fait valoir que la preuve relative à l'approvisionnement

global, jumelée aux contrats de transport, suffirait à étayer sa demande. Alliance a soutenu que les engagements des expéditeurs étayant les contrats de transport fournissent la meilleure preuve que l'approvisionnement sera offert, et elle a fait valoir que la preuve relative à l'approvisionnement accessible à chaque expéditeur présente des limites très réelles sur le marché du gaz naturel d'aujourd'hui.

## 2.2.1 Approvisionnement global en gaz

### *Opinion du demandeur*

L'étude de GLJ déposée par Alliance était fondée sur une évaluation de l'approvisionnement de l'ensemble du BSOC. Selon Alliance, cette étude indique que la compagnie disposera, directement ou indirectement, de tout l'approvisionnement en gaz du BSOC. Alliance a déclaré que cela se réaliserait au moyen de transferts et d'échanges entre les producteurs. De plus, la signature de l'Entente a accru la probabilité que des interconnexions avec NGIL seront construites dans l'avenir, réduisant ainsi la nécessité de procéder à des échanges.

Dans son étude, GLJ a vérifié si l'approvisionnement en gaz du BSOC permettrait de répondre à la demande globale selon divers scénarios de demande. Deux estimations des réserves ont été utilisées : i) un scénario de référence fondé sur l'estimation actuelle faite par l'Office des réserves ultimes ( $7,9 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ou  $280,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ), et ii) un scénario de sensibilité fondé sur l'estimation actuelle de l'Office plus une croissance présumée des réserves ultimes de 2,5 % par année jusqu'en 2007 ( $10,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ou  $378,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ).

Dans son étude, GLJ a conclu qu'une petite proportion seulement de la base de ressources reconnue actuellement devrait être épuisée pour répondre entièrement à la demande au cours des 20 prochaines années, même en supposant des ajouts considérables à la capacité des pipelines d'exportation, conjugués à une croissance vigoureuse et constante de la demande canadienne en gaz. En outre, des niveaux d'activité de forage qui sont raisonnables, par rapport au rendement récent de l'industrie, devraient maintenir une capacité de production suffisante pour répondre aux besoins du scénario de demande même le plus dynamique. Alliance a prétendu que l'étude de GLJ reflète une baisse de la production à des taux défendables et raisonnables, qui sont d'ailleurs étayés par des études antérieures menées par Sproule Associates Limited («Sproule») et l'Office, et que son hypothèse selon laquelle on enregistrera des additions moyennes aux réserves par puit de  $42,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  ( $1,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) en moyenne est prudente.

À l'appui de son allégation, Alliance a préparé des tableaux sommaires de quelques-unes des principales variables et hypothèses sous-tendant les études sur l'approvisionnement global mentionnées à l'audience. Les points saillants de ces sommaires sont présentés au tableau 2-1.

En résumé, Alliance a fait valoir qu'il y aurait des approvisionnements en gaz suffisants pour son projet et pour les réseaux pipeliniers existants.

**Tableau 2-1**  
**Sommaire de la preuve relative à l'approvisionnement global**

| <b>Étude</b>   | <b>Potentiel ultime<br/>10<sup>12</sup>m<sup>3</sup> (10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>)</b>  | <b>Production annuelle<br/>maximale en provenance du<br/>BSOC<br/>10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> (10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>)</b> |
|--|---|---|
| <b>Étude de 1994 préparée par Coles Gilbert Associates Ltd. pour Foothills à l'appui du projet de pipeline Wild Horse</b>                            | 8,5 (300) du BSOC   | 170 (6,0) en 2011   |
| <b>Étude de juillet 1996 préparée par Sproule Associates Limited pour Foothills à l'appui du projet d'agrandissement du tronçon de l'Est de 1998</b> | 8,1 (287) de l'Alberta<br>9,9 (351) du BSOC   | 184 (6,5) en 2012<br>(BSOC, scénario A)   |
| <b>Étude de mai 1997 préparée par Sproule Associates Limited à l'intention de TCPL à l'appui de la demande GH-2-97 visant les installations</b>      | 7,7 (270) de l'Alberta<br>9,3 (329) du BSOC   | 212 (7,5) en 2017<br>(scénario de référence)  |
| <b>Plan annuel de mai 1997 de NGIL</b>   | >6,0 (>210) de l'Alberta  |   |
| <b>Étude de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. préparée pour Alliance Pipeline Ltd.</b>   | <u>Scénario de référence</u><br><u>(estimations de l'ONÉ)</u><br>5,6 (196) de l'Alberta<br>7,4 (260) du BSOC (class.)<br>7,9 (280) du BSOC (total)              | 204 (7,2) en 2019   |
|  | <u>Estimations actuelles de l'ONÉ</u><br><u>plus croissance de 2,5 %</u><br>7,7 (270) de l'Alberta<br>10,2 (359) du BSOC (class.)<br>10,7 (379) du BSOC (total) | 204 (7,2) en 2019   |

***Opinion des intervenants***

Le Groupe des producteurs de l'Ouest canadien («GPOC»), IPLE, Union Gas Limited («Union Gas») et WEI ont tous appuyé le point de vue d'Alliance selon lequel la capacité du BSOC était suffisamment robuste pour garantir l'utilisation du pipeline d'Alliance à des niveaux raisonnables au cours de sa vie économique. Union a ajouté qu'elle avait confiance que les forces du marché ayant présidé au projet d'Alliance feraient en sorte que les réseaux pipeliniers en place et le pipeline d'Alliance seront essentiellement utilisés à pleine capacité dans l'avenir prévisible. WEI a fait valoir que l'on ne saurait s'attendre à autre chose qu'une période normale de constitution des

approvisionnement après le démarrage du projet d'Alliance, et elle était confiante que des outils tels que les swaps et les échanges garantiraient un approvisionnement en gaz suffisant pour Alliance. En outre, WEI estimait que la politique d'interconnexion prévue dans l'Entente atténuerait la nécessité de procéder à des swaps et à des échanges.<sup>1</sup>

Certains autres intervenants n'appuyaient pas la position d'Alliance.

Le Green Alternatives Institute of Alberta («GAIA») n'était pas d'avis que la preuve relative à l'approvisionnement déposée par Alliance avait démontré la suffisance de l'approvisionnement, et il a laissé entendre que l'étude de GLJ contenait des erreurs qui l'invalidaient. En particulier, le GAIA jugeait que le modèle de GLJ ajoutait des réserves dépassant le niveau du potentiel ultime présumé. Selon Alliance, cette conclusion était erronée. GAIA a également fait valoir qu'étant donné qu'aucune nouvelle estimation du potentiel ultime n'avait été publiée par la Commission géologique du Canada ou l'Office depuis 1992 et 1994 respectivement, il était improbable que les estimations futures du potentiel ultime augmentent sensiblement. Le GAIA craignait aussi que le nombre de nouveaux puits requis soit sensiblement plus élevé que le nombre estimé par Alliance.

Foothills a soutenu que la preuve relative à l'approvisionnement global n'était rien de plus qu'une recherche documentaire et une analyse de tendances sur lesquelles on posait certains jugements. Foothills a laissé entendre que l'étude de Sproule menée pour son projet d'agrandissement du tronçon de l'Est de 1998 indiquait qu'en ajoutant un volume supplémentaire de  $46,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1,65 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pour Alliance, la capacité de production serait insuffisante pour les pipelines existants et le pipeline d'Alliance en 2003. Foothills craignait un manque éventuel de productibilité en raison duquel les expéditeurs devraient rivaliser pour obtenir des approvisionnements qui, en l'absence du pipeline d'Alliance, seraient transportés par les réseaux pipeliniers en place. Alliance a répliqué que lorsqu'il est appliqué correctement, le modèle de Sproule appuie les arguments qu'elle avance.

NGIL craignait qu'il n'y ait pas un approvisionnement suffisant pour répondre pleinement à ses besoins et à ceux d'Alliance. Elle a retenu les services de Fekete Associates Inc. («Fekete») pour examiner l'approvisionnement offert aux 35 points de réception qui seraient communs aux deux compagnies (voir la figure 2-1). NGIL a fait valoir que l'étude, faite par Fekete, du bassin d'approvisionnement d'Alliance constituait la seule information relative à l'approvisionnement destiné aux points de réception qui ait été déposée à l'instance. Cette analyse est fondée sur une méthode de diminution de la production et prévoit une période de 18 ans pour la constitution des approvisionnements (c'est-à-dire que le réseau d'Alliance ou celui de NGIL, ou les deux, seraient sous-utilisés pendant au moins 18 ans après la date de mise en service du pipeline d'Alliance). Se fondant sur sa prévision de conception de réseau, NGIL a prédit une période minimale de six ans pour la constitution des approvisionnements, mais elle a affirmé que cette prévision de conception n'était pas nécessairement la prévision qu'il convient d'utiliser pour déterminer une période de constitution des approvisionnements.

---

<sup>1</sup> La politique d'interconnexion est exposée à l'article 2 de l'Entente (voir l'annexe III).

**Figure 2-1**  
**Points de réception communs à Alliance et NGIL**

Alliance a fait valoir que NGTL n'a pas utilisé la preuve de Fekete pour son plan annuel ou ses demandes relatives aux installations déposées auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board («EUB»), et que les estimations des réserves faites par Fekete ne concordaient pas avec les données de NGTL et de l'EUB. Par conséquent, elle a soutenu que la preuve fournie par cette étude n'était d'aucune valeur pour l'Office. Alliance estimait qu'avec une hypothèse réaliste au sujet du volume des approvisionnements de la compagnie, des taux de diminution et des puits supplémentaires, la période de constitution des approvisionnements pourrait être éliminée.

Bien qu'Alliance ait laissé entendre que les propres prévisions de NGTL démontraient la croissance de la disponibilité de l'approvisionnement aux 35 points communs de réception, NGTL croyait que tous les volumes supplémentaires prévus seraient transportés vers le marché par son réseau au cours de la période entre 1997-1998 et la date de mise en service du pipeline d'Alliance. Alliance a fait valoir qu'il y aurait encore des volumes supplémentaires disponibles après sa date proposée de mise en service.

La Rocky Mountain Ecosystem Coalition («RMEC») a déposé une étude, préparée par Drummond Consulting, sur les réserves découvertes, la production cumulative et les réserves restantes pour la zone accessible à Alliance. Cette étude faisait état d'une estimation des réserves restantes ultimes de gaz de  $984,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $34,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) dans la zone immédiate et de  $1\,715,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $60,8 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) dans une zone élargie qui comprenait des réserves de gaz dont Alliance pourrait disposer à un moment donné dans l'avenir.

BC Gas Utility Ltd. («BC Gas») a souligné que même si Alliance a déclaré de façon générale que son approvisionnement pourrait provenir de la C.-B. dans une proportion de 25 à 40 %, elle avait conçu ses installations jusqu'en C.-B. pour transporter quelque  $14,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $500 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), ou 25 % de la production de gaz actuelle de la province. BC Gas a indiqué qu'à ce rythme, il y aurait un risque réel de productivité insuffisante en C.-B. à court terme.

## **2.2.2 Approvisionnement en gaz accessible aux expéditeurs**

Comme nous l'avons indiqué au début de la section 2.2, Alliance a déposé une preuve relative à l'approvisionnement accessible aux expéditeurs. Elle a fourni des renseignements détaillés sur l'offre et la demande pour les 30 expéditeurs producteurs et regroupeurs, représentant environ 60 % de la capacité assujettie à des contrats. Les estimations de l'offre qui ont été soumises étaient en majorité celles qui avaient été établies par les organismes de réglementation provinciaux ou les tiers consultants. Tous les expéditeurs, sauf quatre, ont actuellement des réserves établies excédant leurs besoins globaux pendant la durée de leurs contrats avec Alliance. Pour chacun des sept autres expéditeurs, qui sont de grandes compagnies de commercialisation du gaz ou des sociétés de distribution locale («SDL») canadiennes, Alliance a fourni une description générale de la stratégie globale de mise en marché.

Alliance a fait valoir que les renseignements fournis sur l'approvisionnement des expéditeurs producteurs et regroupeurs étaient beaucoup plus détaillés que ceux déposés par les autres compagnies pipelinières à l'appui des demandes récentes visant les installations. Alliance a également fait observer que les renseignements déposés sur l'approvisionnement des expéditeurs étaient en grande partie identiques à ceux qui ont été fournis à l'appui des demandes de permis d'exportation déposées récemment devant l'Office. Alliance a fait valoir que l'information relative à l'approvisionnement accessible aux expéditeurs constitue une autre preuve probante à l'appui de sa demande.

## *Opinion des intervenants*

Plusieurs intervenants, notamment le GFOC, Consumers' Gas Company Ltd. («Consumers' Gas»), Duke Energy Marketing Limited Partnership («Duke»), IPLE, ProGas Limited («ProGas»), Union Gas et WEI, ont appuyé la position d'Alliance concernant la valeur relative de l'information déposée au sujet de l'approvisionnement accessible aux expéditeurs.

Consumers' Gas a souligné à l'Office qu'elle n'apparie pas ses contrats d'approvisionnement avec des contrats de transport particuliers. Consumers' Gas a adopté un processus d'acquisition de gaz qui lui offre la possibilité de signer des contrats d'approvisionnement peu de temps avant d'avoir besoin de gaz, de manière à obtenir des prix et des conditions qui correspondent mieux au marché du gaz.

Duke a fait valoir que l'argument touchant l'approvisionnement accessible aux expéditeurs qui a été avancé par les concurrents d'Alliance ne devrait pas empêcher l'Office d'approuver inconditionnellement la demande d'Alliance.

IPLE a souligné que dans le cas des demandes visant des oléoducs, l'Office n'examine pas l'approvisionnement réservé au projet ni l'approvisionnement accessible aux expéditeurs, mais qu'il axe plutôt son examen sur l'approvisionnement global. IPLE a fait valoir que l'Office devrait se fonder seulement sur une évaluation globale de l'approvisionnement pour la demande d'Alliance. La preuve relative à l'approvisionnement accessible aux expéditeurs ne donne pas la garantie que le gaz s'écoulera dans les installations pipelinières pendant la durée du projet.

ProGas a indiqué que son approvisionnement en gaz est plus que suffisant pour respecter ses contrats de vente, et notamment pour fournir les volumes destinés au pipeline d'Alliance. ProGas a souligné qu'elle a accès à  $11,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $419 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz aux 44 points de réception proposés d'Alliance et possède une entière capacité d'approvisionnement jusqu'en 2007 sans avoir à recourir au forage intercalaire ou à l'ajout de compresseurs aux gisements.

Union Gas a souligné qu'au cours des neuf dernières années, TCPL a profité de la décision GHW-3-89 de l'Office qui l'a exemptée de déposer l'information relative à l'approvisionnement accessible aux expéditeurs pour les marchés à croissance normale<sup>1</sup>. Elle a affirmé que dans le marché actuel, les acheteurs et les vendeurs de gaz naturel ne privilégient pas les contrats de longue durée. Union Gas a fait valoir que l'Office a l'assurance que le pipeline d'Alliance sera utilisé et utile en raison du marché dynamique du gaz, jumelé aux motifs incitant les expéditeurs à utiliser au maximum la capacité de transport pour laquelle ils paient des frais liés à la demande.

WEI a soutenu que dans les circonstances actuelles, il n'est pas nécessaire que les expéditeurs réservent à l'avance des approvisionnements particuliers pour que l'Office dispose des garanties voulues pour approuver les installations. WEI a indiqué qu'Engage Energy, sa compagnie affiliée de commercialisation dont le volume des ventes excède  $198 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $7,0 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), ferait en sorte que WEI utilise sa capacité réservée par contrat à des niveaux élevés tout au long de son entente de service de transport avec Alliance.

---

<sup>1</sup> Motifs de décision de l'ONÉ, datés de janvier 1990, concernant les renseignements sur l'approvisionnement en gaz que TransCanada PipeLine doit fournir à l'appui de sa demande visant les installations de 1991/92 et 1992/93 (GHW-3-89).

La RMBC et Foothills avaient toutes deux des préoccupations concernant la suffisance de l'approvisionnement accessible aux expéditeurs qui étayait les installations proposées d'Alliance. La RMBC a souligné que la plupart des expéditeurs d'Alliance avaient beaucoup moins qu'un approvisionnement de 15 ans et que, par conséquent, il n'était pas prouvé qu'il y aurait un approvisionnement en gaz suffisant pour justifier le projet.

Foothills était préoccupée par le fait que les expéditeurs qui n'avaient pas signé de contrats d'approvisionnement en gaz et qui avaient réservé environ 36 % de la capacité du pipeline d'Alliance, rivaliseraient les uns avec les autres pour des approvisionnements en gaz qui, en l'absence du pipeline d'Alliance, seraient transportés par les réseaux en place.

### *Opinion de l'Office*

En vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit tenir compte des volumes de gaz disponibles pour un projet de gazoduc mis de l'avant. Cela ne signifie pas que l'Office doit s'assurer qu'il y aura des approvisionnements en gaz suffisants pour alimenter constamment et pleinement un projet pipelinier. L'Office doit plutôt être convaincu que l'on s'attend raisonnablement à ce que des approvisionnements suffisants en gaz naturel seront offerts de manière que les installations puissent être justifiées pendant la vie économique d'un projet.

Au cours de l'audience, il y a eu un vaste débat au sujet de l'utilité pour l'Office de la preuve relative à l'approvisionnement accessible aux expéditeurs quand il s'agit de statuer sur la suffisance de l'approvisionnement. L'Office est d'avis que dans le cadre de la présente demande, la façon la plus appropriée de s'assurer de la suffisance de l'approvisionnement est d'examiner l'approvisionnement global et les engagements des expéditeurs qui viennent étayer les contrats de transport.

L'Office est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de se fier sur la preuve que les expéditeurs d'Alliance possèdent des sources d'approvisionnement à long terme au début du projet. En procédant ainsi, il irait à l'encontre des réalités du marché actuel et pourrait imposer des frais inutiles aux producteurs canadiens. Le marché du gaz naturel est extrêmement concurrentiel, et tant les producteurs que les acheteurs cherchent à minimiser les coûts dans tous les aspects de leurs activités. Les producteurs s'efforcent maintenant d'harmoniser leur capacité de production avec la demande du marché au lieu de développer cette capacité à l'avance.

L'Office estime également que les engagements financiers pris par les expéditeurs, soit verser 8,2 milliards \$ en frais liés à la demande sur le réseau d'Alliance au cours des 15 premières années d'exploitation, incitent fortement les expéditeurs à acquérir des approvisionnements suffisants en gaz. Ces compagnies, appuyées par leurs prêteurs, ont jugé en tant qu'experts qu'elles auront accès à des approvisionnements en gaz suffisants pour utiliser la capacité de transport qu'elles ont réservée sur le pipeline d'Alliance.

L'Office constate que le projet d'Alliance est unique du fait qu'il semble reposer sur une zone particulière pour l'approvisionnement en gaz à l'appui du projet. La preuve de NGTL, préparée par Fekete, a été la seule preuve soumise au contre-interrogatoire

qui était axée tout particulièrement sur le gaz provenant du bassin d'approvisionnement d'Alliance. L'Office éprouve des difficultés à accepter les résultats de l'étude de Fekete en raison de son approche prudente et des estimations relativement faibles de la disponibilité de gaz de la C.-B. qui y sont utilisées. En outre, l'Office fait observer que les propres prévisions de NGIL laissent croire que la productibilité des gisements aux 35 points de réception qui sont communs à NGIL et à Alliance en Alberta augmentera sensiblement.

En l'absence d'interconnexions avec le réseau de NGIL, les 44 points de réception d'Alliance fourniront les seuls liens matériels par lesquels l'approvisionnement en gaz peut entrer dans le pipeline d'Alliance. L'Office fait observer que l'Entente prévoit un cadre qui est censé faciliter la construction d'interconnexions entre les réseaux d'Alliance et de NGIL. De telles interconnexions donneraient à Alliance l'accès à une plus vaste zone d'approvisionnement. Cependant, que ces interconnexions soient construites ou non, l'Office est d'avis que les contrats de transport démontrent fortement que le pipeline d'Alliance disposera d'un approvisionnement suffisant.

La RMBC n'a pas présenté de témoin pour appuyer l'étude de Drummond Consulting produite en preuve. L'Office a donc indiqué à la RMBC que le fait de ne pas présenter de témoin relativement à cette preuve pourrait lui nuire et faire en sorte que l'Office accorde moins de poids à cette preuve, position que la RMBC a reconnu de bon gré comme étant «une position logique que l'Office peut souhaiter adopter».

L'Office juge que l'on ne devrait pas accorder beaucoup d'importance à cette preuve étant donné qu'il s'agissait d'une preuve d'expert et qu'aucun témoin-expert n'a comparu à l'audience pour en parler. Dans la mesure où cette preuve a été prise en compte, cependant, l'Office ne trouve pas qu'elle infirme la preuve avancée par Alliance au sujet des questions liées à la disponibilité de l'approvisionnement.

En ce qui a trait à l'approvisionnement global, le projet de pipeline d'Alliance, ainsi que les agrandissements approuvés d'autres réseaux pipeliniers, permettraient d'accroître la production de gaz naturel dans le BSOC, pour le faire passer de  $161 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$  ( $5,7 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par année à près de  $190 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$  ( $6,7 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par année. À elle seule, Alliance fournirait  $14,2 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,5 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par année de capacité additionnelle. L'Office estime fondée la suggestion de Foothills, à savoir que cela créera au chapitre de l'approvisionnement une concurrence plus vive entre les pipelines qui celle qui existait auparavant, du moins au départ.

Comme l'illustre le tableau 2-1, l'Office est conscient que les projections de l'approvisionnement global sont incertaines en soi. L'approvisionnement réel qui sera offert sur le marché dépendra des décisions des producteurs de mettre des ressources en valeur à la lumière des conditions régnant sur le marché. Cependant, s'il se fonde sur la preuve déposée par les experts au sujet du potentiel du bassin, l'Office est d'avis que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que la production du BSOC puisse être accrue jusqu'aux niveaux prévus.

L'étude de GLJ et la plus récente étude de Sproule (1997) concluent toutes deux que le BSOC peut soutenir des niveaux de production dépassant  $198 \text{ } 10^9 \text{ m}^3$  ( $7 \text{ } 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par

année. Dans le scénario de référence de GLJ, les hausses de production peuvent suivre la croissance de la demande jusqu'en 2011, année où un taux de  $227 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $8 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par année serait atteint. Dans le scénario de sensibilité de GLJ, la production concorde avec la demande croissante tout au long de la période d'étude (1997-2019), pour atteindre  $241 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $8,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par année à la fin de la période. La démarche de GLJ est une analyse quelque peu simplifiée de la capacité du BSOC de répondre à la demande prévue. Néanmoins, l'analyse dans le scénario de référence de GLJ est fondée sur des hypothèses solides et raisonnables au sujet du potentiel ultime, de l'activité de forage, des ratios réserves/production, des taux de déclin, de la productivité initiale des puits, et des réserves par puits. Même si l'Office convient que les estimations du potentiel ultime pourraient croître dans l'avenir, il croit que l'hypothèse retenue dans le scénario de sensibilité de GLJ, à savoir que le potentiel ultime croîtra à un rythme de 2,5 % par année, semble optimiste. En outre, cette hypothèse n'a pas été appuyée par une analyse détaillée ou une preuve.

L'étude de Sproule est un peu plus détaillée que celle de GLJ et comprend, par exemple, un examen de plusieurs paramètres financiers. Cependant, à l'instar de l'étude de GLJ, elle utilise un modèle de non-équilibre dans lequel la demande de gaz et le prix ont été introduits, au lieu d'être calculés à l'aide du modèle. Les résultats de la modélisation indiquent une capacité de production excédant  $198 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) par année, tout au long de la période examinée (1996-2018).

En résumé, l'Office reconnaît que l'approbation et construction du projet de pipeline d'Alliance pourrait donner lieu à une capacité pipelinère dépassant l'offre pendant une période de temps. En raison de l'ampleur de l'investissement requis pour un projet comme celui-ci, ainsi que des engagements liés à Alliance par ses expéditeurs, on pourrait observer une baisse temporaire du taux d'utilisation des autres réseaux pipeliniers, nécessitant une certaine période de constitution des approvisionnements. Cependant, en raison même de la nature d'un pipeline complètement nouveau, l'investissement doit être assez considérable pour tirer profit des économies d'échelle. L'Office estime qu'Alliance a présenté un dossier crédible et démontré qu'à long terme, l'approvisionnement global sera suffisant pour soutenir des taux raisonnables d'utilisation de son pipeline et des autres réseaux pipeliniers transportant le gaz naturel provenant du BSOC.

## 2.3 Marchés

### *Opinion du demandeur*

Alliance a affirmé que l'objectif principal de son projet est de fournir une capacité de transport supplémentaire entre le BSOC et le marché central des É.-U. dans la région de Chicago, et les autres marchés raccordés. Alliance a fait valoir qu'il existe une demande pour des approvisionnements supplémentaires en gaz canadien et que son projet est nécessaire pour fournir une capacité d'exportation additionnelle à partir du BSOC.

À l'appui de sa demande, Alliance a fourni une étude de marché préparée par Reed Consulting Group («Reed»). L'étude de Reed est axée sur la région de Chicago et sur les marchés accessibles à partir de

ce centre. Le projet d'Alliance est censé s'interconnecter avec trois grands pipelines : ANR Pipeline Company («ANR»), Midwestern Gas Transmission Company, et Natural Gas Pipeline Company of America. Alliance a indiqué qu'il y a environ  $123,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $4\,350 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de capacité d'acheminement à partir du carrefour de Chicago, y compris deux importantes SDL (Peoples Gas and Light, et Northern Illinois Gas Company). La capacité de transport de ces pipelines interétatiques de raccordement n'a pas été indiquée. L'étude de Reed a souligné également l'existence de propositions visant la construction de nouveaux pipelines de raccordement qui achemineraient le gaz du centre de Chicago vers les marchés situés dans le Nord-Est américain et sur la côte de l'Atlantique.

Reed a mené son évaluation du marché en utilisant des projections publiées de la demande de gaz qui ont été préparées par le Gas Research Institute («GRI»), l'Energy Information Administration («EIA») des É.-U., l'American Gas Association («AGA») et Ressources naturelles Canada. L'étude a porté sur les prévisions de la demande de gaz naturel publiées pour toutes les régions qu'Alliance a jugé accessibles à son projet pour la période s'étendant de 1995 à 2015. Elle a intégré la plupart des régions de recensement des É.-U., y compris l'Atlantique Sud et la côte du Golfe, mais elle a exclu les régions des Rocheuses et du Pacifique. Le tableau 2-2 présente un sommaire des prévisions de la demande sur les marchés auxquels Alliance a accès pour son projet.

**Tableau 2-2**  
**Prévision de la demande du marché américain (étude de Reed)**  
 **$10^9 \text{ m}^3$  ( $10^{12} \text{ pi}^3$ )**

| Année                       | Minimum          | Moyenne          | Maximum          |
|-----------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1995 - Demande de référence | 329,4<br>(11,62) | 438,7<br>(15,48) | 514,3<br>(18,15) |
| 2000 - Demande prévue       | 495,9<br>(17,50) | 530,5<br>(18,72) | 560,3<br>(19,77) |
| Taux annuel de croissance   | 8,5 %            | 3,9 %            | 1,7 %            |
| 2005 - Demande prévue       | 556,1<br>(19,62) | 588,0<br>(20,75) | 596,0<br>(21,03) |
| Taux annuel de croissance   | 5,4 %            | 3,0 %            | 1,5 %            |
| 2010 - Demande prévue       | 600,3<br>(21,19) | 641,5<br>(22,64) | 661,3<br>(23,34) |
| Taux annuel de croissance   | 4,1 %            | 2,6 %            | 1,7 %            |
| 2015 - Demande prévue       | 675,3<br>(23,83) | 693,8<br>(24,49) | 712,3<br>(25,14) |
| Taux annuel de croissance   | 3,7 %            | 2,3 %            | 1,6 %            |

Ces prévisions donnent des taux de croissance de 3,9 % et de 2,3 % pour les périodes de 1995-2000 et 1995-2015, respectivement. On prévoit que cette croissance sera enregistrée en majeure partie dans le secteur de la production de l'électricité par suite de la déréglementation et de la restructuration vers un marché concurrentiel. La cessation d'exploitation des centrales non économiques et l'exploitation de centrales au gaz à cycle combiné et à haut rendement devraient entraîner une hausse de la demande de gaz. Alliance a fait valoir que le rendement énergétique des centrales au gaz est généralement supérieur d'environ 50 % à celui des centrales au charbon ( $10,5 \text{ MJ/kWh}$  ou  $10\,000 \text{ Btu/kWh}$  pour le

charbon contre 6,8 M\$/kWh ou 6 500 Btu/kWh pour le gaz), ce qui rend le gaz concurrentiel, même si son prix est plus élevé compte tenu de l'équivalent calorifique.

Dans son étude, Reed a également analysé le marché potentiel en utilisant cinq scénarios différents quant à la part du marché que le gaz canadien est susceptible de capturer : i) part de 14,3 % du marché américain total selon sa part en 1995; ii) part de 46 % du marché supplémentaire américain; iii) part du marché fondée sur une prévision des exportations canadiennes, tenant pour acquis une part du marché canadien variant de 13,6 % en 1995 à 15,3 % en 2000; iv) part du marché fondée sur la production relative de gaz et les réserves; et v) part du marché américain que devrait détenir le gaz canadien pour que la capacité supplémentaire fournie par le pipeline d'Alliance soit pleinement utilisée.

Se fondant sur une évaluation des résultats probables quant à la part de marché dans ces scénarios, l'étude de Reed a laissé entendre que la capacité du pipeline d'Alliance serait nécessaire en 2000 ou peu de temps par après, même si l'on suppose que l'agrandissement de 1998 du réseau de Northern Border sera achevé avant la mise en oeuvre du projet d'Alliance.

L'étude de Reed a conclu qu'avec la liquidité accrue du marché et au moyen de substitutions, d'échanges et de livraisons à contre-courant, les approvisionnements canadiens auront accès aux marchés actuellement desservis presque exclusivement par des approvisionnements en gaz américain. Alliance a expliqué le mécanisme de fonctionnement des livraisons à contre-courant, en se servant de St. Louis comme exemple. Le gaz transporté par ANR, destiné à l'origine à Joliet, pourrait être échangé à St. Louis contre du gaz livré à Joliet par le pipeline d'Alliance. Alliance a présenté une preuve indiquant que cet échange n'entraînerait pas de coûts supplémentaires, mais qu'il y aurait peut-être des frais minimes (un ou deux cents le GJ ou le million de Btu) à payer.

Suite à un engagement pris lors du contre-interrogatoire, Alliance a fourni une projection à jour de la demande, fondée sur les perspectives énergétiques annuelles de 1998 de l'EIA (tableau 2-3).

**Tableau 2-3**  
**Prévision de la demande du marché américain (mise à jour de l'étude de Reed)**  
**10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> (10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)**

| <b>Année</b>                | <b>Minimum</b>   | <b>Moyenne</b>   | <b>Maximum</b>   |
|-----------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1995 - Demande de référence | 503,0<br>(17,75) | 503,0<br>(17,75) | 503,0<br>(17,75) |
| 2000 - Demande prévue       | 538,5<br>(19,01) | 551,9<br>(19,48) | 565,4<br>(19,95) |
| Taux annuel de croissance   | 1,6 %            | 1,8 %            | 2,4 %            |
| 2005 - Demande prévue       | 587,9<br>(20,75) | 603,9<br>(21,31) | 620,0<br>(21,88) |
| Taux annuel de croissance   | 1,6 %            | 1,8 %            | 2,0 %            |
| 2010 - Demande prévue       | 641,7<br>(22,65) | 660,4<br>(23,30) | 679,1<br>(23,96) |
| Taux annuel de croissance   | 1,6 %            | 1,8 %            | 2,0 %            |

|                           |                  |                  |                  |
|---------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 2015 - Demande prévue     | 699,0<br>(24,67) | 718,3<br>(25,35) | 737,6<br>(26,03) |
| Taux annuel de croissance | 1,7 %            | 1,8 %            | 1,9 %            |

Ces perspectives modifiées utilisent uniquement les projections du GRI et de l'EIA, de sorte que les taux de croissance de la demande sont plus faibles que ceux indiqués au tableau 2-3. Alliance a également reconnu que la capacité d'exportation supplémentaire approuvée serait de  $31,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$  ( $1 \cdot 110 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{an}$ ) en l'an 2000, incluant la capacité fournie par son propre projet. Dans son analyse du marché, Alliance a estimé que la capacité de transport de son réseau serait de  $37,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1 \cdot 325 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) plus un service de dépassement autorisé estimatif de 10 %, ce qui donne une capacité de  $40,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1 \cdot 445 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) et un débit annuel possible de  $15,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $532 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ).

En utilisant les parts de marché présumées dans les scénarios 1 et 2, Alliance a prévu que le taux d'utilisation de son pipeline serait de 55 à 65 % en l'an 2000 et de 100 % en 2005. En revanche, il faudrait qu'Alliance détienne 14,2 % du marché dans ses sept marchés pour que son pipeline soit utilisé à pleine capacité en l'an 2000, comparativement à la part détenue par le gaz canadien en 1995, soit 9,3 % (scénario 5). Les parts de marché pour les scénarios 3 et 4 n'ont pas été indiquées dans cette mise à jour.

Alliance a affirmé qu'elle ne connaissait pas les détails des mesures de mise en marché ou des contrats de transport en aval de ses expéditeurs mais qu'elle suppose que ces derniers vendront aux utilisateurs finals à Chicago, se prévaudront de services de transport sur des pipelines existants, procéderont à des swaps ou à des échanges, ou obtiendront des services de transport sur de nouveaux pipelines.

Il peut exister des marchés en Ontario pour des volumes supplémentaires de gaz en raison de la fermeture éventuelle de centrales nucléaires. Selon l'évaluation d'Alliance, ces centrales ne seront pas toutes remises en service parce qu'elles ne constitueront pas la source la plus économique de production d'électricité. Alliance a estimé que la demande supplémentaire de gaz pour la production d'électricité en Ontario se situera entre  $4,93$  et  $7,03 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$  ( $174$  et  $248 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{an}$ ).

Alliance a fait valoir que le gaz canadien rivalisera avec le gaz américain. Elle a supposé que les coûts de production du gaz américain, notamment du gaz en provenance de la côte du golfe du Mexique, seraient approximativement deux fois plus élevés que ceux du gaz du BSOC, ce qui rendrait le gaz canadien plus attrayant sur le marché de Chicago. En conclusion, Alliance a soutenu que le gaz transporté par son réseau capturerait une part additionnelle de marché aux É.-U., à la fois sur le marché de Chicago et sur les autres marchés raccordés.

### *Opinion des intervenants*

Selon Foothills, la prévision de la demande établie par Alliance était trop optimiste. Foothills a examiné les accroissements des exportations de gaz naturel approuvés récemment (TCPL 1996-1997 et 1997-1998, agrandissement du tronçon de l'Est de 1998 de Foothills, et Maritimes & Northeast Pipeline) et a conclu que le projet de pipeline d'Alliance n'était pas nécessaire pour répondre à la demande supplémentaire prévue à court terme. Foothills a souligné que l'Office avait approuvé une capacité d'exportation supplémentaire de  $8,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$  ( $304 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{an}$ ) vers les marchés du Midwest, ainsi qu'une capacité additionnelle de  $7,65 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$  ( $270 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{an}$ ) vers les marchés du Nord-Est. Si l'on ajoutait les volumes prévus d'Alliance d'environ  $15,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$  ( $532 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{an}$ ), on obtiendrait un accroissement de la capacité d'exportation de  $31,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$  ( $1 \cdot 106 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{an}$ ) d'ici l'an 2000.

Foothills a examiné la demande régionale supplémentaire, fondée sur la preuve fournie par Alliance dans une annexe à l'étude de Reed. Après avoir effectué quelques calculs intermédiaires, Foothills a présenté son estimation de la demande supplémentaire, par rapport à 1995 (tableau 2-4).

**Tableau 2-4**  
**Prévision de la demande supplémentaire américaine (Foothills)**  
**10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>/an (10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/an)**

| Marché américain         | Demande supplémentaire<br>2000 | Demande<br>supplémentaire<br>2005 |
|--------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| Midwest                  | 10,65 (376)                    | 29,4 (1 038)                      |
| Nord-Est                 | 7,82 (276)                     | 17,3 (612)                        |
| Côte du golfe du Mexique | 9,78 (345)                     | 26,3 (928)                        |
| Atlantique Sud           | 16,0 (565)                     | 28,7 (1 013)                      |
| <b>Total</b>             | <b>44,26 (1 562)</b>           | <b>101,8 (3 592)</b>              |

Foothills a conclu qu'il faudrait que les exportations canadiennes comblerent 71 % de la demande supplémentaire américaine pour que les nouveaux pipelines, y compris le pipeline d'Alliance, soient exploités à pleine capacité en l'an 2000. Foothills a également laissé entendre que le Midwest et le Nord-Est étaient les seuls marchés directement raccordés à Alliance et qu'il faudrait que la compagnie capture 170 % du marché supplémentaire dans ces deux régions pour que son pipeline soit exploité à 100 %. Autrement dit, il faudrait qu'un volume important de gaz canadien soit substitué au gaz américain sur ces marchés. Alliance a contesté cet argument, indiquant que le gaz transporté par son pipeline aurait accès aux marchés de la côte du golfe du Mexique et de l'Atlantique Sud au moyen d'échanges et de livraisons à contre-courant et qu'il y aurait un certain remplacement du gaz américain dans ces deux régions. Cependant, Alliance a reconnu que l'étude de Reed n'était nullement fondée sur des analyses du marché américain avec les expéditeurs de la compagnie.

Foothills a affirmé que les différences de prix (en dollars Américains) entre Chicago et New York pour la période de septembre 1996 à mars 1998 ont été en moyenne d'environ 0,31 \$/GJ, ou 0,33 \$/10<sup>6</sup>Btu, tandis que l'information extraite du site Web d'ANR indiquait que les droits exigibles sur les pipelines proposés de Chicago à New York se situaient entre 0,82 \$ et 0,98 \$/GJ, ou 0,86 \$ à 1,03 \$/10<sup>6</sup>Btu. Foothills a soutenu que le gaz ne serait pas acheminé par ces pipelines car l'écart entre les prix était bien inférieur au droit exigible. Alliance a soutenu que le prix à New York était susceptible de monter, mais elle n'a pas tiré de conclusion ferme quant à l'ampleur de cette hausse.

Foothills a déposé une étude réalisée par le Brattle Group intitulée «An Assessment of the Impact of the Alliance Project and its Implications for Foothills Pipe Lines Ltd» (Évaluation des effets du projet de pipeline d'Alliance et de ses conséquences pour Foothills Pipe Lines Ltd.). Les auteurs de cette étude ont conclu à l'inexistence d'une demande supplémentaire pour appuyer le projet d'Alliance. De façon plus précise, ils ont fait valoir que l'étude de Reed comportait trois lacunes majeures : i) elle ne tient pas compte des effets de la capacité additionnelle fournie par les agrandissements des réseaux de TCPL et de Foothills/Northern Border avant la date de mise en service du pipeline d'Alliance; ii) la zone de marché est trop vaste, et iii) l'étude contient des erreurs numériques et conceptuelles. Ils ont

contesté la définition de zone de marché, la mesure de la demande de l'année de référence, et les hypothèses relatives à la part de marché. Les auteurs de l'étude du Brattle Group ont conclu que seuls le Midwest et le Nord-Est américain devraient être considérés comme étant des marchés éventuels pour Alliance.

Foothills a conclu que si le projet d'Alliance était approuvé et que le pipeline était construit selon le calendrier prévu, il y aurait une capacité d'exportation excédentaire du BSOC vers les marchés américains. Foothills a donc fait valoir que certains pipelines en place, y compris le sien, seraient sous-utilisés pendant une période de temps appréciable jusqu'à ce que la demande du marché rattrape la capacité pipelinière. Foothills a demandé à l'Office de tenir compte de cet effet éventuel quand il statuera sur la demande à l'étude.

### *Opinion de l'Office*

L'Office fait remarquer qu'un projet tel que celui que propose Alliance doit atteindre une échelle minimale pour être viable. La mise en place d'un nouveau pipeline de grand diamètre se traduit nécessairement par l'arrivée soudaine sur le marché de volumes considérables de gaz.

L'Office est porté à croire comme Foothills qu'avec les agrandissements actuels des réseaux de Foothills et de TCPL, le marché du Midwest américain sera bien desservi par les approvisionnements en gaz canadien. Avec l'ajout du projet d'Alliance, il est probable que le gaz canadien devra être acheminé vers les marchés américains situés plus à l'est et au sud au moyen des raccordements existants et nouveaux et par le biais de ventes de substitution.

L'Office s'attend à ce que les volumes supplémentaires de gaz canadien soient vendus sur les marchés du Nord-Est américain et de l'Est canadien, soit directement au moyen des interconnexions avec le pipeline d'Alliance, soit indirectement au moyen de swaps et d'échanges. L'Office accepte aussi le fait que certains volumes de gaz puissent être commercialisés sur des marchés non classiques comme l'Atlantique Sud et la côte du golfe du Mexique. Cependant, ces dernières ventes seront généralement à court terme et ne seront pas nécessairement représentatives de ventes à des marchés durables. Selon l'Office, l'inclusion de ces marchés non traditionnels dans l'évaluation du marché faite par Alliance n'est pas justifiée à ce moment-ci, étant donné la structure des ventes de gaz sur le marché du gaz nord-américain.

Le gaz canadien remplacera probablement une partie du gaz d'origine américaine dans le Midwest, et pourrait donc s'approprier une grande part de la demande supplémentaire sur ce marché. Les coûts de production dans le BSOC se comparent favorablement aux coûts de production dans les bassins des É.-U., et l'expérience récente indique que le gaz canadien est à même d'accaparer une part considérable du marché en expansion aux É.-U. Cependant, il faudra à cette fin que les producteurs canadiens soient disposés à s'engager dans une guerre féroce des prix.

L'Office est convaincu que la demande des marchés sera suffisante pour appuyer le pipeline d'Alliance pendant la durée du projet. Les producteurs de gaz canadien ont montré qu'ils peuvent concurrencer avec succès sur les marchés américains, et les

perspectives de la demande de gaz à long terme aux É.-U. semblent vigoureuses. Les engagements financiers pris par les expéditeurs d'Alliance à l'égard du projet démontrent fortement que la demande sera suffisante. L'Office reconnaît le savoir-faire commercial des expéditeurs et le fait qu'ils ont été convaincus que les débouchés justifiaient les investissements qu'ils se sont engagés à faire.

L'Office reconnaît qu'il sera peut-être difficile au début de commercialiser le volume supplémentaire considérable de gaz capable d'affluer sur les marchés américains, et qu'il se peut que la capacité du pipeline d'Alliance ou de la capacité des pipelines en place ne soit pas entièrement utilisée pour une période de temps suivant la réalisation du projet. La possibilité d'une certaine période de sous-utilisation de capacité est inhérente au lancement d'un tout nouveau gazoduc à grande échelle.

## **2.4 Engagements des expéditeurs et financement du projet**

### **2.4.1 Engagements des expéditeurs**

À l'automne de 1996, Alliance a lancé un appel de soumissions pour le transport garanti sur son pipeline projeté. Elle a reçu des soumissions de la part de 37 expéditeurs pour des volumes de 36,8  $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1\,300,3\,10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), ce qui représente environ 98 % de la capacité de transport garanti disponible, pour une période de 15 ans.

Alliance a déposé des modèles de l'entente préalable, qui a été conclue avec chacun des expéditeurs, et de l'entente de service de transport qui serait signée une fois que les conditions de l'entente préalable seraient satisfaites. La compagnie a également signalé que des ententes préalables semblables, pour des capacités correspondantes, avaient été signées par Alliance Pipeline L.P. et les expéditeurs sur le tronçon américain du pipeline.

Alliance a d'abord communiqué les résultats de son appel de soumissions en termes globaux, alléguant que la divulgation de l'identité des expéditeurs et des détails de leurs engagements aurait des effets négatifs sur le projet. Cette position a été contestée par quelques intervenants et a fait l'objet d'une motion qui a été déposée antérieurement à l'audience.

L'Office n'a pas été convaincu du bien-fondé de la non-divulgation des renseignements, et il a ordonné à Alliance de fournir une liste des expéditeurs avec mention de la capacité réservée par chacun d'eux. Cette liste est reproduite au tableau 2-5.

En vertu des modalités de l'entente de service de transport, les expéditeurs sont tenus de payer les frais liés à la demande pertinents, sans égard aux volumes réellement transportés par le pipeline. Alliance a signalé que le fait que 98 % de la capacité a été souscrite se traduit par un engagement financier global à l'égard du projet d'environ 4,7 milliards \$ au cours des 15 premières années. Si l'on ajoute les engagements correspondants pour le tronçon américain, les expéditeurs se sont engagés à verser environ 8,2 milliards \$ (canadiens).

Alliance a indiqué que les soumissions des expéditeurs et les engagements qui en découlent (soit le paiement des frais liés à la demande), qui ont été faits malgré d'autres options de transport existantes et proposées, représentent un appui solide du projet et constituent la preuve probante de la nécessité de

la nouvelle capacité pipelinière que celui-ci fournirait. Cette position a été appuyée par l'ACPP, le GPOC et certains autres intervenants, y compris des propriétaires et des expéditeurs d'Alliance.

**Tableau 2-5**  
**Expéditeurs d'Alliance Pipeline Ltd.**  
**(au 21 janvier 1998)**

| Nom de l'expéditeur  | Capacité réservée par contrat     |                                    |
|--|-----------------------------------|------------------------------------|
|  | 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j | 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j |
| AEC Marketing  | 1 416,4                           | 50,0                               |
| ANR Alliance Transportation Services Company   | 4 128,8                           | 145,75                             |
| Apache Canada Ltd.   | 141,6                             | 5,00                               |
| Beau Canada Exploration Ltd.   | 529,7                             | 18,70                              |
| Cabre Exploration Ltd.   | 283,3                             | 10,00                              |
| Canadian Hunter Exploration Ltd.   | 1416,4                            | 50,00                              |
| Canadian Natural Resources, par son associé directeur,<br>Canadian Natural Resources Limited                     | 708,2                             | 25,00                              |
| Canadian Occidental Petroleum Ltd.   | 424,9                             | 15,00                              |
| Chauvco Resources Ltd.   | 2 124,6                           | 75,00                              |
| Chevron Canada Resources, un partenariat, par son associé<br>directeur, Chevron Canada Resources Limited         | 849,8                             | 30,00                              |
| The Consumers' Gas Company Ltd.  | 2 124,6                           | 75,00                              |
| Cordeca Corporation  | 1 458,9                           | 51,50                              |
| Crestar Energy, par son associé directeur, Crestar Energy Inc.<br>(y compris Grad and Walker Energy Corporation) | 1 447,6                           | 51,10                              |
| Duke Energy Marketing Limited Partnership  | 849,8                             | 30,00                              |
| Duke Energy Resources Management Company   | 1 905,0                           | 67,25                              |
| Encal Energy Ltd.  | 566,6                             | 20,00                              |
| Ressources Gulf Canada Limitée   | 1 416,4                           | 50,00                              |
| IPL AP Holdings (U.S.A.) Inc.  | 849,8                             | 30,00                              |
| MAPCO Canada Energy Inc.   | 283,3                             | 10,00                              |
| Newport Petroleum Corporation  | 212,5                             | 7,50                               |
| Northstar Energy Corporation   | 566,6                             | 20,00                              |
| Penn West Petroleum, par son associé directeur,<br>Penn West Petroleum Ltd.                                      | 141,6                             | 5,00                               |
| Petro Canada   | 2 407,9                           | 85,00                              |
| Pinnacle Resources Ltd.  | 283,3                             | 10,00                              |
| Poco Petroleums Ltd.   | 708,2                             | 25,00                              |
| ProGas Limited   | 1 841,3                           | 65,00                              |
| Ranger Oil Limited   | 793,2                             | 28,00                              |
| Remington Energy Ltd.  | 566,6                             | 20,00                              |
| Rigel Oil & Gas Ltd.   | 424,9                             | 15,00                              |
| Rio Alto Exploration Ltd.  | 212,5                             | 7,50                               |
| Star Oil & Gas Ltd.  | 113,3                             | 4,00                               |
| Summit Resources Limited   | 424,9                             | 15,00                              |
| Talisman Energy Inc.   | 566,6                             | 20,00                              |
| Tarragon Oil & Gas Limited   | 424,9                             | 15,00                              |
| Union Gas Limited  | 2 266,2                           | 80,00                              |
| Westcoast Energy Inc.  | 1 869,6                           | 66,00                              |
| Wintershall Canada Ltd.  | 85,0                              | 3,00                               |
| <b>Total</b>   | <b>36 834,6</b>                   | <b>1 300,30</b>                    |

## 2.4.2 Financement du projet

La structure financière du projet d'Alliance est censée être composée de 30 % de capital-actions, constitués des apports d'associés commandités et d'associés commanditaires, et de 70 % de dette. La compagnie vise un rendement du capital-actions de 12 % par année et prévoit un taux d'intérêt annuel réel de 6,70 %.

Pour le financement de la dette, Alliance et ses conseillers financiers, Goldman, Sachs & Co. et ScotiaMcLeod Inc., ont fait la promotion dynamique du projet auprès des banques en faisant valoir que 37 expéditeurs avaient signé des contrats de transport de 15 ans visant 98 % de la capacité, que la structure proposée des droits reflétait une répartition raisonnable du risque entre le pipeline et ses expéditeurs, et que le projet offrait un service adapté au marché, à un prix concurrentiel.

Alliance a indiqué qu'elle avait obtenu des engagements fermes pour tout le capital-actions et que ses prêteurs avaient garanti la totalité du financement de la dette sans possibilité de recours.

Au cours de l'instance, Foothills a demandé qu'Alliance soit tenue de produire sa lettre d'engagement envers les banques de manière que l'on puisse vérifier réellement les modalités de financement de la dette. Alliance a fait valoir que la fourniture du document demandé la placerait dans une position concurrentielle désavantageuse étant donné la nature délicate du document. L'Office a examiné les positions des deux parties, a exercé ses pouvoirs en vertu de l'article 16.1 de la Loi sur l'ONÉ et a autorisé le dépôt de la lettre devant l'Office sous le sceau de la confidentialité. L'Office a également ordonné à Alliance de produire un sommaire de la lettre pour le registre de l'audience.

Aucune préoccupation n'a été soulevée au sujet de la capacité d'Alliance de financer la construction et l'exploitation du pipeline.

### *Opinion de l'Office*

Quand des expéditeurs prennent des engagements à long terme en signant des contrats de transport, c'est qu'ils ont conclu de toute évidence que ces engagements constituaient la meilleure utilisation de leur capital disponible par rapport à d'autres options. La preuve présentée par Alliance a convaincu l'Office que les expéditeurs se sont engagés après avoir évalué en profondeur le service de transport proposé et les risques connexes.

Étant donné l'importance des engagements des expéditeurs à l'appui de la présente demande, l'Office assortira tout certificat éventuel d'une condition obligeant Alliance à déposer, avant la mise en chantier, un affidavit confirmant que les ententes de service de transport ont été signées pour la capacité souscrite.

À la lumière de la preuve produite, l'Office est convaincu de la capacité d'Alliance et de ses associés de financer le projet et il est satisfait du ratio d'endettement proposé.

## 2.5 Faisabilité économique du projet d'Alliance

### *Opinion du demandeur*

Alliance a fait valoir que le dossier d'audience démontre clairement que son projet a fait l'objet d'une évaluation et d'un examen poussés et approfondis par les intervenants du marché. Alliance était confrontée à une vive concurrence de la part d'autres solutions de rechange proposées, et son projet a été choisi par le marché, comme en atteste la somme de 8,2 milliards \$ que les expéditeurs se sont engagés à verser à Alliance dans le cadre des contrats de transport garanti à long terme qu'ils ont signés.

Un large éventail de propriétaires (y compris des producteurs), de compagnies pipelinières et d'investisseurs privés et publics se sont engagés à fournir le capital-actions. La preuve a indiqué que les prêteurs ont garanti la totalité du financement de la dette sans possibilité de recours et qu'ils étaient en voie de consortialiser ces prêts avec succès.

Alliance a également fait valoir qu'elle avait déposé une preuve suffisante quant à la disponibilité de volumes de gaz pour son pipeline et aux marchés devant être desservis par le projet. En conclusion, Alliance a demandé à l'Office de juger que les règles du marché ont bien fonctionné et que la compagnie a satisfait au critère de faisabilité économique.

### *Opinion des intervenants*

WEI a indiqué qu'on ne saurait réfuter le fait que le pipeline d'Alliance serait utilisé à un niveau raisonnable dans l'avenir prévisible et que les frais liés à la demande seraient payés. WEI a fait valoir que l'Office devrait donc conclure à la faisabilité économique et au bien-fondé du projet.

Le GPOC a fait observer que les producteurs ont manifesté leur confiance à l'égard de l'approvisionnement, des marchés et de la faisabilité économique non pas en rédigeant des rapports mais en signant des chèques. Le GPOC a indiqué que l'Office peut et devrait se fier à ces engagements et à ces expressions de confiance pour conclure qu'Alliance a démontré la faisabilité économique de son projet.

Comme nous l'avons souligné à la section 2.1, quelques parties ont déposé des mémoires concernant le critère approprié de faisabilité économique. Cependant, aucune d'entre elles n'a vraiment soutenu qu'Alliance n'avait pas démontré la faisabilité économique de son projet.

### *Opinion de l'Office*

L'Office juge que le projet d'Alliance est faisable sur le plan économique, c'est-à-dire que les installations visées par la demande seront vraisemblablement utilisées à un niveau raisonnable pendant la durée du projet et que les frais liés à la demande seront vraisemblablement payés.

Comme nous l'avons indiqué précédemment dans ce chapitre, l'Office reconnaît qu'une fois le projet d'Alliance réalisé, la capacité d'acheminement du gaz à l'extérieur du BSOC excédera peut-être la capacité ou la volonté des producteurs de gaz naturel d'offrir du gaz aux prix ayant cours sur le marché pendant une certaine

période après la construction du pipeline. L'Office est toutefois convaincu que le projet d'Alliance sera économiquement viable. Par leurs actes, les producteurs de gaz ont manifesté fortement leur appui à l'égard d'un réseau de transport de rechange. Les producteurs de gaz naturel canadien ont démontré à maintes reprises leur capacité de concurrencer efficacement sur les marchés américains et d'accroître la production de gaz de manière à répondre à la demande du marché. La preuve produite par Alliance en ce qui a trait aux engagements des expéditeurs à l'égard du projet et aux engagements financiers prévus du milieu bancaire permet à l'Office de croire que le projet bénéficie d'un appui commercial solide.

## Chapitre 3

# Effets commerciaux éventuels

---

Un vaste projet comme celui d'Alliance est susceptible d'avoir des effets commerciaux appréciables sur les tierces parties. Ces effets pourraient être avantageux, comme offrir un plus grand choix et procurer des avantages sur le plan de la concurrence à des parties autres que les expéditeurs du réseau d'Alliance. Ils pourraient également être négatifs, comme réduire les expéditions de gaz sur les pipelines existants, créant ainsi des difficultés financières pour les actionnaires et(ou) les clients.

Le présent chapitre porte sur les points suivants : i) les effets éventuels du projet de pipeline d'Alliance sur la concurrence et sur les prix netback (prix nets des charges liées au transport qui reflètent les prix effectifs de marché) versés aux producteurs de gaz; ii) les effets éventuels sur les compagnies pipelinières existantes; iii) les effets éventuels sur l'industrie pétrochimique en Alberta, et iv) les préoccupations au sujet de l'accès intérieur aux approvisionnements en gaz naturel.

### 3.1 Concurrence et prix netback

#### *Opinion du demandeur*

Alliance a soutenu que sa demande était axée sur la concurrence, ce qui veut dire laisser libre cours aux marchés, s'éloigner du monopole et offrir aux producteurs un autre moyen d'accès aux marchés. Alliance a fait valoir que son projet était fondamentalement dicté par la nécessité d'une capacité additionnelle de transport du gaz naturel entre le BSOC et les marchés existants, et par le souhait de fournir une solution de rechange concurrentielle aux gazoducs canadiens dominants en place qui assurent actuellement le transport du gaz hors du bassin.

Pour «modifier le cadre du transport de l'énergie», Alliance a prévu atteindre ses objectifs sur le plan de la concurrence et espérait amener un raccordement entre les prix à Chicago et à Empress. Alliance a estimé que l'industrie perdait entre 3,5 milliards \$ et 6 milliards \$ par année en raison de la faiblesse des prix du gaz. Alliance a laissé entendre que son projet procurerait des avantages appréciables à l'industrie du gaz naturel en haussant les prix netback, c'est-à-dire, les rentrées nettes des producteurs.

L'Alliance a affirmé qu'un de ses buts principaux est d'apporter un changement fondamental à l'industrie du gaz en faisant en sorte que la capacité pipelinière devance l'offre au lieu de traîner de l'arrière comme par le passé. Alliance a fait observer que M Carpenter, témoin pour Foothills, a affirmé qu'une certaine capacité excédentaire, et les coûts qui en découlent, sont acceptables, et que les coûts liés à la sous-utilisation des installations doivent être examinés cas par cas. Dans son témoignage, il a déclaré que la capacité de réserve offre une marge de manœuvre et ne constitue pas nécessairement un gaspillage de ressources. De façon générale, le BSOC a été incapable d'éviter la concurrence gaz-gaz en raison du manque de capacité de réserve.

Alliance a également souligné que M Carpenter a affirmé qu'il est conforme à l'intérêt public de maximiser la valeur de la production de gaz dans le BSOC. Il a expliqué que pour atteindre cet objectif, on devrait chercher à optimiser la capacité pipelinière nécessaire pour raccorder les prix dans

le BSOC avec les prix des marchés en aval, et pas nécessairement viser à minimiser les coûts pipeliniers.

Alliance a indiqué qu'elle servira l'intérêt public en construisant une capacité pipelinère suffisante pour raccorder les prix dans le BSOC avec les prix des marchés en aval et en maximisant la valeur de la production de gaz. Alliance a laissé entendre qu'elle fournira un itinéraire direct et unique entre le producteur et le consommateur, offrant ainsi plus de certitude quant au coût, au choix du moment et à la sécurité.

Alliance a fait état de l'Entente, selon laquelle TCPL et NGIL appuient le principe de la concurrence. L'Entente reconnaît qu'il est conforme à l'intérêt public d'encourager la concurrence dans l'industrie pipelinère pour ce qui est du BSOC, même si les organismes de réglementation ont encore un rôle à jouer.

Alliance a encouragé l'Office à déterminer que la concurrence peut et doit fonctionner dans un environnement réglementé, et que le marché a fonctionné de manière à créer la concurrence et à apporter une solution, axée sur le marché, à la capacité pipelinère restreinte à partir du BSOC.

### *Opinion des intervenants*

Certaines parties étaient d'accord avec la concurrence que le projet d'Alliance susciterait dans le secteur du transport du gaz.

Les 40 membres du GPOC, ont tous appuyé le projet sans égard à leurs intérêts diversifiés. <sup>1</sup> Le GPOC a fait valoir qu'une nouvelle capacité supplémentaire d'exportation à partir du BSOC aiderait les producteurs de l'Ouest canadien à obtenir des prix plus élevés pour leur gaz. Le GPOC a également soutenu que la présence d'Alliance en tant que solution de rechange concurrentielle favoriserait l'innovation et l'efficacité dans le secteur des gazoducs.

De l'avis de l'ACPP, appuyer le choix du marché serait conforme à l'opinion exprimée par l'Office au sujet de la concurrence dans les Motifs de décision MH-2-97 <sup>2</sup>, à savoir : (i) on devrait laisser libre cours au marché et faire en sorte qu'aucune personne ou qu'aucun groupe de personnes n'exerce une influence indue sur le marché et, fait plus important, on devrait permettre aux expéditeurs d'exercer le choix d'avoir accès à un autre réseau pour acheminer leurs produits vers le marché.

L'ACPP a souligné que l'Entente reconnaît les avantages liés à la concurrence entre les pipelines et facilite le règlement des questions de concurrence. Selon l'ACPP, l'Entente et l'intention de ses signataires jettent les fondements d'une solution de l'industrie à nombre de questions soumises à l'examen de l'Office. Selon le GPOC, les meilleures solutions sont dictées par le marché, déterminées

---

<sup>1</sup> Le GPOC comprend 40 producteurs et négociants de gaz naturel du BSOC et inclue des propriétaires et des non-propriétaires d'Alliance ainsi que les expéditeurs du réseau d'Alliance et d'autres réseaux. Rétérer à la page (x) pour une liste des membres.

<sup>2</sup> Motifs de décision de l'ONÉ, en date d'octobre 1997, portant sur une demande de Novagas Canada Ltd., datée du 12 mai 1997, pour que l'Office examine les pratiques de Westcoast Energy Inc. concernant la séparation des composants du gaz à Taylor, en Colombie-Britannique (MH-2-97).

par l'industrie et axées sur la concurrence, même si les organismes de réglementation ont encore un rôle de surveillance à jouer.

Comme cela est indiqué dans l'Entente, l'ACPP a insisté sur le fait qu'il doit y avoir une quantité raisonnable de capacité pipelinière de réserve ou en double qui peut créer la concurrence. Sans cette capacité, la concurrence est inexistante parce que les expéditeurs n'ont aucun choix à la limite.

IPLÉ et PanCanadian Petroleum Ltd. («PanCanadian») ont souligné que le service concurrentiel proposé par Alliance procure plusieurs avantages que les autres agrandissements de réseau n'offrent peut-être pas : (i) c'est un service de transport du gisement au point de livraison, et un gazoduc capable d'acheminer du gaz riche; (ii) c'est un service de transport direct du nord-est de la C.-B. et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à Chicago; (iii) il applique une technologie novatrice qui fournit un transport économique; (iv) c'est un ensemble négocié de conditions et de services; (v) et avant tout peut-être, il inciterait les autres pipelines à concurrencer.

De l'avis de l'ACPP, la concurrence n'est pas seulement un mantra; c'est une activité essentielle qui favorise l'efficacité économique et procure des avantages appréciables, que l'industrie dans laquelle elle s'exerce soit réglementée ou non. PanCanadian a affirmé que l'incidence du projet d'Alliance sur la concurrence était l'un des facteurs commerciaux dont les expéditeurs ont tenu compte quand ils ont décidé de s'engager à payer les frais liés à la demande pour le service de transport sur le réseau d'Alliance. PanCanadian a appuyé le projet d'Alliance parce que celui-ci permettrait d'offrir un plus grand choix et donnerait lieu à des structures tarifaires concurrentielles. PanCanadian, l'ACPP et le GPOC ont fait valoir que la concurrence entre les pipelines est saine et essentielle au bien-être futur de l'industrie de la production.

IPLÉ a indiqué que la concurrence existe dans l'activité pipelinière quand les compagnies pipelinières lancent des appels de soumissions pour la nouvelle capacité; elle a ajouté que, dans le cas présent, le marché a indiqué son appui à l'égard du projet d'Alliance. IPLÉ a souligné que malgré la taille du pipeline d'Alliance, la nouvelle capacité est encore relativement faible par rapport à la capacité pipelinière existante. La puissance commerciale des pipelines en place est encore solide, indiquant qu'il faudra encore du temps avant que la concurrence entre les pipelines soit entièrement développée.

Consumers' Gas a indiqué préférer encourager la concurrence entre TCPL et les autres transporteurs, notamment en ce qui a trait aux droits. Sur le plan de l'approvisionnement en gaz, l'un des objectifs de la compagnie, qui se procure la majorité de son gaz dans l'Ouest canadien, est de diversifier son portefeuille d'ententes de service de transport. La diversification du portefeuille accroît la sécurité de l'approvisionnement et fournit des itinéraires de transport de rechange jusqu'aux concessions de la compagnie.

Union Gas a fait observer que le projet d'Alliance est unique du fait qu'il donne aux marchés de l'Est canadien un service de transport de rechange concurrentiel, tout en permettant aux producteurs de l'Ouest canadien de s'accaparer le marché supplémentaire canadien.

Gaz Métropolitain a également laissé entendre que le projet d'Alliance améliorerait la sécurité de l'approvisionnement même s'il pourrait avoir pour effet à moyen terme d'exercer une pression à la hausse sur les prix du gaz canadien.

Certaines parties ne croyaient pas que le projet d'Alliance aurait nécessairement des effets avantageux pour les producteurs, et d'autres étaient préoccupées par l'incidence du projet sur les consommateurs.

TCPL et Foothills n'étaient pas d'avis que le projet d'Alliance entraînerait une hausse des prix du gaz dans le BSOC. TCPL a souligné qu'au moment où Alliance a lancé un appel d'engagements à l'égard de la capacité de son réseau projeté au début de 1996, il y avait un écart de base de l'ordre de 1,80 \$ (US) entre les prix en Alberta, tels que mesurés au carrefour commercial de l'Alberta Energy Company, et les prix dans la région de Chicago, tels que mesurés par les prix officiels de la Bourse de commerce de New York («NYMEX»). À ce moment-là, la productivité des gisements dans le BSOC excédait sensiblement la capacité de transport par pipeline vers l'extérieur du BSOC, soit d'environ  $14,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $500 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). Les expéditeurs d'Alliance étaient motivés par l'espoir que le projet d'Alliance rétrécirait l'écart des prix et ferait augmenter les prix netback.

De l'avis de TCPL, la capacité pipelinère ajoutée récemment et à venir a déjà rétréci radicalement l'écart entre les prix qui était de l'ordre de 1,80 \$ (US). TCPL a affirmé que le *Canadian Gas Price Reporter* signalait récemment un écart des prix du marché à terme de 52 cents entre Empruss et la NYMEX. TCPL a indiqué que les promoteurs du projet d'Alliance visaient un objectif déjà atteint.

Foothills a convenu que le marché indique déjà un raccordement entre les prix des bassins. Par l'intermédiaire de son témoin, M Carpenter, Foothills a déclaré que selon les prévisions actuelles de la demande de gaz naturel dans le Midwest américain, la demande sera insuffisante pour appuyer le projet d'Alliance si l'on tient compte des projets déjà approuvés. Foothills a soutenu que si le pipeline d'Alliance était construit, il entraînerait vraisemblablement un excédent de capacité de transport vers le Midwest et aurait des effets de substitution importants. En raison de cet excédent de capacité, les prix netback payés aux producteurs albertains seraient vraisemblablement réduits par rapport à ce qu'ils auraient été en l'absence du pipeline d'Alliance.

L'Industrial Gas Consumers Association of Alberta («IGCAA») a indiqué que même si le développement d'une concurrence accrue peut-être souhaitable, l'Office devrait tenir compte des effets éventuels sur les consommateurs de gaz de l'Alberta. L'IGCAA craignait que le projet n'entraîne une hausse de prix pour les consommateurs industriels de gaz en Alberta. De l'avis de l'IGCAA, le développement de la concurrence dans une industrie réglementée exige un examen attentif des intérêts de toutes les parties.

De l'avis de TCPL, l'Entente harmonise davantage les intérêts des compagnies pipelinères avec ceux des parties intéressés. TCPL croit que l'Entente représente la création d'une plate-forme pour la mise en place de stimulants efficaces propres à amener les pipelines à s'agrandir rapidement et à contrôler leurs coûts dans l'intérêt de la concurrence, deux facteurs qui contribueront au maintien de la position concurrentielle du BSOC.

La Consumers' Coalition of Alberta («CCA»), appuyée par la Native Canadian Petroleum Association, a dit craindre que le projet d'Alliance aurait pour effet d'accroître le prix du gaz payé par les clients albertains des SDL de gaz naturel. Alliance a convenu que les clients en Alberta auraient peut-être à assumer une hausse pouvant atteindre 0,60 \$/GJ. Le client résidentiel moyen consommant 150 GJ de gaz par année paierait environ 90 \$ de plus par année si l'on présume une hausse de prix de 0,60 \$/GJ. Pour 500 000 clients du secteur résidentiel, l'incidence à l'échelle de la province serait de 45 millions \$ par année.

La CCA a fait valoir qu'elle était incapable de comprendre comment on pouvait laisser entendre que le client résidentiel en Alberta serait bien servi par le projet. L'approbation de ce projet ne serait ni utile ni nécessaire pour cette catégorie de clients. La CCA a laissé entendre que le projet aurait également des effets négatifs sur les clients des autres secteurs.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est d'avis que le projet d'Alliance est bien conçu et offre une solution de rechange novatrice à l'infrastructure de transport du gaz en place. Même s'ils sont difficiles à mesurer, l'Office juge que les avantages sur le plan de la concurrence seront considérables à long terme. L'Office est d'accord avec les parties qui ont fait valoir que le projet d'Alliance procurera des avantages en offrant aux producteurs un autre service de transport et en avivant la concurrence entre les pipelines.

Le projet d'Alliance est fortement appuyé par les producteurs de gaz naturel du BSOC qui, par l'intermédiaire de l'ACPP et du GPOC, ont exprimé leur désir d'avoir un meilleur choix. Les producteurs de gaz, NGIL et TCPL ont également clairement indiqué dans l'Entente qu'ils souhaitaient une concurrence plus forte et un choix accru. Il semble aussi qu'Alliance ait reçu l'appui des SDL de gaz naturel dans l'Est canadien.

Il est difficile de prédire l'effet précis que le projet d'Alliance aura sur les prix du gaz en Alberta et sur les prix netback obtenus par les producteurs une fois le pipeline construit. À long terme, l'Office croit que la pipeline d'Alliance contribuera à assurer l'existence d'une capacité de transport suffisante entre le BSOC et les principaux centres de marché et que la pipeline aura des effets positifs sur les prix netback obtenus par les producteurs. À court terme, cependant, il se peut que le projet ait même pour effet de réduire les prix netback payés aux producteurs, par rapport à ce qu'ils auraient été en l'absence du projet. Cependant, ce résultat serait une conséquence de l'ampleur du projet, qui entraînerait un accroissement considérable de la capacité de gaz à l'exportation au moment du démarrage.

L'Office est d'avis que les avantages à long terme du projet d'Alliance sur le plan de la concurrence seront importants et que les parties participant directement au projet, comme les propriétaires et les expéditeurs, ne seront pas les seules à en profiter. On peut d'ailleurs faire valoir que la présence d'Alliance a déjà contribué à des changements positifs dans l'industrie du transport du gaz naturel. L'Entente indique que NGIL et TCPL appuie une concurrence accrue et est prête à s'y adapter.

## **3.2 Effets éventuels sur l'infrastructure pipelinière en place**

### **3.2.1 NOVA Gas Transmission Ltd.**

#### *Opinion de NGTL et des intervenants qui appuient le projet*

Au début de l'audience, NGIL était opposée à l'approbation du projet. Cependant, après avoir signé l'Entente, elle a modifié sa position. Dans l'argumentation finale, NGIL a affirmé qu'elle n'appuyait pas la demande d'Alliance et ne s'y opposait pas, mais qu'elle voulait attirer l'attention de l'Office sur

ses préoccupations qui subsistaient concernant le fait que les latéraux du pipeline d'Alliance constitueraient un dédoublement de son réseau.

NGIL a fait valoir que les approvisionnements en gaz aux 35 points de réception communs de NGIL et d'Alliance seraient insuffisants. NGIL a fourni la preuve qu'il faudrait au moins six ans à compter de la date de mise en service proposée à l'origine par Alliance pour qu'un approvisionnement supplémentaire suffisant soit constitué à ces points de réception afin de permettre l'utilisation à pleine capacité des installations existantes de NGIL et du pipeline d'Alliance. NGIL a souligné que son réseau a été conçu, approuvé et construit en fonction des volumes maximums de gaz qui, selon les prévisions, seraient disponibles immédiatement en amont de chaque point de réception. Au moment où les installations de NGIL ont été construites, on ne s'attendait pas à ce que d'autres installations concurrentes puissent être construites dans les mêmes régions.

NGIL a affirmé que même si l'Entente ne dissipe peut-être pas toutes ses préoccupations particulières concernant le projet d'Alliance, elle peut entraîner une réduction du dédoublement des latéraux. NGIL a confirmé que l'Entente stipule que les coûts associés à une utilisation moindre des installations existantes sur son réseau par suite de la construction du pipeline d'Alliance seront inclus dans les taux de NGIL. NGIL a reconnu également être disposée à régler les questions en suspens concernant la sous-utilisation éventuelle des installations et le raccordement de son réseau à celui d'Alliance à l'extérieur du processus d'audience.

Amoco craignait que la configuration du pipeline proposé par Alliance n'entraîne un dédoublement des installations existantes et des coûts liés à la sous-utilisation, notamment sur le réseau de NGIL. Ces coûts pourraient éventuellement être assumés par les expéditeurs actuels du réseau de NGIL. Amoco a recommandé que l'Office prévoit un mécanisme qui envoie le signal économique approprié à Alliance, de manière que celle-ci participe aux coûts entraînés par le dédoublement des installations et le non-recouvrement de l'investissement sur le réseau de NGIL.

Amoco a recommandé que l'Office reconnaisse que la construction du pipeline d'Alliance pourrait avoir un effet négatif sur les réseaux pipeliniers existants, et qu'il règle cette question en obligeant Alliance à établir un fonds de prévoyance pour aider à payer les coûts liés à une sous-utilisation des installations. Amoco a fait valoir qu'il est raisonnable d'exiger qu'une compagnie qui impose des frais à d'autres parties assume une part du fardeau de ces frais.

Amoco a soutenu que le dédoublement, dans la mesure où il introduit la concurrence dans un milieu réglementé, n'est pas une mauvaise chose. Cependant, si la concurrence dans un milieu réglementé a pour effet de dédoubler des installations, et si un nouvel arrivant fonctionne selon des règles différentes, il est alors raisonnable d'exiger un mécanisme de transition faisant en sorte que les coûts imposés par le nouvel arrivant soient partagés équitablement entre les parties intéressés.

Même si Amoco a été rassurée par le fait que, dans le cadre de l'Entente, l'ACPP et la SEPAC ont tenu compte de sa préoccupation concernant la sous-utilisation du réseau de NGIL, elle a maintenu que l'Entente ne prévoit pas le partage des coûts par les diverses parties. Dans la mesure où l'Entente impose des coûts supplémentaires aux expéditeurs captifs restants du réseau de NGIL, sans attribuer le risque ou la responsabilité de ces coûts aux actionnaires de la compagnie, Amoco ne s'estime pas liée par cette entente.

Selon Amoco, l'Office ne devrait pas considérer que l'Entente fournit un mécanisme approprié pour le traitement des coûts liés à une sous-utilisation des installations. L'Entente n'incite pas Alliance à négocier de bonne foi avec NGIL ni à accepter une offre de bonne foi faite par cette dernière. Amoco a indiqué qu'il revient à l'Office de fournir ce stimulant en reconnaissant qu'Alliance doit partager les coûts liés à une sous-utilisation.

L'intérêt premier d'Amoco est la reconnaissance par l'Office du principe du partage des coûts, et non l'établissement d'un montant particulier en dollars. Selon Amoco, il serait raisonnable qu'Alliance paie environ la moitié des frais de sous-utilisation.

L'IGCAA a fait valoir que l'Office doit tenir compte des effets globaux et des conséquences du projet d'Alliance sur les utilisateurs du réseau de NGIL.

### *Opinion du demandeur et des intervenants qui appuient le projet*

Alliance a maintenu qu'il n'y aurait pas de dédoublement d'installations et que son pipeline transporterait des volumes de gaz en sus des volumes déjà transportés hors du BSOC. Selon Alliance, NGIL prédit une croissance de l'offre d'environ  $56,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) aux points de réception communs NGIL-Alliance. Ces volumes supplémentaires s'ajoutent au gaz déjà transporté par les installations existantes de NGIL.

Si l'on inclut les points de réception situés en C.-B., et si l'on retient les prévisions de NGIL concernant la croissance de la production aux points de réception communs, Alliance a fait valoir qu'il y aurait des volumes de gaz supplémentaires suffisants pour utiliser 102 % de la capacité garantie de son réseau la première année d'exploitation de celui-ci, et 120 % l'année suivante. Alliance a soutenu que son pipeline pourrait fonctionner à pleine capacité sans toucher les volumes transportés par le réseau de NGIL.

Alliance a souligné que même si les craintes de NGIL concernant la sous-utilisation de ses installations étaient fondées, NGIL serait autorisée à recouvrer les coûts connexes auprès des expéditeurs, selon les modalités de l'Entente. Après la signature de celle-ci, la seule préoccupation restante de NGIL à propos du projet d'Alliance était le dédoublement éventuel de l'infrastructure de collecte du gaz, en ce qui touche uniquement les latéraux. Alliance a affirmé qu'il y aurait des négociations au sujet des latéraux parce que «sur le plan financier, il était sensé pour Alliance de rechercher prudemment des options pour optimiser le réseau, si des possibilités existent».

Alliance a affirmé que le seul effet éventuel de son projet sur le réseau de NGIL pourrait être de limiter la croissance future. Alliance a souligné que NGIL avait reconnu que si le projet d'Alliance était réalisé, la croissance annuelle moyenne de NGIL serait réduite au cours des années subséquentes, passant de 4 ou 5 % à 2 ou 3 %.

Alliance a pressé l'Office de tirer les conclusions suivantes à la lumière de la preuve relative au dédoublement éventuel des installations : i) il n'y aura pas de dédoublement; ii) Alliance fournira un service différent de celui qui est offert par NGIL; iii) toute similarité des installations sera justifiée par le service différent, par la nécessité d'un choix et d'une solution de rechange concurrentielle au réseau de NGIL, et par le fonctionnement du marché; et iv) la construction du pipeline d'Alliance se répercutera uniquement sur la croissance de NGIL et non sur les installations existantes.

Duke a convenu avec Alliance que les réseaux de NGIL et d'Alliance seront exploités à pleine capacité après la construction du pipeline d'Alliance.

En ce qui a trait à la proposition d'Amoco visant l'établissement d'un fonds de prévoyance pour couvrir les coûts liés à la sous-utilisation du réseau de NGIL, Alliance a souligné que le fait que NGIL ait retiré sa preuve supprimait le fondement de la position d'Amoco. Alliance a fait valoir que la proposition d'Amoco et de son témoin-expert, M Safir, n'était pas sensée. Même s'il y avait des coûts qui pourraient être attribués au dédoublement des installations, la preuve démontrait clairement que le projet procurerait des avantages considérables à tous les producteurs en raison de l'accroissement de la capacité d'acheminement. Il serait fondamentalement injuste d'exiger l'établissement d'un fonds de prévoyance uniquement pour compenser ces coûts.

Le témoin d'Alliance, M Engbloom, a affirmé que tout plan de compensation découragerait les nouveaux participants de prendre place sur le marché, limitant ainsi l'introduction d'une concurrence souhaitable entre les pipelines. En deuxième lieu, toute discipline sur les coûts et les offres de services qu'exerceraient les nouveaux participants éventuels serait atténuée ou éliminée si les pipelines non compétitifs étaient protégés contre la concurrence.

Le GPOC a fait valoir que si les coûts devaient être partagés, il faudrait en toute logique qu'Alliance bénéficie également des avantages que son projet procurerait aux autres parties. Selon le GPOC, les expéditeurs du réseau de NGIL seraient vraiment plus avantagés si une partie de la croissance prévue des expéditions de NGIL était absorbée par Alliance parce que cela aurait pour effet de réduire les dépenses en capital requises de NGIL et la nécessité de hausser les droits. Le GPOC a indiqué que la demande d'Amoco visant l'établissement d'un mécanisme de partage des coûts devrait être rejetée.

IPLÉ a souligné que certains concurrents affirment souvent que d'autres compagnies sont en mesure d'offrir les mêmes services qu'ils offrent eux-mêmes. Elle a cité en exemple 7-Up qui ne fait pas double emploi avec Coke, mais offre une solution de rechange. IPLÉ a fait valoir que le même principe s'applique dans le cas à l'étude. L'industrie serait la plus apte à régler les questions entourant l'interconnexion des installations et la minimisation du dédoublement si la menace des installations de rechange était crédible.

IPLÉ a fait valoir que les propositions visant l'imposition de frais liés à la sous-utilisation des installations ne sont pas bien réfléchies ni applicables. Selon le plan proposé par Amoco, les expéditeurs du réseau d'Alliance auraient à assumer un coût initial en cas de sous-utilisation éventuelle d'éléments d'actif sur d'autres réseaux. Même si Amoco n'a fait que défendre le principe d'un fonds de prévoyance, cette dette éventuelle constituerait un coût réel qui serait assumé par les expéditeurs du réseau d'Alliance.

De l'avis d'IPLÉ, un fonds de prévoyance constituerait une entrave pour un nouveau participant concurrentiel, qui est déjà désavantagé parce qu'il doit rivaliser avec un fournisseur de services bien établi. En résumé, IPLÉ a fait valoir que cela enverrait le mauvais signal quant au prix et supprimerait la menace concurrentielle.

Amoco a accepté le fait que NGIL n'avait pas de droit exclusif à l'égard de l'approvisionnement en gaz ou des expéditeurs. De même, Foothills a accepté le fait qu'elle n'avait pas de concession exclusive. IPLÉ a affirmé que ces parties voudraient néanmoins que l'Office impose une obligation financière aux expéditeurs du réseau d'Alliance pour toute perte subie par les pipelines existants qui

est liée à l'approvisionnement en gaz ou à l'activité des expéditeurs. Elle a fait valoir que la proposition visant le partage des coûts est illogique si l'on reconnaît le fait que l'approvisionnement en gaz et l'activité des expéditeurs ne sont pas exclusifs aux pipelines existants.

IPLE a indiqué qu'en vertu de l'Entente, NGIL et TCPL ont accepté le risque qu'il puisse y avoir des rajustements aux installations existantes pendant la période de transition vers un environnement plus concurrentiel. IPLE a indiqué que ces rajustements sont des coûts contrôlables qu'il faudra assumer en contrepartie d'avantages supérieurs éventuels.

ProGas a indiqué qu'elle est, et demeurerait, un expéditeur important sur les réseaux existants comme celui de NGIL. Elle n'a pas été convaincue par la preuve déposée par NGIL selon laquelle il y aurait une sous-utilisation des installations de son réseau. ProGas a prévu un dédoublement possible des installations, notamment des latéraux. Elle a proposé qu'une interconnexion Alliance-NGIL soit construite près de Windfall (Alberta) ou d'Edson (Alberta), afin de minimiser le dédoublement des installations.

ProGas a fait observer que même si Alliance a déclaré à l'audience, et NGIL dans l'Entente, qu'elles négocieront, et qu'il y a lieu de se réjouir de ces déclarations, rien ne garantit que les deux concurrents seront assez motivés pour négocier de bonne foi. Cependant, ProGas a déclaré qu'elle était disposée à se fier aux engagements pris par Alliance et à l'esprit de l'Entente pour inciter les parties à faciliter la construction des interconnexions voulues et à minimiser le dédoublement des installations et toute hausse correspondante des droits sur le réseau de NGIL.

Union Gas a affirmé qu'elle n'appuierait pas Alliance s'il y avait un risque crédible de sous-utilisation importante du réseau de NGIL ou de celui de TCPL. Union Gas et Consumers' Gas prévoient toutes deux qu'elles auront besoin d'une capacité de transport supplémentaire vers leurs concessions respectives, même après la construction du pipeline d'Alliance.

WEI a indiqué que l'imposition d'un fonds de prévoyance ou de frais de sortie ne serait pas conforme à l'intérêt public, et elle a laissé entendre que les propositions de cette nature ne sont pas réalistes et visent à imposer des obligations aux expéditeurs qui n'existent simplement pas.

### *Opinion de l'Office*

En vertu de l'Entente, NGIL et les expéditeurs, tels que représentés par l'ACPP et la SEPAC, ont accepté de négocier les questions associées à la sous-utilisation possible des installations de NGIL et à l'interconnexion des réseaux d'Alliance et de NGIL. L'Office est confiant qu'en présence d'un stimulant économique suffisant, les parties parviendront à conclure des accords commerciaux raisonnables sans l'intervention d'un organisme de réglementation.

L'Office fait remarquer que la possibilité d'un certain dédoublement des installations est inhérente à la nature de la concurrence. Si les négociations commerciales n'éliminent pas complètement le dédoublement potentiel, cela sera probablement imputable au fait que les parties sont disposées à rivaliser dans certaines régions. De l'avis de l'Office, si un certain dédoublement donne lieu à une concurrence avantageuse, on peut juger qu'il est conforme à l'intérêt public.

L'Office constate que la proposition d'Amoco visant l'établissement d'un fonds de prévoyance n'a pas été appuyée par les autres parties. L'Office juge cette proposition peu valable étant donné notamment la volonté des compagnies pipelinières touchées de négocier un règlement. On ne sait pas avec certitude si des coûts seront imposés aux tiers expéditeurs d'autres pipelines. Faute de certitude quant à ces coûts, l'Office croit qu'il serait inéquitable d'imposer à Alliance l'obligation financière onéreuse de créer un fonds de prévoyance.

En outre, l'Office est d'accord avec les parties qui prétendent que le projet d'Alliance sera avantageux pour les tierces parties. Par conséquent, il ne serait pas raisonnable d'obliger Alliance à défrayer des tiers expéditeurs de coûts éventuels quand ces expéditeurs peuvent, en réalité, tirer des avantages indirects du projet mis de l'avant en raison de prix netback éventuellement supérieurs, du choix accru, et de la concurrence plus vive entre les fournisseurs de services de transport du gaz.

### **3.2.2 Northwestern Utilities Limited**

#### *Opinion de Northwestern Utilities Limited (NUL)*

NorthWestern Utilities Limited (« NUL ») a fait valoir que dans la demande à l'étude, les enjeux étaient à la fois la concurrence et les effets négatifs que le projet d'Alliance aurait sur d'autres services publics. NUL a soutenu que les interconnexions qu'Alliance avait prévues avec les usines de gaz Paddle River et Cherhill (situées aux points de réception 49 et 50 sur la figure 1-3) auraient des répercussions négatives pour NUL.

NUL a fait valoir que tous les volumes de gaz actuellement produits aux usines Paddle River et Cherhill sont essentiels, les jours de pointe, à l'intégrité de son réseau. En l'absence du gaz provenant de ces usines, le marché d'Edmonton pourrait subir des graves conséquences à moins qu'en tant que service public prudent, NUL ne prenne les mesures voulues pour éviter ces conséquences.

NUL a souligné que la capacité nominale du latéral Cherhill est de  $462 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $16,3 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) et sa capacité ultime est de  $850 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $30,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), lesquelles excèdent toutes deux la capacité actuelle de l'usine Cherhill. Le latéral Paddle River a une capacité nominale de  $742 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $26,2 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{f}$ ) et une capacité ultime de  $1\,133 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $40,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), et il pourrait donc prendre 75 % et 100 % de la production actuelle de l'usine respectivement. Ensemble, les deux latéraux pourraient acheminer environ 90 % des volumes actuellement produits par les deux usines. NUL a demandé à l'Office de constater le fait que le gaz de ces usines, à ses volumes historiques, est essentiel pour répondre à sa demande nominale de pointe actuelle.

NUL a laissé entendre que si elle devait chercher des options autres que l'acquisition du gaz des usines Cherhill et Paddle River, comme acheter du gaz auprès des expéditeurs du réseau d'Alliance, elle aurait à payer une prime qui serait à peu près l'équivalent du coût de construction de nouvelles installations de rechange. Selon NUL, ce coût de construction serait de l'ordre de 11 millions \$.

NUL a fait valoir qu'Alliance devrait être tenue de construire une interconnexion avec le réseau de NUL par laquelle elle aurait accès au gaz des usines Cherhill et Paddle River. De l'avis de NUL, la preuve à l'appui de cette interconnexion n'a pas été contestée. NUL a fait valoir que cette interconnexion serait préférable du point de vue de l'approvisionnement et sur le plan technique,

qu'elle éviterait le dédoublement et qu'elle serait parfaitement conforme aux objectifs d'Alliance. Cependant, si une interconnexion était construite, il faudrait rajuster les droits d'Alliance.

NUL a fait observer que ses installations ont été approuvées par l'Alberta Energy and Utilities Board (et ses prédécesseurs) comme étant conformes à l'intérêt public. NUL a fait valoir qu'il serait injuste pour ses clients de payer un prix plus élevé pour leur gaz afin que les expéditeurs du réseau d'Alliance accroissent leurs profits.

### *Opinion du demandeur*

Alliance a fait valoir que le réseau Paddle River de NUL ne serait pas utilisé à un taux moindre en raison du pipeline d'Alliance, mais qu'il continuerait de transporter du gaz et d'être utilisé par NUL pour desservir ses clients. Les pertes de recettes calculées par NUL sont fondées sur le scénario du pire, lequel est improbable si les niveaux récents de production à l'usine Paddle River sont représentatifs des tendances futures. Les installations d'Alliance n'auraient pas une capacité suffisante pour décharger complètement le réseau Paddle River de NUL, ce sur quoi NUL avait fondé son estimation de sa perte de recettes.

Alliance a soutenu que, si les volumes acheminés par le réseau Paddle River de NUL devenaient un problème, NUL aurait la possibilité d'acheter du gaz aux usines Paddle River ou Cherhill. Alliance a laissé entendre que NUL aurait aussi l'option de construire d'autres installations. NUL avait admis que la construction d'installations additionnelles était inévitable à un moment donné dans le temps et qu'elle devrait examiner ses options.

Alliance a affirmé qu'elle n'était nullement convaincue que l'interconnexion proposée de NUL serait conforme à ses propres objectifs. Alliance a également souligné que NUL avait admis qu'il serait inapproprié pour l'Office d'ordonner à Alliance de raccorder son réseau à celui de NUL ou de placer Alliance dans une position désavantageuse pour ses négociations avec NUL.

Alliance a indiqué que la meilleure démarche pour l'Office serait d'approuver les latéraux Paddle River et Cherhill tels qu'ils ont été proposés, et de laisser à Alliance et à NUL le soin de trouver une solution commerciale aux préoccupations de cette dernière.

### *Opinion de d'autres intervenants*

L'IGCAA a convenu que la construction des latéraux Paddle River et Cherhill proposés par Alliance menace la sécurité de l'approvisionnement pour des milliers de clients de NUL, et elle a souligné que le coût de construction d'installations supplémentaires serait probablement assumé par les clients de la compagnie. L'IGCAA a appuyé la construction d'une interconnexion des réseaux d'Alliance et de NUL, mais elle a proposé un raccordement qui était à la fois un point de réception et de livraison. L'IGCAA n'était pas d'accord avec l'argument de NUL selon lequel toute interconnexion avec le réseau d'Alliance devrait être limitée aux pipelines.

De l'avis du GPOC, NUL cherche à utiliser l'intervention d'un organisme de réglementation pour faire en sorte qu'Alliance puisse avoir accès au gaz des usines Paddle River et Cherhill seulement en empruntant les installations de NUL. Selon le GPOC, NUL aimerait que l'Office garantisse ce résultat en refusant à Alliance la possibilité de construire ses latéraux Paddle River et Cherhill.

Le GPOC a recommandé que l'Office rejette l'argument avancé par NUL parce que la meilleure solution serait une solution axée sur le marché, au lieu d'une solution imposée par l'Office. Le GPOC a fait valoir que si l'Office empêchait Alliance de construire les deux latéraux, celle-ci serait obligée de conclure un accord commercial avec NUL pour obtenir l'accès au gaz des usines Paddle River et Cherhill.

### *Opinion de l'Office*

L'Office juge valable dans une certaine mesure l'argument selon lequel NUL pourrait être affectée si Alliance construisait des latéraux menant aux usines Paddle River et Cherhill.

En même temps, la construction de ces latéraux fournirait aux producteurs de gaz dans les régions de ces usines un autre débouché pour leur production. NUL serait libre de concurrencer les autres acheteurs de gaz pour obtenir la production de gaz offerte dans la région. Il se peut que NUL devra payer, pour le gaz passant par ces usines, un prix supérieur à celui qu'elle aurait payé en l'absence du projet d'Alliance; cependant, l'Office estime que cela serait le fait naturel d'un marché concurrentiel.

L'Office n'a pas été convaincu qu'il doit, dans l'intérêt public, intervenir dans le projet d'Alliance de la manière proposée par NUL.

### **3.2.3 Foothills Pipe Lines Ltd.**

Foothills a indiqué que les expéditeurs ayant signé des contrats pour environ 36 % de la capacité du pipeline d'Alliance n'ont pas conclu d'accords d'approvisionnement en gaz. Foothills a fait valoir que si les expéditeurs du réseau d'Alliance n'avaient pas de contrats d'approvisionnement, ils rivaliseraient pour obtenir des approvisionnements qui, en l'absence du pipeline d'Alliance, seraient transportés par les réseaux pipeliniers en place. Par conséquent, le projet d'Alliance pourrait entraîner une sous-utilisation des installations pipelinrières existantes, y compris le réseau de Foothills.

De l'avis de Foothills, l'Office pourrait approuver le projet d'Alliance malgré l'absence de preuve quant à l'existence d'un approvisionnement suffisant. Cependant, s'il le faisait, il devrait être conscient du manque possible d'approvisionnements suffisants pour alimenter pleinement les pipelines existants et proposés, ainsi que du risque connexe de sous-utilisation des installations pipelinrières.

Foothills a demandé que l'Office fasse certaines constatations, à savoir :

- i) reconnaître que les pipelines existants réglementés par l'Office devraient avoir la possibilité d'offrir un éventail de droits et de services qui pourraient être agencés et négociés individuellement;
- ii) reconnaître que les politiques de renouvellement des contrats maintenant en vigueur pour les pipelines réglementés par l'Office ont été restrictives et doivent être modifiées;
- iii) affirmer le principe de la réaffectation des coûts pipeliniers entre les expéditeurs, advenant une sous-utilisation des installations pipelinrières construites sous l'ancien régime, quand la

préoccupation principale était de s'assurer que seules les installations nécessaires seraient construites.

Foothills estimait que les deux premières constatations étaient nécessaires pour garantir que les pipelines en place auraient la possibilité de concurrencer les nouveaux participants du marché et avoir ainsi une chance équitable de s'assurer que leurs installations ne seraient pas sous-utilisées. La dernière constatation était jugée nécessaire pour maintenir la confiance des investisseurs à l'égard des pipelines en place.

Alliance a fait valoir que la preuve produite n'appuyait pas le point de vue selon lequel les expéditions sur le réseau de Foothills seraient réduites si le projet était réalisé, en soulignant que les contrats de Foothills qui expireront entre 1998 et 2003 visent seulement  $0,45 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $16 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz. Selon Alliance, 52 % du volume total acheminé par l'agrandissement du tronçon de l'Est de 1998 de Foothills appartiennent, dans le cadre de contrats de dix ans, à des expéditeurs qui sont aussi des expéditeurs d'Alliance.

De l'avis d'Alliance, le concept du développement de la capacité pipelinrière en prévision de l'accroissement de l'offre n'est pas nouveau. Alliance a fait valoir qu'au besoin, les producteurs et les expéditeurs sont disposés à payer pour le concept de la capacité anticipée afin de laisser jouer la concurrence.

Le GPOC a indiqué que l'objet de la preuve de Foothills était confus. De l'avis du GPOC, l'Office n'a pas besoin de se fier aux études de M Carpenter ou de M Reed, mais devrait simplement laisser libre cours au marché et se fier aux décisions prises par le marché.

### *Opinion de l'Office*

Comme il l'a reconnu dans une autre partie des présents motifs de décision, l'Office accepte qu'il puisse y avoir une certaine sous-utilisation temporaire des réseaux pipeliniers en place après la mise en service du pipeline d'Alliance, en raison principalement de l'ampleur considérable du projet.

L'Office fait remarquer qu'il a reçu une demande visant l'approbation du projet d'Alliance en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. Les droits et tarifs en vigueur sur les autres pipelines ne constituent pas une question d'intérêt à la présente audience. Selon l'Office, il n'est nécessaire de faire l'une ou l'autre des constatations demandées par Foothills. Si Foothills ou une autre compagnie pipelinrière réglementée par l'Office souhaitent des mesures particulières de réglementation touchant leurs réseaux, elles sont libres de déposer la demande pertinente auprès de l'Office.

### **3.2.4 BC Gas Utility Ltd.**

BC Gas n'a pas appuyé la demande mais elle ne s'y est pas opposée non plus. Néanmoins, pour défendre les intérêts de ses clients, BC Gas a fait part de ses préoccupations concernant les effets éventuels de la construction et de l'exploitation du pipeline d'Alliance.

BC Gas est presque totalement tributaire d'un seul réseau pipelinier, dont WEI est le propriétaire-exploitant, pour la livraison des volumes de gaz dont elle a besoin. La principale préoccupation de la

compagnie est liée au fait qu'Alliance peut détourner du gaz qui, autrement, serait acheminé par la canalisation principale T-Nord et T-Sud de WEI, ce qui peut entraîner une sous-utilisation de ces installations et une hausse de droits pour ses clients. BC Gas a fait valoir qu'étant donné que WEI est également propriétaire du pipeline d'Alliance, dans toute audience future sur les droits, l'Office devrait forcer WEI à justifier toute tentative visant à transférer à ses expéditeurs les coûts liés à la sous-utilisation de son réseau.

BC Gas a également dit craindre que le transport de volumes de gaz à forte teneur en liquides sur le pipeline d'Alliance ne réduise le contenu thermique du gaz livré aux installations de WEI. Elle a laissé entendre qu'il pourrait s'avérer plus difficile d'approvisionner les deux réseaux pipeliniers et que cela pourrait éventuellement provoquer un autre agrandissement de la canalisation T-Sud de WEI pour permettre à celle-ci de maintenir ses livraisons aux clients d'aval en fonction de l'équivalent énergétique. Cet accroissement de capacité pourrait se traduire par une hausse des droits versés par les payeurs de droits de WEI, étant donné que le règlement négocié entre WEI et ses expéditeurs prévoit l'intégration des droits applicables aux installations de la canalisation principale.

WEI a indiqué qu'après la construction du pipeline d'Alliance, l'approvisionnement en gaz naturel continuera d'être offert, aux prix du marché, aux clients actuellement desservis par son réseau. WEI a laissé entendre que le jeu de l'offre et de la demande garantira la disponibilité du gaz sur les marchés de la C.-B. En fait, WEI a soutenu que le projet d'Alliance stimulera la mise en valeur et la production de volumes supplémentaires de gaz dans le nord-est de la C.-B.

En outre, WEI a indiqué qu'il n'y avait pas de lien causal entre l'instance d'Alliance et ses droits futurs, et que les questions touchant son réseau pourraient être examinées comme il se doit dans le cadre des instances propres à la compagnie.

### *Opinion de l'Office*

L'Office fait remarquer que BC Gas continuera d'avoir accès aux approvisionnements en gaz naturel dans le nord-est de la C.-B. et sera libre de rivaliser avec les autres acheteurs éventuels pour ces approvisionnements. L'Office fait également remarquer que les questions relatives aux droits et tarifs du réseau pipelinier de WEI débordent le cadre de la présente instance. Ces questions devraient plutôt être examinées dans le cadre d'instances séparées en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

## **3.3 Effets éventuels sur l'industrie pétrochimique en Alberta**

Alliance a conçu son projet de manière à offrir aux expéditeurs l'option d'expédier du gaz à haute teneur en liquides si les conditions du marché sont favorables.<sup>1</sup> Les expéditeurs sont tenus de renoncer aux droits à leurs liquides quand ils livrent leur gaz à Alliance. En contrepartie, leurs livraisons et leurs réceptions seront équilibrées de manière qu'ils recevront, au point de livraison sur le tronçon américain du pipeline d'Alliance, des quantités de gaz naturel dont le contenu thermique sera équivalent à celui du gaz livré dans le pipeline au Canada. L'annexe VI renferme une copie des articles pertinents des ententes modèles —entente préalable et entente de service de transport—qui ont trait aux liquides de gaz naturel («LGN») et aux hydrocarbures liquéfiables.

---

<sup>1</sup> Pour plus de détails sur la richesse du gaz, voir la section 5.1.2.

Selon la preuve déposée, Alliance pourrait construire une usine d'extraction des LGN, par l'intermédiaire de Aux Sable Liquid Products LP («Aux Sable»), près du terminal du réseau à Chicago. Suivant les hypothèses retenues, les volumes de liquides qui pourraient être récupérés à Aux Sable se situent entre 4,77 et 30,2 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (30 à 190 10<sup>3</sup>b/j). L'industrie pétrochimique albertaine a fait part de ses préoccupations concernant l'acheminement de l'éthane à l'extérieur de la province et des effets que cela pourrait avoir sur cette industrie et sur l'économie de l'Alberta.

*Opinion des intervenants suivants : Alberta Natural Gas Company Ltd, NOVA Chemicals Ltd., l'Association canadienne des fabricants de produits chimiques et le ministère de l'Énergie de l'Alberta*

NOVA Chemicals Ltd. («NOVA Chemicals») a déclaré que l'industrie pétrochimique albertaine a connu un grand succès au Canada. Depuis sa création en 1979, plus de 5 milliards \$ ont été investis dans les installations pétrochimiques basées sur l'éthane dans l'Ouest canadien. Au cours de cette période, l'industrie a enregistré un taux annuel de croissance d'environ 8 %.

L'éthane sert principalement à fabriquer l'éthylène, fournissant environ 50 % de la charge d'alimentation. L'éthane brûlé comme combustible sur les marchés d'exportation a une valeur d'environ 8,5 cents le kilogramme (4 cents la livre) d'éthylène. En valorisant cet éthane pour le transformer en sous-produits pétrochimiques en Alberta, on obtient un produit valant 85 cents le kilogramme (40 cents la livre) d'éthylène, soit dix fois la valeur originale.

NOVA Chemicals a déposé une étude sur les marchés canadien et américain de l'éthane qui a été préparée par Marenco Energy Associates («Marenco»). Les auteurs de l'étude ont souligné qu'en Alberta, la demande d'éthane pour la fabrication d'éthylène a été de 21,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (133 10<sup>3</sup>b/j) en 1996, même si la capacité a été d'environ 22,3 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (141 10<sup>3</sup>b/j). Des volumes supplémentaires de 9,48 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (60 10<sup>3</sup>b/j) sont utilisés dans le cadre des projets de récupération par injection d'hydrocarbures miscibles, pour une demande totale d'environ 31,6 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (200 10<sup>3</sup>b/j). Plusieurs projets d'agrandissement d'usines d'éthylène en place et de construction de nouvelles usines sont mis de l'avant pour l'Alberta. Si tous ces projets sont menés à terme, la demande d'éthane comme charge d'alimentation pourrait atteindre 41,5 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (261 10<sup>3</sup> 10<sup>3</sup>b/j) en l'an 2000. Pour la période subséquente, il est difficile de dresser des prévisions. Cependant, selon l'étude Marenco, les besoins en éthane de l'industrie pétrochimique pourraient atteindre 53,6 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (339 10<sup>3</sup>b/j) si l'on se fonde sur des taux semblables de croissance aux É.-U. On ne sait pas avec certitude comment évoluera la demande pour les projets de récupération par injection d'hydrocarbures miscibles.

Alberta Natural Gas Company Ltd («ANG»), NOVA Chemicals, l'Association canadienne des fabricants de produits chimiques («ACFPC») et le ministère de l'Énergie de l'Alberta («MÉA») étaient tous préoccupés par le fait qu'Alliance pourrait fausser le fonctionnement d'un marché concurrentiel pour les LGN, et notamment l'éthane, en Alberta. Leurs préoccupations étaient liées aux éléments suivants du tarif proposé d'Alliance : i) la nécessité pour les expéditeurs de renoncer aux droits à l'égard de leurs liquides; ii) les droits liés au volume; iii) le service de dépassement autorisé, et iv) l'accès matériel aux liquides sur le pipeline d'Alliance.

NOVA Chemicals a recommandé que l'Office n'approuve pas le tarif d'Alliance en vertu duquel les expéditeurs doivent renoncer à leurs droits à l'égard des liquides de gaz naturel pour obtenir le service de transport. À son avis, les services de transport pipelinier ne devraient d'aucune façon être reliés à la propriété du produit transporté. NOVA Chemicals a fait valoir que cette disposition du tarif crée un

conflit d'intérêts parce que l'éthane transporté par le réseau d'Alliance serait indirectement la propriété des mêmes compagnies qui possèdent le pipeline. Les propriétaires de Aux Sable ont un intérêt particulier à ce que le réseau d'Alliance transporte du gaz riche.

De l'avis d'ANG, Alliance crée deux catégories d'expéditeurs : les expéditeurs-propriétaires et les expéditeurs non propriétaires. ANG a indiqué que les premiers peuvent utiliser Alliance comme pipeline privé de LGN car ils sont les seuls expéditeurs qui pourraient injecter, transporter et récupérer les LGN. ANG a fait valoir que cela constituerait un arrangement unique et nettement discriminatoire car tous les autres expéditeurs qui ne sont pas propriétaires de Aux Sable n'auraient aucun droit à l'égard de leurs LGN une fois ceux-ci entrés dans le pipeline d'Alliance. En outre, les expéditeurs-propriétaires auraient le droit exclusif d'extraire non seulement leurs LGN de propriété exclusive (soit les LGN qu'ils possèdent eux-mêmes et qui s'écouleraient dans le pipeline), mais également les LGN injectés par les autres expéditeurs du réseau. ANG a soutenu que cela ne peut pas favoriser un marché concurrentiel pour les LGN.

Le MÉA a déclaré que la participation au marché serait restreinte si, aux termes des articles 5.2, 5.3 et 5.4 de l'entente de service de transport, les propriétaires d'Alliance pouvaient exercer le contrôle sur les liquides, au lieu d'avoir à rivaliser avec les autres pour obtenir les droits d'extraction au prix du marché. De l'avis du MÉA, l'Office ne devrait tout simplement pas accepter l'argument selon lequel le tarif est conforme à l'intérêt public parce qu'il a été négocié. Aussi, l'inclusion par Alliance dans son tarif de l'obligation de renoncer aux droits à l'égard des liquides semble incompatible avec la tendance générale en faveur du dégroupement des services dans les marchés déréglementés de l'énergie. L'éthane devant être transporté par le pipeline d'Alliance ne devrait pas être exclu effectivement du marché en vertu d'un tarif approuvé par un organisme de réglementation.

NOVA Chemicals et l'ACFPC se sont toutes deux opposées à la méthodologie d'établissement des droits en fonction du volume et au service de dépassement autorisé («SDA») proposés par Alliance (voir la description de ces services au chapitre 6). NOVA Chemicals a affirmé que l'Office ne devrait pas se contenter d'examiner les questions courantes de répartition des coûts qui sont associées à la conception des droits, mais tenir compte également des facteurs touchant l'intérêt public. NOVA Chemicals a fait valoir que la conception de droits liés au volume incite les expéditeurs à livrer à Alliance du gaz à contenu thermique élevé et à injecter des LGN dans leurs expéditions de gaz. NOVA Chemicals a fait valoir qu'un droit fondé sur le contenu thermique atténuerait cet incitatif ainsi que les incidences connexes sur l'industrie pétrochimique albertaine, tout en fournissant à Alliance et à ses expéditeurs une nouvelle capacité d'exportation rentable.

NOVA Chemicals a également soutenu que le SDA inciterait encore davantage les expéditeurs à injecter des LGN dans leurs livraisons de gaz à Alliance parce qu'il n'y aurait pas de frais supplémentaires pour ce service. Elle a fait valoir que cet aspect de la conception des droits soulevait d'autres questions liées à l'intérêt public qui pourraient être réglées plus facilement si la demande d'Alliance visant le SDA était rejetée.

En dernier lieu, l'ACFPC, NOVA Chemicals et le MÉA étaient préoccupés par l'absence de voies d'accès en Alberta pour extraire les LGN transportés par le pipeline d'Alliance. L'ACFPC était d'avis qu'Alliance empêcherait l'accès canadien à une proportion importante des LGN produits dans le

BSOC et que cela fausserait réellement le fonctionnement du marché concurrentiel en Alberta pour les LGN.

En résumé, ces parties craignaient que les dispositions du tarif applicable au réseau d'Alliance n'aient pour effet d'entraîner l'exportation de l'éthane du BSOC et que l'industrie pétrochimique n'ait pas une juste chance d'obtenir cet éthane. L'acheminement de l'éthane en question à l'extérieur du BSOC limiterait les possibilités de croissance future de l'industrie pétrochimique en Alberta.

NOVA Chemicals a déclaré qu'Alliance serait en mesure d'acheminer  $9,54 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $60,4 \cdot 10^3 \text{ b}/\text{j}$ ) d'éthane indigène en présumant un débit de  $42,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $1,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), à  $40,6 \text{ MJ}/\text{m}^3$  ( $1 \cdot 088 \text{ Btu}/\text{pi}^3 \text{ std}$ ). En outre, l'injection de LGN pourrait faire en sorte que jusqu'à concurrence de  $23,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $148 \cdot 10^3 \text{ b}/\text{j}$ ) d'éthane quittent le Canada dans le scénario de gaz enrichi d'Alliance. Le rapport Marenco a indiqué que, sans le projet d'Alliance, l'équilibre de l'offre et de la demande d'éthane en Alberta serait perturbé d'ici 2007 à 2008; si  $9,48 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $60 \cdot 10^3 \text{ b}/\text{j}$ ) étaient acheminés à l'extérieur de l'Alberta par le réseau d'Alliance, la croissance potentielle de l'industrie pétrochimique serait limitée dès 2004. L'ACFPC a fait valoir que l'avenir de l'industrie pétrochimique était compromis étant donné l'incertitude entourant l'existence permanente de son avantage sur le plan de la charge d'alimentation.

Selon NOVA Chemicals, si l'éthane était exporté par le réseau d'Alliance sans qu'il soit possible de le valoriser en Alberta, il pourrait en résulter des effets économiques défavorables importants. Le rapport Wight Mansell, soumis par NOVA Chemicals, laissait entendre que l'exportation de l'éthane indigène par le réseau d'Alliance en quantités suffisantes pour réduire l'offre albertaine de  $6,95 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $44 \cdot 10^3 \text{ b}/\text{j}$ ) se traduirait par une réduction nette de 11,3 milliards \$ du produit intérieur brut en Alberta sur une période de 20 ans. Cet effet serait plus prononcé si des LGN étaient injectés, ou si la capacité du pipeline d'Alliance était portée à  $56,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ).

Dans une étude commandée par l'ACFPC, Chem Systems a estimé que la construction du pipeline d'Alliance, telle qu'elle était proposée, se traduirait par des coûts d'environ 3 milliards \$ (US) en investissements perdus et en occasions manquées en l'an 2000, coûts pouvant atteindre 7,3 milliards \$ (US) en l'an 2010.

Pour éliminer les risques de distorsion sur le marché de l'éthane et empêcher les effets négatifs éventuels du projet d'Alliance sur l'industrie pétrochimique, NOVA Chemicals et l'ACFPC ont recommandé que tout certificat susceptible d'être délivré à Alliance soit assorti des conditions suivantes : i) exiger qu'Alliance supprime l'article 5.5 de l'entente préalable et les articles 5.2, 5.3 et 5.4 de l'entente de service de transport; ii) exiger qu'Alliance donne aux consommateurs de LGN un accès matériel pour extraire et acheter les LGN en Alberta; iii) exiger l'établissement de droits liés au contenu thermique, et iv) exiger l'élimination du SDA.

ANG a appuyé les première et troisième conditions proposées tandis que le MÉA a appuyé la première.

*Opinion du demandeur et des intervenants favorables au projet*

Alliance a affirmé qu'il n'existait aucune preuve que son projet aurait des effets négatifs sur l'industrie pétrochimique, ou à tout le moins des effets justifiant une intervention de l'Office. Selon Alliance, il y a actuellement des surplus considérables d'éthane en Alberta qui se maintiendront à condition que l'industrie du gaz naturel continue de croître.

Alliance a fait valoir que la prévision de l'offre et de la demande d'éthane contenue dans le rapport Marengo n'est pas fiable. Dans ce rapport, l'offre d'éthane était comprimée par la prévision de la demande d'éthane, et était limitée également par une faible prévision de l'offre de gaz, associée à une demande constante à l'exportation. En outre, le rapport Marengo a exclu les volumes d'éthane provenant des sables bitumineux et des raffineries. Alliance a souligné qu'en retenant une prévision plus élevée de l'offre de gaz naturel, comme celle qui figure dans l'étude de Chem Systems, on obtiendrait un volume supplémentaire d'éthane de  $37,9 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $240 \cdot 10^3 \text{ b/j}$ ), à un taux de récupération de 75 % en l'an 2010, soit un approvisionnement suffisant pour huit autres usines d'éthylène. Alliance a également fait valoir que d'autres prévisions de l'offre de gaz (ex. croissance de 2 % par année de NGIL, études de Sproule sur l'approvisionnement global, et étude de GLJ sur l'approvisionnement) appuient le point de vue selon lequel l'offre d'éthane sera beaucoup plus élevée que ne le laisse croire le rapport Marengo.

Selon Alliance, la véritable question sous-tendant les arguments de NOVA Chemicals et de l'ACFPC est la concurrence. Alliance a fait valoir que l'éthane auquel elle aurait accès serait également accessible à l'industrie pétrochimique albertaine. Ses expéditeurs ne sont pas obligés d'expédier du gaz riche sur son réseau. Les compagnies qui souhaitent acquérir des charges d'alimentation pétrochimiques peuvent recourir à divers moyens, y compris acheter l'éthane des usines de gaz dotées d'installations d'extraction qui seront raccordées aux points de réception d'Alliance situés à Taylor, Wembley, Wapiti, Elmworth et Kaybob III.

Alliance a laissé entendre que le moment était venu pour NOVA Chemicals d'entrer dans le monde de la concurrence pour la charge d'alimentation d'éthane. Alliance a affirmé qu'elle n'offrirait rien de plus qu'un autre débouché aux producteurs pour l'éthane produit en Alberta. Cela n'est pas contraire à l'intérêt public que des compagnies qui assument les risques et les dépenses liés à la découverte et à la mise en valeur du gaz naturel obtiennent une valeur plus élevée pour leur produit.

En réponse aux recommandations du MÉA, Alliance a affirmé que ce dernier demandait à l'Office de priver le marché de la capacité de choisir. Alliance a fait valoir que le gouvernement de l'Alberta demandait à l'Office d'empêcher les expéditeurs d'Alliance de transférer leurs droits d'extraction des LGN aux parties de leur choix, à leurs conditions. Alliance a indiqué que sur le plan de l'accessibilité de l'éthane, le marché a fonctionné et continuera de fonctionner. L'intervention de l'organisme de réglementation n'est pas requise étant donné qu'il n'y a pas eu échec du marché.

Alliance a souligné qu'il était possible que l'usine d'extraction Aux Sables ne soit pas construite. Aussi, Alliance s'est engagée, dans une lettre datée du 16 décembre 1997 adressée au ministre de l'Énergie de l'Alberta, à ce que «dans l'éventualité improbable que les besoins en éthane de l'Alberta dépassent l'approvisionnement disponible en provenance de sources autres que la production de gaz Albertain livrée à Alliance, la compagnie fasse construire une usine d'extraction le long de son pipeline près de Fort Saskatchewan, à des conditions commerciales acceptables pour les parties intéressées».

De l'avis d'Alliance, le rapport Wright Mansell était fondamentalement erroné. Alliance a indiqué qu'il n'était tout simplement pas crédible de soutenir que son projet aurait des effets économiques négatifs en raison de l'acheminement de l'éthane quand, en fait, il y avait des surplus très importants d'éthane disponibles pour quiconque souhaiterait les acquérir au moment où ces effets se feraient présument sentir. Alliance a soutenu que des centaines de milliers de barils d'éthane par jour quittent l'Alberta dans le cadre des expéditions de gaz de TCPL, de Foothills et d'ANG. Le fait que 40 % de tout l'éthane actuellement produit en Alberta soient acheminés sur ces réseaux pour être brûlé comme combustible en aval ne semblait pas constituer un problème pour Wright Mansell.

La position d'Alliance a été appuyée par d'autres intervenants, dont IPLE, le GPOC et WEI. IPLE a fait valoir qu'Alliance offre un débouché supplémentaire pour l'éthane, et que l'accroissement de l'activité d'exploration et de mise en valeur provoqué par Alliance se traduirait ultimement par une augmentation de l'offre de charges d'alimentation pétrochimiques.

Le GPOC a fait valoir que NOVA Chemicals et l'ACFPC veulent que l'Office modifie la conception des droits et les modalités du tarif d'Alliance pour fournir à l'industrie pétrochimique canadienne une protection sur le plan de l'offre et du prix de l'éthane. Le GPOC a indiqué qu'il ne s'attendait pas à ce que l'Office privilégie l'industrie pétrochimique au détriment de l'industrie de production du gaz. La principale question que l'Office devait examiner était celle de savoir si les droits et tarifs d'Alliance étaient justes et raisonnables.

WEI a fait valoir que rien ne prouvait que l'industrie pétrochimique albertaine serait incapable d'obtenir les charges d'alimentation requises aux prix ayant cours sur le marché. Les expéditeurs ont le choix d'emprunter le réseau d'Alliance ou celui de NGTL pour expédier leur gaz, avec ou sans éthane.

### *Opinion de l'Office*

L'Office ne croit pas que quelque aspect de l'ensemble de services de transport qui est proposé par Alliance aille à l'encontre de l'intérêt public.

Les représentants de l'industrie pétrochimique ont fait valoir qu'ils étaient préoccupés au sujet de la disponibilité future de l'approvisionnement en éthane et craignaient que la croissance éventuelle de l'industrie ne soit entravée par l'acheminement de l'éthane à l'extérieur de la province. De l'avis de l'Office, la preuve indique que l'offre d'éthane sera suffisante pour répondre aux besoins des expansions actuellement prévues et futures de l'industrie pétrochimique de l'Alberta. À cet égard, l'Office fait remarquer qu'en assurant un accès accru au marché, le projet d'Alliance encouragerait la production de gaz supplémentaire dans le BSOC, ce qui fournirait des approvisionnements supplémentaires d'éthane.

L'Office fait également remarquer qu'actuellement, seulement environ 55 % de l'éthane transporté dans les volumes de gaz expédiés sur le réseau de NGTL est extraits avant d'être exportés de la province de l'Alberta. Des usines de chevauchement supplémentaires et des agrandissements des usines existantes sont prévus pour accroître la disponibilité des charges d'alimentation d'éthane en Alberta.

En ce qui a trait aux préoccupations exprimées au sujet de l'obligation pour les expéditeurs de renoncer aux droits de propriété à l'égard des liquides se trouvant dans les volumes de gaz livrés au pipeline, l'Office estime que les expéditeurs étaient au fait des modalités du tarif quand ils ont signé les ententes préalables. L'Office reconnaît aussi que nombre d'expéditeurs auraient le choix d'extraire leurs liquides avant de livrer leur gaz au pipeline d'Alliance. L'Office est d'avis que l'effet réel du projet d'Alliance sera d'offrir aux producteurs de gaz un autre débouché pour leur production de liquides.

L'Office n'a pas été convaincu que l'accès matériel aux liquides qui seront expédiés sur le pipeline d'Alliance constituera une question d'intérêt importante une fois le pipeline en service. L'industrie pétrochimique sera libre d'acheter les liquides nécessaires auprès des expéditeurs avant leur livraison au pipeline d'Alliance, du moins dans les cas où les expéditeurs ont accès à des installations d'extraction. Les volumes de gaz naturel qui seraient livrés au pipeline d'Alliance, et qui n'ont pas accès actuellement à des usines d'extraction «coupe lourde», représentent un faible pourcentage de la production globale de gaz du BSOC.

L'Office fait également observer que la suppression éventuelle de l'article 5.5 de l'entente préalable et des articles 5.2, 5.3 et 5.4 de l'entente de service de transport n'a pas été débattue à l'audience et qu'il n'a pas été convaincu qu'il devrait rendre une décision visant la suppression de ces articles. L'Office convient avec Alliance que la fourniture du SDA est une condition fondamentale des arrangements de la compagnie avec ses expéditeurs, propriétaires et prêteurs.

En dernier lieu, l'Office n'est pas d'accord avec l'argument de NOVA Chemicals qui est contenu dans le rapport Wright Mansell, à savoir que l'exportation de l'éthane se trouvant dans les volumes de gaz transportés par le pipeline d'Alliance aurait des effets économiques négatifs sur la province de l'Alberta. L'Office juge invalide la prémisse principale de cette étude, à savoir qu'il y aurait des approvisionnements insuffisants d'éthane pour l'expansion future de l'industrie pétrochimique.

## **3.4 Accès canadien au gaz naturel**

### **3.4.1 Heartland Gas Initiative**

La Heartland Gas Initiative («HGI») est un regroupement de treize municipalités rurales, de treize villes, de trois associations de développement économique et de l'Association of Bilingual Municipalities, toutes situées dans le centre-sud du Manitoba. En avril 1997, la HGI a été formée pour tenter de convaincre TCPL de construire un gazoduc passant dans le centre-sud du Manitoba. Le seul objectif de la HGI est de fournir des services de gaz naturel aux fermes, entreprises, résidences et établissements publics de la région.

La HGI a indiqué que tous les efforts précédents visant à alimenter la région en gaz ont été contrecarrés par la nécessité de réunir des capitaux de démarrage de quelque 12 millions pour la construction de latéraux à partir de la canalisation principale de TCPL.

Avec la suspension du projet de gazoduc Viking Voyageur par TCPL et ses associés, le HGI perd l'avantage de l'accès au gaz naturel à partir d'une canalisation principale de TCPL, sans frais supplémentaires pour le regroupement.

La HGI a demandé que l'Office envisage la perception d'une redevance auprès des exportateurs «multinationaux» pour aider à assurer l'accès à cette ressource naturelle qui est exportée à l'extérieur du Canada. Cette contribution pourrait être un pourcentage du budget total d'infrastructure et être mise de côté pour l'accès canadien.

### *Opinion de l'Office*

L'Office fait remarquer que la proposition de la HGI a été soulevée dans l'argumentation finale et qu'il n'y a pas eu d'occasion de la vérifier au cours de l'audience. Par conséquent, l'Office est d'avis qu'il ne peut pas évaluer la validité de cette proposition comme il se doit. Cependant, l'Office ajouterait que les acheteurs potentiels de gaz devraient s'efforcer de négocier des arrangements commerciaux avec les fournisseurs de gaz et les compagnies de transport de gaz selon les conditions du marché.

## **3.4.2 Industrial Gas Consumers Association of Alberta**

L'IGCAA a affirmé que le projet d'Alliance offrirait aux producteurs un réseau de transport de rechange vers les marchés américains, et aux consommateurs américains une autre source de gaz canadien, mais qu'il exposerait les consommateurs albertains à des hausses de droits sur le réseau de NGTL et à des augmentations éventuelles des taux de NUL. L'IGCAA a fait valoir que le projet ne devrait être approuvé que s'il prévoit (i) un accès direct au pipeline d'Alliance par les utilisateurs ultimes en Alberta, et (ii) l'accès au moyen d'interconnexions avec d'autres réseaux dans la province de l'Alberta. Ainsi, tous les secteurs de l'industrie profiteraient des avantages d'une concurrence plus vive.

L'IGCAA a recommandé que les conditions suivantes soient rattachées à tout certificat qui serait délivré à Alliance :

- i) qu'Alliance soit tenue de fournir à l'Office un plan indiquant comment les expéditeurs actuels et futurs d'Alliance peuvent ou pourront avoir accès aux consommateurs canadiens de gaz;
- ii) que ce plan prévoit la possibilité d'un accès direct au pipeline d'Alliance pour les consommateurs canadiens de gaz ainsi qu'un accès indirect au moyen d'échanges de gaz;
- iii) que ce plan soit déposé devant l'Office au plus tard le 31 décembre 1998.

Alliance a déclaré qu'elle ne s'opposait pas à un point de livraison en Alberta et qu'elle serait disposée à envisager des livraisons en Alberta. Cependant, jusqu'à maintenant, il n'y a eu aucune demande manifeste à l'égard de livraisons en Alberta, et aucun expéditeur n'était disposé à payer pour des livraisons en Alberta ou pour des installations supplémentaires de réception.

*Opinion de l'Office*

L'Office n'a pas été convaincu de l'existence d'un motif suffisant sur le plan de l'intérêt public pour justifier l'adoption des conditions proposées par l'IGCAA. L'Office est d'avis qu'il vaut mieux laisser les acheteurs éventuels de gaz négocier leurs propres arrangements commerciaux avec les fournisseurs de gaz et les compagnies de transport de gaz. S'il existe un stimulant économique suffisant, les parties devraient parvenir à une entente sans l'intervention d'un organisme de réglementation.

## Chapitre 4

# Questions socio-économiques et foncières

---

### 4.1 Questions socio-économiques

#### 4.1.1 Généralités

Alliance a recensé les questions socio-économiques en dressant une liste des enjeux soulevés par diverses sources, dont les suivantes : (1) organismes relevant des administrations municipales, provinciales et fédérale, (ii) groupes d'intérêts, tels que l'Alberta Wilderness Association et la Saskatchewan Environmental Society; (iii) Premières nations; (iv) le grand public, grâce au programme de préavis public; et (v) sources d'information du domaine public, telles que plans municipaux, ententes de gestion forestière, cartes de zones enregistrées de gestion des fourures.

La zone d'étude englobait toutes les municipalités désignées traversées par le pipeline, ainsi que toutes les collectivités qui seraient éventuellement touchées en raison de la proximité du projet. Étant donné que les effets sur les collectivités seraient fonction de l'ampleur et de l'éventail des biens et services qui y étaient disponibles, les collectivités de plus de 1 000 habitants situées dans un rayon de 40 km du projet, de même que celles de moins de 1 000 habitants se trouvant à moins de 10 km du projet, ont été prises en compte. Les grandes agglomérations se trouvant le long du tracé de la canalisation principale du projet comprenaient Edmonton, Regina et Grande Prairie (dans une moindre mesure).

Alliance a regroupé les questions recensées en trois catégories : (i) emploi, effets non reliés à la main-d'oeuvre et revenus; (ii) services municipaux; et (iii) qualité de vie.

Conformément à la LCÉE, les effets socio-économiques qui seraient directement attribuables aux changements à l'environnement ont été traités dans le cadre du RÉA.

#### 4.1.2 Emploi, effets non reliés à la main-d'oeuvre et revenus

L'exploitation du réseau pipelinier étant automatisée dans une très large mesure, la majorité des emplois rattachés au projet seraient de courte durée et seraient offerts à l'étape de la construction. Selon les estimations d'Alliance, l'emploi direct engendré par la construction de tous les éléments du projet, y compris la canalisation principale, les latéraux, et les bureaux d'exploitation et d'entretien, se chiffierait à 4 485 années-personnes (voir le tableau 4-1). Environ 60 p.100 de ces possibilités d'emploi surviendraient en Alberta, le reste étant réparti entre la Saskatchewan et la C.-B. à raison de 30 et 10 p.100, respectivement. Alliance a estimé que l'effectif en période de pointe atteindrait 500 et 530 travailleurs, sur les tronçons de construction de la canalisation principale réalisés durant l'été et l'hiver, et 235 travailleurs pour les tronçons de construction des latéraux. Les tronçons de construction seraient exécutés les uns à la suite des autres et compteraient chacun de 15 à 20 équipes; les travaux effectués dans un endroit donné dureraient habituellement de six à huit semaines.

Alliance a indiqué qu'elle se servirait de son processus continu de consultation publique pour renseigner la population sur la nature et l'échéancier des occasions d'emploi à venir, de façon à offrir plus de perspectives aux entrepreneurs, entreprises de services et travailleurs locaux.

À l'étape de la construction, on s'attend à ce que le projet engendre quelque 12 000 années-personnes d'emploi direct, d'emploi indirect et d'emploi induit, pour la C.-B., l'Alberta et la Saskatchewan. Les retombées économiques du projet se feraient sentir ailleurs au Canada, grâce à l'achat de tubes d'acier, de compresseurs, de vannes et d'autres équipements. Alliance a évalué qu'une fois le projet mis en service, l'exploitation et l'entretien du pipeline et des installations connexes procureraient de l'emploi direct à 155 personnes. Alliance a aussi indiqué que les dépenses annuelles d'exploitation et d'entretien, évaluées à 35 millions \$, produiraient environ 335 années-personnes d'emploi direct, indirect et induit.

**Tableau 4-1**  
**Emploi direct associé à l'exploitation et à l'entretien**

| <b>Emplacement du bureau</b>                                       | <b>Nombre d'employés</b> |
|--|--------------------------|
| <b>Siège social</b> - Calgary (Alberta)                            | 80                       |
| <b>Centre de commande</b> - Calgary ou Fort Saskatchewan (Alberta) | 11                       |
| <b>Bureau régional</b> - Fort Saskatchewan (Alberta)               | 9                        |
| <b>Centres d'entretien locaux</b>                                  |                          |
| - Fort St. John (C.-B.)  | 11                       |
| - Grand Prairie (Alberta)  | 11                       |
| - Whitecourt ou Fort Saskatchewan (Alberta)                        | 11                       |
| - Rosetown (Saskatchewan)  | 11                       |
| - Estevan (Saskatchewan)   | 11                       |
| <b>Emploi total</b>  | 155                      |

Alliance a fait valoir qu'elle aurait recours aux mécanismes suivants pour veiller à ce que les entrepreneurs locaux et autochtones aient l'occasion de participer au projet : (i) adjuger certains contrats relatifs aux latéraux, p. ex. déboisement, essouchement et érection de clôtures, séparément des contrats de construction mécanique dans les localités où les entrepreneurs locaux sont manifestement en mesure de répondre aux exigences d'Alliance; (ii) veiller à ce que les contrats de déboisement, d'essouchement et d'érection de clôtures associés aux latéraux soient de taille maniable; (iii) pour la réalisation des latéraux, recourir, dans les petites localités, à des entrepreneurs en construction qui ont des opérations locales; (iv) demander aux entrepreneurs de lui fournir un plan concernant l'utilisation des entrepreneurs locaux et autochtones; (v) conclure des ententes d'achat avec des magasins locaux,

lorsque c'est possible; (vi) dresser et garder à jour une liste des fournisseurs de biens et de services locaux; (vii) faire du contenu local et autochtone un des critères de sélection des entrepreneurs; et (viii) conclure avec les collectivités des Premières nations des protocoles d'entente («PE») qui, entre autres moyens, définiront un processus grâce auquel Alliance et les collectivités en question pourront mieux cerner les occasions d'emploi et d'affaires qui s'offrent aux Premières nations.

Le RÉA, à la section 4.15, traite plus en détail des PE conclus avec les collectivités des Premières nations et de la participation des Premières nations et des Métis à l'exécution du projet.

### **4.1.3 Services municipaux**

Parmi les questions intéressant les services municipaux figurent : (i) la disponibilité d'hébergement en dur; (ii) l'accroissement de la demande de services médicaux; et (iii) les besoins accrus en matière de services de police.

D'autres questions intéressant les services municipaux qui se posent sur les lieux des installations temporaires, p. ex. aires de stockage d'équipement, protection-incendie, élimination des débris de construction et des déchets solides, et dommages aux routes, sont traitées aux sections 4.2.2, 4.18, 4.13, et 4.14, respectivement, du RÉA.

Alliance a soutenu que l'impôt foncier annuel fixé pour les propriétés industrielles augmenterait dans les municipalités rurales où se trouverait le projet. Selon les estimations d'Alliance, l'impôt foncier versé annuellement aux municipalités en C.-B., en Alberta et en Saskatchewan seraient de l'ordre de 1,4 million \$, 8,9 millions \$ et 3,5 millions \$ (dollars canadiens de 1996), respectivement.

Pour atténuer une éventuelle pénurie de logements, Alliance prévoit prendre les moyens suivants : fournir des lits supplémentaires aux exploitants d'hôtels et de motels, loger les membres des équipes dans des maisons privées, louer des maisons et des appartements, aménager des stationnements temporaires pour caravanes et véhicules de loisirs dans les parcs de maisons mobiles, les champs de foire et sur d'autres terrains non occupés dans les localités, et utiliser les possibilités d'hébergement offertes dans les grandes agglomérations pour compenser un manque local. Alliance a indiqué que pendant les travaux de construction d'été, jusqu'à 25 p.100 de la main-d'oeuvre amènerait sur place quelque forme de logement mobile. En ce qui concerne les latéraux, Alliance a indiqué qu'elle pourrait utiliser des camps pour les travaux de construction d'hiver.

Alliance a précisé que chacune des équipes de construction travaillant sur la canalisation principale, sur les latéraux et aux stations de compression serait accompagnée d'au moins une ambulance et d'un technicien ambulancier autorisé. Les hôpitaux locaux seraient avisés des calendriers de construction et de la nature des travaux effectués. Des protocoles seraient établis avec les hôpitaux pour le transfert et le traitement des travailleurs.

La question de la prévention du crime serait traitée en collaboration avec les détachements locaux de la Gendarmerie royale du Canada. Alliance a indiqué qu'en plus des questions de sécurité, elle aborderait dans son programme d'orientation les règles de conduite à suivre au travail et en dehors des

heures de travail. Alliance a précisé qu'elle congédierait les personnes qui ne respectent pas les règles de conduite établies.

Le District régional de Peace River («DRPR») a fait valoir que les principales localités de service n'ont pas accès à la majeure partie des impôts fonciers associés aux activités du secteur pétrolier, car ces activités se déroulent largement en dehors des limites municipales. Le DRPR a fait observer que les latéraux du projet ne passeraient ni dans Fort St. John ni dans Dawson Creek, principales localités d'accueil de la région. Il a soutenu que l'essor récent de l'industrie a imposé aux administrations locales des fardeaux financiers croissants, et que l'infrastructure municipale se détériore. Le DRPR s'inquiétait de la possibilité qu'il doive supporter les coûts d'établissement et d'entretien d'installations pour les logements mobiles. Il craignait également des coûts supplémentaires entraînés par la demande à court terme de services de santé, d'incendie et de police, et l'éventuel besoin de réparer les routes. Le DRPR a proposé son initiative de «partage équitable» pour contrer le fait de ne pouvoir accéder aux impôts fonciers découlant d'activités menées à l'extérieur des limites municipales. Alliance a soutenu que cette proposition de «partage équitable» n'aurait pas une grande incidence sur la viabilité du projet.

#### **4.1.4 Qualité de vie**

Les questions relatives à la qualité de vie, p. ex. la poussière et le bruit provenant des chantiers de construction, le bruit de fonctionnement des stations de compression, la qualité de l'air et l'aspect visuel, la santé et la sécurité publiques, sont traitées dans le RÉA.

##### *Opinion de l'Office*

L'Office constate qu'une preuve considérable a été déposée au cours de l'audience au sujet de l'importance d'offrir aux membres des Premières nations et aux Métis de véritables occasions de participer aux activités de l'industrie gazière et pétrolière. L'Office note que les Premières nations et les Métis présents à l'audience appuyaient, d'une façon générale, les efforts qu'Alliance faisaient pour inclure leurs collectivités dans le projet et que les parties qui avaient signé des PE avec Alliance étaient satisfaites de l'engagement qu'elle avait pris de cerner et d'offrir des possibilités de participation. L'Office estime qu'étant donné l'importance que la participation au projet revêt pour les Autochtones et le fait que les PE n'incluent pas tous les Autochtones résidant le long du tracé du projet, il convient d'exiger qu'Alliance passe un suivi du succès avec lequel elle s'acquitte des engagements pris au cours de l'audience. Par conséquent, l'Office incorporera dans tout certificat délivré une condition portant qu'Alliance doit présenter un rapport de rendement concernant l'atteinte de ses objectifs d'emploi et de participation commerciale des Première nations et des Métis au cours de la construction et de l'exploitation du projet. Suivant cette condition, Alliance présenterait des rapports tous les trois mois pendant la construction, et tous les ans au cours des trois premières années d'exploitation.

En ce qui touche les effets négatifs éventuels du projet sur les services municipaux, l'Office est satisfait des renseignements qu'Alliance a fournis. Les effets relevés ne se

produiraient que pendant l'étape de la construction du projet, et les engagements pris par Alliance permettraient d'éviter ou de minimiser les effets négatifs. En outre, l'achat de biens et de services au sein des municipalités serait une source de recettes supplémentaires pour ces dernières. L'impôt foncier, qui est au cœur de l'initiative de «partage équitable» du DRPR, est une question de compétence provinciale.

## **4.2 Questions foncières**

### **4.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations**

Les critères et les méthodes employés pour choisir le tracé proposé et l'emplacement des installations sont exposés à la section 4.2 du RÉA.

Comme c'est indiqué dans la section susmentionnée, Alliance avait, dès le départ, pris la décision de suivre des emprises établies et elle a choisi de façon générale d'aménager son pipeline le long de celui de Cochin Pipe Lines Ltd. («Cochin»), de Fort Saskatchewan jusqu'à Chicago, car ce tracé était à la fois beaucoup plus court et moins vulnérable sur le plan environnemental que d'autres tracés possibles. Selon sa configuration actuelle, le pipeline d'Alliance croiserait le pipeline de Cochin 22 fois au Canada.

Invokant des questions de sécurité, Cochin a prié l'Office de demander à Alliance de réduire considérablement le nombre de croisements, de préférence pour le ramener à un seul. Alliance a déclaré que le nombre de croisements prévus n'avait rien d'anormal et que tous les croisements projetés seraient requis pour divers motifs, dont la sécurité, la commodité, le terrain, les zones fragiles sur le plan environnemental, et les discussions avec les propriétaires fonciers.

Les aspects techniques de l'argument de Cochin sont examinés à la section 5.2 des présents Motifs de décision.

### **4.2.2 Définition d'un couloir par opposition à un tracé précis**

Alliance a souligné que dans ses échanges avec le public, elle a indiqué aussi précisément que possible où se trouveraient l'emprise et les aires de travail connexes, et que la majorité des propriétaires fonciers avaient consenti aux emplacements proposés. Elle a précisé que pour les fins de la signification des avis, elle avait défini un couloir de 400 m de part et d'autre de la ligne médiane proposée, et communiqué avec les propriétaires fonciers et les locataires dont le terrain se trouvait à l'intérieur du couloir.

Alliance a proposé que l'Office l'autorise à construire à l'échelle du couloir de 800 m au cas où il lui faudrait apporter plus tard des retouches au tracé. Elle a aussi proposé que toute modification à l'alignement qui suppose un décalage de plus de 50 m donne lieu au dépôt de renseignements supplémentaires auprès de l'Office décrivant le processus de consultation publique et l'étude environnementale touchant les effets de la modification.

### 4.2.3 Besoins en terrains

L'emprise de construction de la canalisation principale aurait ordinairement 32 m de largeur, ce qui comprend une servitude permanente de 18 m et une aire de travail temporaire de 14 m, qui ne servirait que pour les besoins de construction. Il se pourrait qu'on doive accroître cette aire de travail temporaire à certains endroits, comme pour les routes, les voies ferrées, les rivières et les cours d'eau.

La largeur des emprises utilisées pour la construction des latéraux varierait de 18 à 27 m, selon le diamètre de la conduite posée, mais l'emprise permanente ne dépasserait pas 18 m, comme l'indique le tableau 4-2.

**Tableau 4-2**  
**Configurations types des emprises**

| <b>Dimension de la conduite (mm)</b> | <b>Emprise de construction (m)</b> | <b>Emprise permanente (m)</b> | <b>Aire de travail temporaire (m)</b> | <b>Aire de travail additionnelle aux croisements de routes *</b><br><b>(m)</b> |
|--------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|--|
| 660 à 1076                           | 32                                 | 18                            | 14                                    | 10 sur 30  |
| 457 à 610                            | 27                                 | 18                            | 9                                     | 10 sur 30  |
| 273 à 406                            | 23                                 | 18                            | 5                                     | 10 sur 25  |
| 114 à 219                            | 18                                 | 18                            | 0                                     | 5 sur 20   |

\* Les quatre blocs d'aire de travail temporaire additionnelle se trouveraient le long des deux bords de l'emprise, de part et d'autre de la route traversée. La largeur de 10 m peut être ramenée à 5 m lorsque l'aire de travail rencontre une autre servitude permanente.

Les vannes de sectionnement le long de la canalisation principale seraient placées à environ 32 km d'intervalle. Aux emplacements des vannes de la canalisation principale, Alliance obtiendrait un bail de surface pour un site clôturé de 18 m sur 30 m.

Pour les stations de compression, Alliance acquerrait en fief simple des sites d'environ 8 ha et 1 ha, respectivement, pour les stations de compression de la canalisation principale et les stations de compression le long des latéraux. Dans le cas des stations de compression à une seule unité, la superficie clôturée serait d'approximativement 2,5 ha s'il n'y a pas d'installations pour racleurs et d'environ 3,3 ha s'il y en a. La superficie clôturée dans le cas de la station de compression Windfall, comprenant plusieurs unités, serait de 5 ha. Alliance a également souligné qu'elle tenterait d'acquérir les sites de huit stations de compression prévues dans ses plans d'agrandissement, bien que celles-ci ne fassent pas partie des installations visées par la demande. Les installations aménagées sur ces sites ressembleraient aux autres vannes de sectionnement de la canalisation principale, à cela près qu'elles seraient équipées de vannes latérales pour les futures stations de compression. Les sites des stations de

comptage couvriraient environ un quart d'hectare. Il faudrait des terrains additionnels pour l'aménagement de chemins d'accès et de lignes de transport d'électricité, comme c'est exposé dans la demande.

Alliance s'est engagée à rencontrer tous les occupants de terres de l'État ou de fonds francs pour obtenir leur consentement par écrit, ainsi qu'à obtenir les consentements et cessions de terrains requis de la part des détenteurs de permis d'exploitation de zones de gestion forestière et de permis de coupe de conifères et de caducifoliés.

Alliance a souligné qu'elle a identifié toutes les revendications territoriales en cours et à venir au moyen de consultations avec les Premières nations et que les servitudes ou intérêts fonciers de surface qu'il lui faudrait acquérir seraient négociés avec les Premières nations intéressées et les autorités gouvernementales compétentes. Le tracé proposé de la canalisation principale traverserait deux régions faisant l'objet d'une revendication territoriale, soit les terres de revendication territoriale de la Première nation d'Alexander près de Fox Creek (de BK 403 à BK 405 environ), et les terres de revendication territoriale de la Première nation d'Alexis (de BK 463 à BK 467 environ).

Alliance a indiqué qu'elle avait approché les propriétaires de pipelines adjacents à sa canalisation principale pour demander la permission d'utiliser une partie des emprises contiguës comme aire de travail temporaire et qu'elle a l'intention de recourir au partage de l'espace de travail dans tous les cas où on y consent. Au 15 décembre 1997, Alliance avait obtenu l'autorisation d'utiliser l'espace de travail d'emprises établies sur quelque 176 km de la canalisation principale. Elle a indiqué qu'elle réunissait de l'information sur les emprises longeant les latéraux et qu'elle présenterait des demandes officielles à leurs propriétaires afin d'en utiliser une partie comme aire de travail temporaire. Les renseignements sur les ententes ou les négociations touchant le partage de l'espace de travail le long des latéraux seront communiqués à l'Office avant la construction.

Alliance a indiqué que la signification des avis aux termes de l'article 87 de la Loi sur l'ONÉ est en cours et qu'au 17 novembre 1997, le programme d'acquisition des terrains de la canalisation principale était achevé à 80 p.100, et le programme d'acquisition pour les latéraux, à 35 p. 100.

Alliance a souligné que ses préposés aux questions foncières seraient sur place pendant les étapes de construction et de remise en état, et qu'ils assureraient la liaison entre les employés et entrepreneurs d'Alliance et les propriétaires fonciers pour régler toutes questions qui pourraient surgir, par exemple, préoccupations concernant l'emprise, perturbation des activités agricoles ou d'élevage.

#### **4.2.4 Zone de sécurité**

L'article 112 de la Loi sur l'ONÉ régit la construction d'installations au-dessus, au-dessous ou le long d'un pipeline, y compris l'exécution de travaux d'excavation avec de l'équipement motorisé ou des explosifs, dans un périmètre de 30 m de l'emprise d'un pipeline.

Alliance a renseigné les personnes intéressées sur les dispositions de l'article 112 de la Loi sur l'ONÉ en leur fournissant les publications de l'Office intitulées *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline*,

*Bulletin d'information n° 13 - La réglementation des pipelines : aperçu pour les propriétaires fonciers et les locataires, et Pipelines : Guide à l'intention des propriétaires et des locataires.*

Alliance a précisé qu'afin de garantir la sécurité du public et la protection du pipeline, elle signifierait la publication de l'Office intitulée *Travaux d'excavation et de construction près des pipelines* à tous les propriétaires fonciers, particuliers ou compagnies qui détiennent un droit grevant le titre de propriété de terrains situés dans un périmètre de 30 m du pipeline.

#### **4.2.5 Préoccupations des propriétaires fonciers**

Outre les sujets de préoccupation relevés dans la demande d'Alliance, plusieurs propriétaires fonciers, pendant leur participation à l'audience ou au moyen de lettres de commentaires, ont soulevé des inquiétudes au sujet du pipeline projeté, notamment aux points de vue suivants : (i) sécurité; (ii) cessation d'exploitation; (iii) tracé du pipeline; (iv) perte de végétation et d'habitat faunique; (v) incidence sur l'utilisation et la jouissance des terres; (vi) effets possibles sur les récoltes de la chaleur dégagée par le pipeline; et (vii) visibilité des stations de compression. Ces questions sont abordées dans les pages subséquentes des présents Motifs de décision ainsi que dans le RÉA.

Alliance a indiqué que, dans le cadre de son programme continu de participation publique, elle poursuit les entretiens avec les propriétaires fonciers sur des questions telles que les possibilités d'améliorer l'habitat de la faune sur chaque site particulier. La compagnie a souligné que, si un propriétaire foncier lui fait part d'une inquiétude, sa politique consiste à rechercher avec lui une solution mutuellement satisfaisante. Les solutions seraient consignées par écrit et, selon la nature des mesures définies, elles seraient incorporées dans la liste des tâches de construction. Le gestionnaire des terres d'Alliance s'occuperait des préoccupations des propriétaires fonciers. Alliance a indiqué qu'elle n'avait convenu jusqu'à présent d'aucune disposition en sus des mesures d'atténuation définies dans sa demande, dans ses compléments d'information et dans ses réponses aux demandes de renseignements visant à régler des préoccupations concernant la faune ou la végétation.

M Carter a assisté à l'instance GH-3-97 au nom de clients qui sont propriétaires fonciers dans le comté de Grande Prairie et le district municipal de Greenview, en Alberta. Au cours de l'échange de mémoires et d'information qui a précédé l'audience orale, ainsi qu'en contre-interrogatoire pendant l'audience, M Carter a examiné à fond les questions qui préoccupaient ses clients.

Pendant l'audience, M Carter a demandé si Alliance s'engagerait à exécuter les travaux de construction durant l'été si tel était le calendrier de construction communiqué aux propriétaires fonciers. Alliance a indiqué que le programme de construction qu'elle a présenté aux propriétaires fonciers ne comprend pas de travaux de construction d'hiver, précisant qu'elle entendait par travaux d'hiver, ceux qui ne sont entamés qu'une fois le sol gelé. Alliance a soutenu que les équipes des entrepreneurs seraient obligées de quitter les tronçons de construction réalisés durant l'été pour s'attaquer aux travaux prévus pour l'hiver. Elle a ajouté qu'advenant qu'elle modifie le programme dont elle a convenu avec les propriétaires fonciers, elle ferait le nécessaire pour leur communiquer les changements et pour cerner et résoudre leurs préoccupations d'une manière convenable.

M Carter a fait valoir qu'Alliance avait indiqué aux propriétaires fonciers que sa démarche et ses méthodes sont basées en grande partie sur ce que d'autres compagnies pipelinières ont fait par le passé. En contre-interrogatoire, M Carter a questionné Alliance sur l'effet que la machinerie lourde utilisée durant la construction pourrait avoir sur la couche de terre végétale. Il a été confirmé également que la machinerie lourde circulerait sur l'aire de travail temporaire de 14 m contiguë à l'emprise permanente. M Carter a posé la question de savoir si le fait de traiter cette bande de 14 m comme aire de travail temporaire était conforme aux pratiques de l'industrie, notamment à celles de NGIL.

Alliance a répondu qu'elle croyait savoir que la politique de NGIL consistait à obtenir une servitude permanente à l'égard de l'emprise toute entière, y compris toute l'aire de travail. Elle a fait valoir, cependant, que cette pratique de NGIL ne constituait pas pour autant une pratique de l'industrie.

Alliance a soutenu que les négociations concernant l'espace de travail temporaire donnent lieu à une entente contractuelle d'une durée déterminée conclue entre elle et le propriétaire foncier, et qu'Alliance ne détient aucun droit permanent sur le terrain en question. Par conséquent, selon Alliance, il s'agit simplement d'une entente contractuelle, pas de l'acquisition de terrains. Alliance a ajouté que les effets des activités menées sur l'aire de travail temporaire seront traités, pour ce qui est de la remise en état et de l'indemnisation pour pertes ou inconvénients, de la même façon que pour l'emprise permanente.

### *Opinion de l'Office*

L'Office constate que bien qu'il ait participé à l'audience jusqu'à l'étape du contre-interrogatoire, inclusivement, M Carter n'a pas présenté de plaidoirie finale. L'Office n'a donc pas reçu ses observations concernant la preuve produite. Pour ce qui est de mener des travaux de construction en hiver dans des régions où Alliance a indiqué aux propriétaires fonciers que la construction se ferait durant l'été, l'Office accepte l'engagement qu'Alliance a pris de consulter les propriétaires au cas où elle réviserait son calendrier de construction. L'Office prend au sérieux les affirmations et les engagements des compagnies pipelinières à l'endroit des propriétaires fonciers. Ainsi, il s'attend à ce qu'Alliance, avenant qu'elle propose de modifier son calendrier de construction, veille dans le cadre de son programme continu de consultation publique à informer l'Office de toutes préoccupations soulevées et des mesures qu'elles prendraient pour y répondre.

En l'absence de toute plaidoirie, l'Office présume qu'aucune des parties ne s'oppose à la proposition d'Alliance de ne conserver comme emprise permanente qu'une partie de l'aire requise pour les travaux de construction. L'Office juge que même si l'utilisation combinée d'un espace de travail temporaire et d'une emprise permanente, comme le propose Alliance, n'est pas conforme à la politique de NGIL, M. Carter n'a pas fait la preuve que cette solution est contraire aux pratiques de l'industrie, ou qu'elle est contre-indiquée.

En raison des effets possibles sur les propriétaires fonciers et l'environnement, la superficie de terrain nécessaire pour la construction d'un pipeline est une question qui

préoccupe l'Office. Ce dernier a étudié les besoins en terrains qu'Alliance a présentés relativement à l'emprise permanente et à l'aire de travail temporaire, et estime que ces besoins sont raisonnables et justifiés.

L'Office est satisfait de l'emplacement général proposé pour le pipeline d'Alliance. Sous ce rapport, Cochin ne l'a pas convaincu que le nombre de croisements de son réseau devrait l'emporter sur les autres critères suivant lesquels Alliance a choisi cet emplacement général. Pour ce qui concerne les croisements d'installations de service public, les questions propres à chaque site seront traitées de la manière indiquée à section 5.2.

L'Office a examiné la demande d'Alliance voulant qu'il autorise un couloir de 800 m, mais estime qu'approuver ce couloir serait s'écarter du tracé spécifique communiqué aux propriétaires fonciers, sans compter que les études menées à l'égard du projet ne corroborent pas cette demande.

Il est possible que des modifications au tracé soient envisagées avant la construction pour tenir compte de faits nouveaux, p. ex. les résultats d'études préalables à la construction visant à relever les espèces fauniques ou les espèces végétales rares ou uniques. Le fait de présenter les changements de tracé connus, avant l'étape de l'approbation du tracé détaillé, éliminera les risques de confusion chez les parties. Ainsi, l'Office estime que tout certificat délivré à l'égard du projet devrait renfermer comme condition l'obligation de faire approuver de tels changements par rapport au tracé particulier défini avant le dépôt des plans, profils et livres de renvoi aux termes de l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ.

Compte tenu de l'envergure du projet, et de la diversité des conditions rencontrées, l'Office juge que la condition qui précède devrait s'appliquer à toutes les modifications apportées au tracé, pas seulement celles de plus de 50 m

## Chapitre 5

# Questions techniques et de sécurité

---

### 5.1 Généralités

#### 5.1.1 Règlements et normes

Le projet a été planifié de manière à ce que la conception, la construction et l'exploitation soient conformes au *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office, à la dernière édition de la norme CSA Z662 intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* («CSA Z662-96» ou la «norme») et à tous les codes, normes, spécifications applicables qui sont incorporés par renvoi dans cette norme. Le cas échéant, Alliance se conformera aussi à tous les autres codes et règlements fédéraux, provinciaux et municipaux.

#### 5.1.2 Aspects uniques de la conception

Le pipeline ferait appel à la technologie de transport à haute pression et permettrait de transporter des mélanges de gaz naturel riche. Comme l'expose l'annexe I, la plus grande partie du réseau est conçue pour fonctionner à des pressions allant jusqu'à 12 000 kPa (1 740 lb/po<sup>2</sup>). En termes de composition gazeuse, la conception est basée sur un mélange de gaz naturel riche ultime ayant une teneur en liquides de 19,6 % et un pouvoir calorifique brut de 44,3 MJ/m<sup>3</sup> (1 188 Btu/pi<sup>3</sup>).

Cette combinaison unique de pression et de composition gazeuse ferait en sorte que le produit transporté, que l'on appelle gaz en phase quasi-liquide, serait plus dense. En augmentant la densité, Alliance réduirait la vitesse de l'écoulement du gaz dans le pipeline. Puisque les pertes de charge par frottement entre les stations de compression sont proportionnelles au carré de la vitesse du gaz, la densité du gaz permettrait aussi de réduire la chute de pression, les exigences de compression et l'usage de gaz combustible associé. Alliance serait aussi en mesure d'utiliser un pipeline de plus petit diamètre, puisque le mélange en phase quasi-liquide occupe un volume proportionnellement plus petit que les mélanges de gaz naturel plus classiques, ce qui se traduirait par des coûts en capital et des besoins d'énergie moins élevés.

#### 5.1.3 Considérations d'exploitation

##### 5.1.3.1 Détection des fuites

Alliance a aussi indiqué qu'elle allait employer un programme de détection des fuites à la fine pointe de la technologie afin de réduire les risques associés aux fuites. Le programme de détection des fuites comprendrait du matériel d'acquisition de données et de commande (SCADA), un programme de modélisation en temps réel (MTR) et des patrouilles de surveillance des canalisations.

En ce qui concerne les composants des systèmes SCADA et MTR du programme de détection des fuites, Alliance a affirmé que son réseau est unique en ce sens que chaque vanne de canalisation

principale et chaque station de compression seraient dotées de dispositifs de contrôle de la température et de la pression. La compagnie a aussi l'intention de mesurer l'écoulement à tous les points de réception à l'aide de débitmètres à orifice. Les données seraient communiquées au centre de commande par le biais du SCADA et continuellement contrôlées et analysées.

Alliance a souligné que son système de détection des fuites est basé sur le bilan de masse et sur la modélisation transitoire. Le système de détection des fuites recueillerait toutes les données transmises par les indicateurs de pression, les indicateurs de température et les débitmètres, et les introduirait dans un logiciel qui effectuerait les calculs à toutes les unes à dix minutes, afin de déterminer quels étaient le volume d'écoulement réel et l'état du produit au moment où les données ont été prises. Les données seraient ensuite comparées aux calculs précédents et toute différence serait évaluée pour déterminer si une fuite s'est produite.

Alliance a soumis que son système de détection des fuites serait en mesure de détecter une fuite de  $566 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) en moins d'une journée et une fuite de  $2,83 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $100 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) en une heure environ. Une fuite de  $2,83 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$  représenterait une entaille dans la conduite d'environ 50 mm (2 po) de diamètre, ce qui est en dessous de la taille de défaut critique qui pourrait amorcer une rupture.

Alliance a aussi indiqué qu'elle avait l'intention d'effectuer des patrouilles aériennes mensuelles du pipeline. Des patrouilles terrestres équipées d'instruments traditionnels de détection de gaz effectueraient une inspection annuelle de toute la canalisation principale et des canalisations latérales.

### **5.1.3.2 Prévention du passage à la phase liquide**

Alliance a indiqué qu'elle utiliserait une modélisation à la fine pointe de la technologie et toute une gamme de capteurs SCADA pour faire en sorte que son réseau ne passe pas à l'écoulement biphasé. Entre autres, l'écoulement biphasé aurait une incidence sur le fonctionnement des compresseurs en plus de compromettre le système de détection des fuites en donnant des relevés de compteur erronés.

La compagnie a indiqué que son système SCADA aurait la capacité de prédire toute approche du point de rosée et, le cas échéant, de déclencher une alarme qui mettrait alors en action un dispositif d'arrêt de l'écoulement avant que le réseau ne passe à l'écoulement biphasé.

Alliance a soutenu que même le mélange gazeux le plus riche pourrait être maintenu hors de la zone d'écoulement biphasé dans la canalisation principale. Alliance a néanmoins confirmé qu'un récupérateur de bouchons serait installé à l'extrémité aval de la canalisation principale de 1 067 mm. Ce récupérateur de bouchons constituerait une solution d'urgence au cas où du liquide en provenance d'une usine de traitement du gaz située en amont échapperait d'une manière ou d'une autre au contrôle de la qualité de l'usine et des points de réception d'Alliance.

### **5.1.3.3 Inspection interne du réseau**

Alliance a indiqué qu'elle comptait utiliser les méthodes d'inspection les plus récentes, y compris des outils d'inspection interne d'avant-garde, pour assurer l'intégrité du pipeline.

La compagnie a indiqué que toute la canalisation principale et toutes les canalisations latérales seraient conçues pour permettre le passage des outils d'inspection interne. La chose serait facilitée par l'utilisation de vannes à passage direct et de dispositifs permanents et transportables de lancement et de réception de racleurs. Alliance prévoit utiliser des outils de détection de fuite de flux magnétique et des outils aux ultrasons pour inspecter la canalisation principale. Elle a aussi déclaré que chaque tronçon du pipeline serait inspecté à tous les cinq ans. Une base de données de référence serait établie pendant les quatre premières années d'exploitation à l'aide des outils de détection de fuite de flux magnétique, et les vérifications subséquentes seraient faites soit à l'outil de détection de fuite de flux magnétique, soit à l'outil aux ultrasons.

Alliance a estimé que le matériel d'inspection interne améliorerait la sécurité du pipeline, puisque les défauts pourraient être découverts avant de progresser à l'étape critique. Elle a soutenu que l'utilisation de toutes les ressources des programmes d'inspection interne et externe ferait en sorte que le pipeline dépasserait les normes de l'industrie.

## 5.2 Croisements d'installations de service public

La construction du pipeline d'Alliance donnerait lieu au croisement d'une foule d'installations de service public, y compris des routes, des chemins de fer, des voies navigables, des lignes téléphoniques souterraines, des lignes électriques et d'autres canalisations. Comme le mentionne la section 4.2.1, l'un des services publics que le pipeline d'Alliance doit traverser est le pipeline Cochin, qui relève aussi de la compétence de l'Office.

Comme nous l'avons vu dans la section 4.2.1, Cochin a exprimé certaines inquiétudes à l'égard du nombre de croisements de son réseau. Cochin a aussi demandé qu'à chaque croisement de son pipeline, Alliance soit tenue (i) de franchir l'emprise de Cochin à un angle qui n'est pas inférieur à 70 degrés, (ii) d'utiliser un tube à paroi plus épaisse à 200 m et moins de chaque côté du croisement, (iii) de poser des dispositifs antifissures avant et après chaque croisement et (iv) d'installer son pipeline sous celui de Cochin en maintenant une distance d'au moins 30 cm (12 po).

Alliance estimait que cette série de mesures, qu'elle a qualifiée de singulières, n'était pas justifiée. En ce qui concerne l'angle de croisement, Alliance a indiqué que, dans l'industrie, l'usage veut que les croisements se fassent selon l'angle d'approche de la canalisation et qu'il n'est pas nécessaire de croiser un pipeline à un angle supérieur à 45 degrés. En outre, Alliance soutient que croiser une canalisation à un angle plus élevé se traduirait par l'introduction d'une courbe très prononcée qui pourrait nuire aux capacités hydrauliques du pipeline.

Cochin a aussi indiqué que la mise en application de l'accord sur le croisement d'installations de l'ACPP n'apaiserait pas ses craintes.<sup>1</sup> Tout en reconnaissant que l'application de l'accord est très répandue dans l'industrie, Cochin a indiqué que les dispositions du document sont subordonnées à des conditions qui doivent être convenues par entente mutuelle, mais qu'un grand nombre des questions

---

<sup>1</sup> En juin 1993, le conseil des gouverneurs de l'ACPP a approuvé l'accord universel sur le croisement d'installations qui a été élaboré par l'Association pétrolière du Canada en 1990 pour simplifier le traitement des accords fédéraux et provinciaux en matière de croisement.

fondamentales en litige entre Cochin et Alliance n'ont pas encore été réglées. Cochin a ajouté que, sans indemnité appropriée et sans entente sur la couverture des frais, elle ne donnerait pas son accord au croisement de son pipeline par le pipeline d'Alliance. Alliance a indiqué que l'accord sur le croisement d'installations de l'ACPP était justement conçu pour éviter les litiges et les poursuites. Alliance a aussi indiqué qu'elle utiliserait les pratiques courantes de l'industrie en ce qui concerne les croisements, l'emplacement des installations de surface et l'indemnisation financière des sociétés dont elle croiserait les réseaux.

Aucun autre propriétaire de service public n'a fait d'observations sur la question des croisements au cours de l'instance GH-3-97.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est d'avis qu'Alliance pourrait encore être en mesure d'en venir à une entente avec les propriétaires des services publics dont elle doit croiser les installations et qu'on devrait, à tout le moins, lui donner la chance d'en venir à de telles ententes. En conséquence, conformément à l'article 108(5.1) de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a décidé de dispenser Alliance de l'obligation d'obtenir la permission de croiser d'autres installations de service public, à l'exception des voies navigables et des voies ferrées<sup>1</sup>, pourvu que (i) une entente de croisement écrite soit intervenue entre Alliance et le propriétaire du service public concernant la construction dudit croisement et (ii) que ledit croisement soit construit en conformité avec les exigences de la norme CSA Z662-96. Si Alliance est incapable de conclure des ententes avec les services publics dont elle aurait à croiser les installations, elle pourra déposer une demande auprès de l'Office, aux termes de l'article 108 et de toutes les autres dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ, pour solliciter l'autorisation de croiser une installation de service public.

## **5.3 Prévention et contrôle des ruptures**

### **5.3.1 Vue d'ensemble de la conception**

La sécurité et l'intégrité d'exploitation des pipelines de transport du gaz naturel sont des objectifs importants. La réalisation de ces objectifs dépend de la planification, du contrôle et de la surveillance d'un nombre important d'éléments qui contribuent tous à l'intégrité globale du réseau pipelinier. Les éléments qui ont une incidence sur l'intégrité globale du pipeline sont : la conception du réseau, les caractéristiques des matériaux, le transport et la maintenance des tubes, la construction et l'inspection du pipeline, les essais d'avant mise en service, les pratiques d'exploitation et les pratiques d'entretien. Plusieurs de ces éléments jouent un rôle important dans la prévention et le contrôle des ruptures.

La tolérance d'un tube à l'amorçage de ruptures est la mesure de la résistance de la paroi du tube à la pénétration par une rupture ou autre défaut. La tolérance à l'amorçage de ruptures est aussi une mesure

---

<sup>1</sup> Le croisement des voies navigables et des voies ferrées est administré par des autorités publiques autre que l'Office.

de la résistance à la rupture du tube une fois qu'un défaut a pénétré la paroi. La résistance à l'amorçage des ruptures est donc la première ligne de défense et l'élément clé du plan de prévention et de contrôle des ruptures. La résistance à la propagation des ruptures détermine la distance à laquelle la rupture s'arrêtera. Le contrôle de la propagation des ruptures est une deuxième ligne de défense parce qu'à chaque fois qu'un défaut transperce la paroi, il y a risque pour la sécurité publique, la propriété et l'environnement.

L'amorçage des ruptures dépend : (i) de la résistance à la formation des ruptures de l'acier, (ii) du diamètre, de l'épaisseur de la paroi et de la ténacité des matériaux, (iii) de la taille du défaut et (iv) des contraintes agissant perpendiculairement au défaut. La propagation des ruptures, par contre, dépend : (i) de la résistance à la propagation des ruptures de l'acier, (ii) du taux de décompression du gaz dans le pipeline ; (iii) de la température de service par rapport à la température de transition entre les phases fragile et ductile de l'acier (qui dicte à son tour la ductilité et la vitesse de la rupture) et (iv) de l'état du remblayage.

Idéalement, l'objectif de tout plan de prévention et de contrôle des ruptures devrait être de prévoir l'emploi de tubes et des paramètres d'exploitation qui élimineraient tout risque de fuites dans le pipeline, quels que soient la taille et le type du défaut. Mais cet idéal est impossible à réaliser parce que, quelle que soit la ténacité, il y a toujours un défaut qui peut faire rompre le tube. À ce titre, un plan de prévention et de contrôle des ruptures doit équilibrer de façon conservatrice la résistance à l'amorçage et à la propagation des ruptures.

### **5.3.2 Le contexte Alliance**

Dans sa demande, Alliance n'avait proposé que des moyens généraux pour la prévention et le contrôle des ruptures. Après que TCPL Foothills et ont déposé des dossiers techniques exhaustifs sur le sujet, Alliance a réagi en soumettant des éléments de preuve additionnels. La clé de leur soumission a été un rapport daté de 1998 et intitulé « *The Alliance Fracture Prevention and Control Program* » (Programme de prévention et de contrôle des ruptures d'Alliance) qui incorporait des rapports par Clearstone Engineering, par R.J. Eiber Consultant Inc. et par le D<sup>r</sup> B.N. Leis du Battelle Memorial Institute.

Le pipeline proposé par Alliance approche les limites de la technologie moderne en raison d'une combinaison unique de pression maximale de service (PMS), de température de service, de taille de canalisation et de composition gazeuse. Le tableau 5-1 donne les paramètres de conception de la canalisation principale.

Le reste de la section 5.3 porte sur le fondement et les particularités du plan de prévention et de contrôle des ruptures d'Alliance et sur les questions soulevées à cet égard.

**Tableau 5-1**  
**Paramètres de conception de la canalisation principale d'Alliance**

|  |                                       |  |
|--|---------------------------------------|--|
| Diamètre                                 | 1 067 mm (42 po)                      | 914 mm (36 po)                         |
| Épaisseur de paroi                       | 11,4 mm (0,450 po)                    | 14,2 mm (0,560 po)                     |
| Nuance du tube                           | 483 (X70)                             | 483 (X70)                              |
| Procédé de fabrication des tubes         | hélicoïdal et U&O                     | hélicoïdal et U&O                      |
| Pression maximale de service             | 8 275 kPa (1 200 lb/po <sup>2</sup> ) | 12 000 kPa (1 740 lb/po <sup>2</sup> ) |
| Contrainte maximale, % de la LEMS        | 80                                    | 80                                     |
| Température minimale de conception       | -5 °C (23 °F)                         | -5 °C (23 °F)                          |
| Température minimale de service à la PMS | 4 °C (39 °F)                          | 24 °C (75 °F)                          |

### 5.3.3 Application des exigences de la norme CSA Z662

L'article 10 du *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office prévoit ce qui suit :

*(1) Un plan de contrôle des ruptures doit être soumis à l'Office pour approbation, avant la construction d'un pipeline qui :*

- a) soit est destiné au transport d'hydrocarbures gazeux ;*
- b) soit doit être mis à l'essai au moyen d'un fluide à l'état gazeux.*

*(2) L'Office approuve le plan de contrôle des ruptures visé au paragraphe (1) si celui-ci prévoit un niveau de la sécurité au moins équivalent à celui qu'offrent généralement les normes CSA.*

Concernant le paragraphe 10(2) du *Règlement sur les pipelines terrestres*, la disposition sur les matériaux de la CSA Z662-96 prescrit les exigences de ténacité de l'acier des tubes et fait explicitement remarquer que ces exigences sont destinées à procurer une certaine protection tant contre l'amorçage des ruptures que contre la propagation des ruptures.<sup>1</sup> On y trouve aussi des instructions

---

<sup>1</sup> Voir l'article 5.2.2 de la CSA Z662-96 sur les «Propriétés de ténacité requises - tubes».

précises sur la détermination de la température minimale de conception aux fins des exigences de ténacité.<sup>1</sup>

Les exigences de ténacité liées à la capacité de résister à l'amorçage des ruptures ne s'appliquent pas, techniquement, au pipeline d'Alliance puisque les paramètres de conception dépassent les limites de la disposition applicable de la norme.<sup>2</sup> Qui est plus, alors que la norme prescrit clairement des mesures de conception supplémentaires pour assurer un bon contrôle de la propagation des ruptures (comme l'utilisation d'un tube d'une plus grande ténacité ou de dispositifs antifissures spécialement conçus), la formule servant de guide pour estimer les valeurs de la ténacité d'arrêt des ruptures ne peut s'appliquer à la conception d'Alliance.<sup>3</sup>

Par conséquent, il faudra adopter des principes d'ingénierie et des méthodes de mécanique des ruptures qui permettent d'obtenir une conception conservatrice qui satisfait aux visées de la norme.

Les exigences de la norme sont claires en ce sens que si la force d'entraînement des ruptures est au-dessus de certaines limites (seuils de contrainte et limite de pression prescrits par la CSA Z662-96), le pipeline doit être conçu pour assurer le contrôle de la propagation des ruptures. La norme ne permet pas un contrôle réduit de la propagation des ruptures dans le cas où un niveau élevé de résistance à l'amorçage des ruptures serait atteint.

### *Opinion de l'Office*

L'Office constate qu'Alliance accepte la pertinence de la norme CSA Z662 pour ce qui est de la conception de la partie canadienne de son réseau pipelinier. L'Office

---

<sup>1</sup> L'article 5.2.1.2 de la CSA Z662-96 se lit comme suit : *La température minimale de calcul aux fins des exigences de la ténacité doit être considérée comme égale ou inférieure à la température du métal la plus basse prévue au cours des essais de pression et en exploitation, si la contrainte transversale du tube est supérieure à 50 MPa, en tenant compte des données historiques de température, de la température minimale possible du fluide et des effets possibles des températures de l'air et du sol les plus basses.*

<sup>2</sup> La deuxième note de l'article 5.2.2.2 de la CSA Z662-96 indique que «les valeurs d'énergie minimale absorbée spécifiées supérieures à celles exigées au tableau 5.1 [de la norme, qui est référée en relation à la résistance à l'initiation des ruptures] devraient être prises en compte pour les canalisations dont les contraintes de charge calculées des tubes sont supérieures à 72 % de la LEMS et dont l'épaisseur de paroi est supérieure à 12,7 mm». La conception d'Alliance dépasse les deux limites pour les tubes des emplacements de classe 1.

<sup>3</sup> L'article 5.2.2.3 de la norme CSA Z662-96 se lit comme suit : *Si la contrainte de charge de calcul pour une canalisation de gaz, ou, le cas échéant, la contrainte transversale engendrée par un agent gazeux utilisé pour les essais de pression est supérieure à la valeur de seuil de contrainte des tubes donnée au tableau 5.2, on doit utiliser des tubes de catégorie II et tenir compte des mesures de conception supplémentaires qui peuvent être nécessaires pour assurer un bon contrôle de la propagation des ruptures. Ces mesures peuvent comprendre l'utilisation de tubes de catégorie II de valeurs d'énergie absorbée supérieures ou l'utilisation de dispositifs antifissures spécialement conçus à cette fin.* Les seuils de contrainte donnés au tableau 5.2 sont de 240 MPa pour un tube de 914 mm de diamètre et de 225 MPa pour un tube de 1 067 mm de diamètre. En utilisant un tube ayant 80 % de la LEMS sur la canalisation principale, Alliance dépasse largement ces seuils (pour un tube de nuance 483, 80 % de la LEMS équivaut à 386 MPa). La formule donnée à la note de la disposition 5.2.2.3 pour évaluer la ténacité d'arrêt des ruptures n'est cependant pas valide pour les pipelines dont la pression excède 8 000 kPa. De plus, la formule concerne les pipelines enfouis transportant des gaz de décompression en phase simple; dans le cas d'Alliance, il y a décompression en phase double en raison de la richesse du gaz.

reconnait que la complexité du plan de prévention et de contrôle des ruptures d'Alliance découle du fait qu'il n'y a pas d'exigences explicites dans la norme concernant certains des paramètres de conception ; la norme exige plutôt que l'on prenne des mesures de conception supplémentaires pour assurer un bon contrôle des ruptures. Ces mesures doivent être basées sur des bons principes d'ingénierie. L'Office reconnaît que les moyens pris pour en arriver à un plan de prévention et de contrôle des ruptures conservateur qui satisferait aux visées de la norme peuvent varier même parmi les experts reconnus.

De l'avis de l'Office, même si la norme CSA Z662-96 ne prévoit pas d'exigences explicites qui pourraient être appliquées aux paramètres de conception du pipeline d'Alliance, il incombe à la compagnie de démontrer qu'en cas de rupture, la conception du pipeline satisfait aux visées de la norme en assurant le degré de sécurité et d'intégrité requis. Cette obligation est renforcée par la préface de la norme.<sup>1</sup>

### 5.3.4 Température minimale de calcul

Alliance a élaboré un plan de prévention et de contrôle des ruptures basé sur une température minimale de conception («TMC») de -5 °C. La TMC est la température spécifiée pour l'essai de résilience Charpy («essai Charpy») et l'essai de déchirure par chute de masse («EDCM»).

Pour déterminer la TMC, Alliance a consulté des données de température prélevées par Environnement Canada depuis 1964 à divers endroits propices le long du pipeline. Ces données ont révélé que la plus basse température quotidienne à une profondeur de 150 cm n'est jamais inférieure à -5 °C en quelque endroit que ce soit du tracé<sup>2</sup>. La compagnie a aussi fourni, pour chaque endroit, la température moyenne quotidienne à une profondeur de 150 cm, dans les sept jours entourant la journée où la température la plus basse a été relevée.

TCPL a fait valoir que la TMC choisie de -5 °C n'est pas suffisamment basse. TCPL a présenté des preuves qui indiquent que les températures minimales quotidiennes du sol à une profondeur de 1 m peuvent descendre jusqu'à -6,7 °C pendant les mois d'hiver, selon des relevés pris à Outlook (Saskatchewan) en 1975. La température moyenne pendant le mois où la température minimale a été enregistrée était de -6,09 °C.

Alliance a soutenu que son pipeline sera installé au fond d'une tranchée d'environ 2 m de profondeur et qu'une température de -6,7 °C relevée une fois en vingt ans à une profondeur de 1 m n'est pas pertinente.

---

<sup>1</sup> La préface de la norme CSA Z662-96 se lit, en partie, comme suit : *Les exigences relatives aux conditions anormales ou inusitées ne sont pas spécifiées explicitement, pas plus que ne le sont les détails techniques ou de construction. Toutefois, il est évident que les travaux visés par cette norme doivent être conçus de façon à assurer au moins le degré de sécurité exigé ou sous-entendu.*

<sup>2</sup> La température la plus basse mesurée, -4 °C, a été relevée à Ellerslie (Alberta), en février 1980.

### *Opinion de l'Office*

De l'avis de l'Office, Alliance a démontré de façon satisfaisante que  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  est une TMC acceptable pour le pipeline, à condition que la profondeur minimale à mi-tube soit de 150 cm. Il incombe à Alliance de faire en sorte que cette profondeur minimale à mi-tube soit respectée.

#### **5.3.5 Contrôle de l'amorçage des ruptures**

Le plan de contrôle de l'amorçage des ruptures a pour objet d'assurer qu'un pipeline puisse tolérer tous les genres de défauts qui peuvent être introduits lors de la fabrication ou se développer en service. Il peut s'agir de défauts mécaniques, de défauts partiels ou entiers de la paroi ou de perforations.

Lorsqu'on conçoit un plan de prévention contre l'amorçage des ruptures, la première préoccupation doit être de définir des propriétés de ténacité du matériau de la conduite qui pourraient tolérer des défauts axiaux dont la taille peut donner lieu à des contraintes transversales (qui sont typiquement les contraintes prédominantes), c'est-à-dire de spécifier la ténacité requise de l'acier pour prévenir l'amorçage de ruptures à la TMC.

La ténacité à l'amorçage de ruptures dépend de la température. Pour empêcher la rupture fragile du pipeline, la température minimale de service doit être au-dessus de la température de transition de l'amorçage des ruptures. Alliance peut respecter cette exigence en faisant en sorte que la moyenne des essais «toutes coulées» donne des faciès de rupture par cisaillement d'au moins 85 % de la section totale à la TMC.

Puisque la résistance requise à la propagation des ruptures est plus élevée que la valeur de la ténacité qui serait obtenue par essai Charpy à partir du critère d'amorçage des ruptures, Alliance a, pour ses calculs de prévention de l'amorçage des ruptures, utilisé les valeurs d'énergie obtenues par essai Charpy pour le contrôle de la propagation des ruptures. Pour un tube de 914 mm de diamètre, Alliance a utilisé une ténacité moyenne «toutes coulées» de 195 J, avec une moyenne de ténacité minimale de 136 J par coulée individuelle. Pour un tube de 1 067 mm de diamètre, Alliance a utilisé une ténacité moyenne «toutes coulées» de 215 J, avec une moyenne de ténacité minimale de 160 J par coulée individuelle. La taille maximale tolérée des défauts traversant complètement la paroi est de 147 mm (5,8 po) pour les canalisations de 914 mm et de 155 mm (6,1 po) pour les canalisations de 1 067 mm. Alliance a aussi fait remarquer que les tubes de 914 et de 1 067 mm de diamètre peuvent tolérer (i) des entailles d'une longueur de 247 et 290 mm (9,7 po et 11,4 po) respectivement sur une profondeur de 10 % de l'épaisseur de la paroi et (ii) des bosselures sur 10 % du diamètre du tube.

Alliance a mentionné que la résistance aux perforations d'un pipeline à la suite de charges essentiellement statiques, comme un coup de dent de godet d'une pelle excavatrice, est proportionnelle à l'épaisseur de la paroi et à la résistance ultime à la traction. Alliance a soutenu que, puisque le tube de nuance 483 a une résistance à la traction relativement élevée et que la paroi des canalisations est d'une épaisseur appréciable, le pipeline devrait avoir une excellente résistance aux perforations. Alliance a aussi fait remarquer que son pipeline devrait avoir la meilleure résistance à l'amorçage des ruptures de toutes les canalisations de transport de gaz naturel d'Amérique du Nord.

TCPL a indiqué que, même si la résistance à l'amorçage des ruptures du pipeline d'Alliance ne cause pas d'inquiétudes particulières, elle n'est pas convaincue que le pipeline d'Alliance aurait «de façon générale, la meilleure résistance à l'amorçage des ruptures de toutes les canalisations de transport de gaz naturel d'Amérique du Nord». TCPL a allégué que l'acier produit pour d'autres clients par le même fabricant de tubes n'est pas différent de celui produit pour Alliance et que, par conséquent, la résistance à l'amorçage des ruptures du pipeline d'Alliance ne serait pas supérieure à celle de n'importe quel autre gazoduc moderne.

Foothills était d'avis qu'Alliance avait soumis un plan de contrôle de l'amorçage des ruptures satisfaisant et que le pipeline proposé par Alliance peut être considéré comme ayant une résistance à l'amorçage des ruptures comparable à celle de n'importe quelle autre canalisation de transport de gaz naturel moderne et bien conçue.

### *Opinion de l'Office*

L'Office a la certitude que les valeurs d'énergie des essais de résilience Charpy obtenues par Alliance pour son plan d'arrêt des ruptures renferme des tolérances acceptables en ce qui concerne les défauts pouvant amorcer des ruptures. L'Office constate que la spécification de l'EDCM aboutissant à un faciès de rupture par cisaillement de 85 % de la section totale à la TMC assure que les ruptures ne s'amorceront qu'en mode ductile.

### **5.3.6 Températures minimales de service**

Alliance a signalé que son plan de protection contre la propagation des ruptures prévoit des températures minimales de service de 4 °C pour les tubes de 1 067 mm à une PMS de 8 274 kPa et de 24 °C pour les tubes de 914 mm de diamètre à une PMS de 12 000 kPa.

Afin de contrôler les pressions et les températures de service, Alliance s'est engagée à installer un système SCADA à la fine pointe de la technologie avec dispositifs de mesure de la pression et de la température à chaque vanne de sectionnement (qui sont installées environ 32 km d'intervalle). Alliance a indiqué que le système sera programmé avec les limites de pression et de température permises pour assurer que la canalisation soit exploitée selon les paramètres proposés dans le plan de contrôle de la propagation des ruptures.

Alliance s'est engagée à faire en sorte qu'en cas de panne de communication avec le système SCADA à une station de compression ou à l'une ou l'autre des deux vannes de sectionnement subséquentes sur la canalisation principale, le point de réglage local de la pression de refoulement serait abaissé de manière à ce que la canalisation soit toujours exploitée dans les limites de sa capacité d'arrêt des ruptures.

Alliance a indiqué qu'au besoin, elle pourrait contourner le refroidisseur ou recycler la chaleur pour empêcher qu'à quelque endroit que ce soit sur le pipeline, les températures et les pressions ne dépassent les exigences du plan de contrôle des ruptures.

TCPL doutait que le contournement du refroidisseur et le recyclage de la chaleur soient suffisamment efficaces et rapides pour empêcher les chutes de température dans le temps requis.

Pour appuyer ses affirmations, TCPL a effectué un essai d'isolement sur sa canalisation 100-3 de 914 mm de diamètre à la station 17 et observé ce qui se passait à la station 13. La distance entre les deux stations est d'environ 105 km et la dénivelée de 7 m. L'essai a montré que la température du gaz, à partir du moment où la canalisation a été isolée, était demeurée presque constante, démontrant un comportement isothermique plutôt qu'adiabatique.

### *Opinion de l'Office*

L'Office reconnaît que la température de service est un aspect important dans l'analyse de la propagation des ruptures.

L'Office est d'avis que le système SCADA d'Alliance serait en mesure de réduire la possibilité d'événements combinant des variations de pression et de température qui pourraient excéder les paramètres de conception de l'arrêt des ruptures.

Par surcroît, l'Office constate qu'il faudrait qu'un certain nombre de facteurs interviennent simultanément pour créer un événement qui pourrait entraîner la propagation d'une rupture dans des conditions excédant les paramètres de conception de l'arrêt des ruptures. Premièrement, il faudrait qu'une rupture soit amorcée dans des conditions qui ne sont pas propres à favoriser l'amorçage d'une rupture (selon la section 5.3.5 sur le contrôle de l'amorçage des ruptures) ; deuxièmement, il faudrait que le compresseur en aval s'arrête ; et troisièmement, il faudrait que des conditions de pression ou de température excédant les paramètres de conception de l'arrêt des ruptures se développent le long du pipeline. L'Office est d'avis que la possibilité qu'un tel événement se produise est mince.

L'Office est d'avis qu'il incombe à Alliance de faire en sorte que le pipeline soit exploité dans les limites des paramètres de conception de l'arrêt des ruptures.

## **5.3.7 Contrôle de la propagation des ruptures**

### **5.3.7.1 La méthode des deux courbes de Battelle**

Il a été généralement admis lors des audiences que la conception du pipeline d'Alliance sort du cadre des critères de contrôle de la propagation des ruptures ductiles de la norme CSA Z662-96. Alliance a donc dû recourir à la méthode des «deux courbes de Battelle» pour déterminer les conditions d'arrêt pour la propagation des ruptures ductiles.

La figure 5-1 donne une illustration conceptuelle de cette méthode. La courbe inférieure représente la vitesse de décompression du gaz et la courbe supérieure représente la vitesse de rupture, toutes les deux en fonction de la pression à l'intérieur du pipeline.

**Figure 5-1**  
**Méthode à deux courbes de Battelle**

Quand une rupture s'amorce dans un pipeline sous pression et commence à se propager, la propagation est entraînée par la pression interne. Suite à la rupture, la pression interne initiale commence à diminuer à la vitesse de l'onde de décompression qui se déplace dans la même direction que la rupture. Si l'onde de décompression se déplace plus rapidement que la rupture, cette dernière commence à perdre sa force d'entraînement et s'arrête.

La courbe de vitesse de l'onde de décompression du méthane est une courbe égale et régulière qui peut être déterminée par des analyses et par des expériences lors d'essais de décompression distincts. Par contre, lors de la décompression, le gaz naturel riche se décompose en deux phases qui se manifestent sous la forme d'un plateau dans la courbe de décompression. Cette décomposition a pour effet de ralentir la vitesse de l'onde de décompression, de sorte qu'une haute pression persiste plus longtemps à la tête de la rupture que dans le cas de la décompression du méthane pur. La plus longue durée de la présence de haute pression nécessite une plus grande ténacité afin d'arrêter la propagation de la rupture.

La vitesse de propagation de la rupture dépend de la contrainte exercée sur la paroi du tube, de la dimension du tube et de la résistance du tube à la propagation des ruptures ductiles. On détermine la courbe de vitesse de la rupture à l'aide d'une équation dérivée empiriquement d'essais d'éclatement de tubes.

Si la courbe de vitesse de rupture est au-dessus de la courbe de vitesse de décompression du gaz dans le diagramme à deux courbes de Battelle, cela signifie que la rupture ne dépasserait pas un ou deux joints de tubes. En d'autres termes, l'onde de décompression du gaz «dépasse» rapidement la rupture, supprimant ainsi la force d'entraînement à la tête de la fissure. Au niveau de la ténacité où les courbes sont tangentes, une rupture a juste assez de force d'entraînement pour se propager sur de longues distances. La ténacité doit donc être accrue au-dessus de ce niveau pour que la rupture s'arrête.

### 5.3.7.2 Détermination de la ténacité

La résistance à la propagation des ruptures est assurée par la ténacité du matériau de base du tube, qui est mesurée en fonction de l'énergie absorbée requise pour briser une éprouvette en laboratoire (exprimée en joules - «J»). En plus de l'énergie absorbée, le pourcentage de rupture en cisaillement des faciès est aussi mesuré pour exprimer la ductilité du matériau.

- (i) Prévisions d'Alliance sur l'arrêt des ruptures pour les tubes de 914 mm × 14,2 mm nuance 483
- (ii) 15% C<sub>2</sub>, 3% C<sub>3</sub>, 12 000 kPa, 24 °C
- (iii) Vitesse de rupture
- (iv) Vitesse de décompression du gaz
- (v) Énergie Charpy = 149 J
- (vi) Pression (milliers de kPa)
- (vii) Vitesse (centaines de m/s)

L'essai de résilience Charpy, qui est employé le plus souvent pour mesurer la ténacité, met en cause des éprouvettes de dimensions standard sur lesquelles on a usiné une entaille en forme de V à partir de laquelle la rupture est amorcée. On utilise aussi, parfois, l'essai de déchirure par chute de masse

(«EDCM») qui implique le bris d'éprouvettes de plus grandes dimensions qui ont l'épaisseur réelle de la paroi du tube de la canalisation.

Dans bien des cas, l'essai Charpy s'est avéré très précieux parce qu'il peut être réalisé à peu de frais et qu'il fournit une bonne corrélation avec le comportement des ruptures en grandeur réelle. On reconnaît cependant depuis la fin des années 1970 que la corrélation établie entre l'essai Charpy et la résistance à la propagation des ruptures en grandeur réelle (basée sur l'analyse des deux courbes de Battelle) commence à perdre de sa validité lorsque l'énergie nécessaire pour rompre certains aciers dépasse 100 J. Ces aciers sont si tenaces que, lors de l'essai Charpy, une forte proportion de l'énergie utilisée sert à déformer l'éprouvette et à amorcer la rupture à partir de l'entaille. L'analyse des résultats de ces essais procure donc de moins en moins d'information sur la résistance à la propagation des ruptures à mesure que la ténacité de l'acier augmente. En d'autres termes, les valeurs d'énergie Charpy supérieures à 100 J obtenues à partir de l'analyse des deux courbes de Battelle donnent des prévisions inférieures à la résistance en grandeur réelle du tube aux ruptures dynamiques.

Par conséquent, la valeur d'énergie Charpy déterminée à partir de l'analyse des deux courbes de Battelle doit être majorée pour être représentative de la ténacité requise pour l'arrêt des ruptures. La magnitude de cette majoration doit être basée sur la corrélation avec les résultats des essais d'éclatement en grandeur réelle.

Il existe dans la documentation un bon bassin de résultats d'essais d'éclatement en grandeur réelle à partir desquels on peut obtenir des valeurs d'énergie absorbée Charpy applicables à la conception simulée et aux paramètres d'exploitation. Dans les cas où les paramètres spécifiés dépassent l'enveloppe des essais antérieurs, on effectue habituellement de nouveaux essais d'éclatement en grandeur réelle de façon à valider la conception et à agrandir en même temps le champ d'application. Par exemple, Foothills a effectué un programme d'essais d'éclatement à la Northern Alberta Institute of Technology au début des années 1980 pour simuler les paramètres applicables au projet de gazoduc de la route de l'Alaska.<sup>1</sup> À partir de ces essais, Foothills a déterminé un facteur de correction de 1,3.

### 5.3.7.3 Conception du pipeline d'Alliance

Pour les besoins du contrôle de la propagation des ruptures, la conception du pipeline d'Alliance se fonde sur les trois considérations suivantes : (i) s'assurer que le tube prescrit pour la canalisation conserve ses propriétés ductiles à la température minimale de conception du pipeline ; (ii) déterminer la température minimale de conception pour la mesure de la ténacité ; et (iii) déterminer la ténacité minimale requise pour arrêter la propagation d'une rupture ductile dans les conditions d'exploitation du pipeline d'Alliance.

Comme nous l'avons mentionné à la section 5.3.4, Alliance a déterminé que la température minimale de conception serait de -5 °C. Elle a aussi prescrit qu'à -5 °C, la moyenne des essais «toutes coulées»

---

<sup>1</sup> La partie canadienne du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, que l'on appelle aussi le projet de gazoduc de la route de l'Alaska, a été approuvée en 1978 par le Parlement du Canada par l'adoption de la *Loi sur le pipeline du Nord*. Seule la partie la plus au sud de la portion canadienne du pipeline (appelée le tronçon préconstruit Foothills) a été construite jusqu'à présent.

donne des faciès de rupture par cisaillement d'au moins 85 % de la section totale lors des essais de déchirure par chute de masse, pour s'assurer que le tube soit en mode ductile quelles que soient les conditions d'exploitation.

En appliquant la méthode des deux courbes de Battelle, Alliance a utilisé une courbe de vitesse d'onde de décompression développée par Clearstone Engineering pour trois compositions gazeuses de conception, la pression maximale de service, et la température de service correspondante. Comme le montre la figure 5-1, le plateau de la courbe pour le mélange de gaz riche ultime se situe à environ 6 200 kPa, ce qui indique que des particules liquides commencent à se former à ce point de la décompression. Ce phénomène a pour effet de produire une pression soutenue pendant une plus longue période à environ 6 200 kPa, ce qui nécessiterait une ténacité élevée pour arrêter les ruptures. La courbe de vitesse de rupture a été calculée à l'aide du chiffrier «Duct Tough». Dans le cas d'un tube de nuance 483 de 914 mm de diamètre avec paroi de 14,2 mm d'épaisseur transportant un gaz riche ultime, la courbe de vitesse de la rupture pour une valeur d'énergie Charpy de 149 J est tangente à la courbe de décompression du gaz, ce qui représente un point de transition entre les domaines de propagation et d'arrêt des ruptures. Puisque cette valeur d'énergie Charpy est supérieure à 100 J, un facteur de correction a été appliqué.

Le D<sup>r</sup> B.N. Leis du Battelle Memorial Institute a été chargé de déterminer les facteurs de correction du modèle à deux courbes de Battelle pour le pipeline d'Alliance. Ces facteurs de correction ont été présentés dans un rapport intitulé « *Relationship Between Apparent (Total) Charpy V-Notch Toughness and the Corresponding Dynamic Crack-Propagation Resistance* » (Relation entre la ténacité Charpy apparente et la résistance dynamique à la propagation des ruptures correspondante) publié en juin 1997.<sup>1</sup>

En mettant au point ses facteurs de correction, le D<sup>r</sup> Leis a évalué la surface des valeurs d'énergie se trouvant sous les courbes de déplacement des forces obtenues lors de huit essais Charpy instrumentés sur huit éprouvettes de matériaux divers. Dans chaque cas, il a divisé les valeurs d'énergie en (i) énergie de déformation, (ii) énergie d'amorçage de la rupture et (iii) énergie de propagation de la rupture, de manière à obtenir l'énergie disponible pour l'arrêt de la rupture et pour s'assurer que la valeur d'énergie Charpy prescrite contient bien l'élément nécessaire d'arrêt des ruptures.

Dans le cas du tube de 914 mm de diamètre de la canalisation principale, Alliance a utilisé un facteur de correction de 1,21, fondé sur l'analyse du D<sup>r</sup> Leis. La valeur d'énergie Charpy corrigée pour l'arrêt des ruptures est donc de 149 J multiplié par 1,21, ou 181 J.

Si la valeur d'énergie Charpy minimale pour un lot de tubes venait à excéder cette valeur, alors tous les tubes auraient des niveaux d'énergie adéquats pour arrêter les ruptures. De même, si cette valeur d'énergie Charpy était prescrite comme valeur d'énergie moyenne «toutes coulées», approximativement 50 % des tubes auraient la capacité d'arrêter les ruptures. Alliance a choisi de prescrire une valeur d'énergie Charpy «toutes coulées» de 195 J pour le tronçon de 914 mm de diamètre de la canalisation principale. Elle a aussi prescrit que l'énergie Charpy minimale absorbée pour n'importe quelle coulée

---

<sup>1</sup> Un addenda au rapport Leis (daté du 11 novembre 1997) a été versé au dossier de l'audience.

devait être de 136 J. Après avoir examiné ces spécifications avec un fournisseur potentiel de tubes hélicoïdaux, Alliance a reçu l'assurance que les spécifications de ténacité «toutes coulées» pouvait être relevées jusqu'à 280 J.

Alliance a suivi le même procédé pour déterminer les exigences de ténacité du tronçon de 1 067 mm de diamètre de la canalisation principale et a obtenu une valeur d'énergie Charpy corrigée de 208 J (valeur calculée à l'origine à 168 J, d'après le diagramme à deux courbes, à laquelle on a appliqué le facteur de correction de 1,24 déterminé par le D<sup>r</sup> Leis). La compagnie a choisi de prescrire une valeur d'énergie Charpy «toutes coulées» de 215 J.

Alliance a l'intention d'utiliser des tubes à valeur d'énergie de 280 J pour la construction de la canalisation principale de 914 mm de diamètre, ce qui est beaucoup plus élevé que la valeur d'énergie de 181 J calculée pour la ténacité d'arrêt des ruptures. Bien que la force d'entraînement des ruptures soit plus élevée sur la canalisation principale de 1 067 mm que sur la canalisation principale de 914 mm, Alliance a prescrit une valeur d'énergie de 215 J, ce qui est légèrement plus élevé que la valeur d'énergie de 208 J calculée pour l'arrêt des ruptures.

Le tableau 5-2 indique les conditions d'exploitation les plus rigoureuses et la ténacité prescrite pour ces conditions. Alliance a aussi calculé la ténacité pour des conditions d'exploitation moins rigoureuses, pour des compositions gazeuses plus pauvres et pour des tubes à paroi plus épaisse. Toutes ces combinaisons de conditions nécessitent des ténacités moindres que celles qui ont été calculées pour les conditions les plus rigoureuses.

**Tableau 5-2**  
**Données sur les conditions d'exploitation et les exigences en matière de ténacité du pipeline d'Alliance**

| Spécification du tube           | Niveau de contrainte | Conditions de refoulement |            | Composition du gaz | Énergie Charpy calculée                |                              | Énergie Charpy prescrite |                    | Procédé de formage des tubes | Temp. d'essai Charpy (°C) |
|---------------------------------|----------------------|---------------------------|------------|--------------------|--|------------------------------|--------------------------|--------------------|------------------------------|---------------------------|
|                                 |                      | Pression (kPa)            | Temp. (°C) |                    | Méthode à deux courbes de Battelle (J) | Valeur corrigée par Leis (J) | Minimum (J)              | Toutes coulées (J) |                              |                           |
| 914 mm × 14,23 mm, nuance 483   | 80                   | 12 000                    | 24         | Riche ultime 44,33 | 149                                    | 181                          | 136                      | 195                | U et O                       | -5                        |
|                                 |                      |                           |            |                    |  |                              | 181                      | 280                | hélicoïdal                   |                           |
| 1 067 mm × 11,43 mm, nuance 483 | 80                   | 8 274                     | 4          | Riche ultime 44,33 | 168                                    | 208                          | 160                      | 215                | hélicoïdal U et O            | -5                        |

Alliance a aussi calculé et prescrit des exigences de ténacité pour les composants et pour le soudage du joint des tubes de canalisation. Une valeur d'énergie absorbée Charpy de 36 J a été prescrite pour le soudage du joint.

Alliance a procédé au calcul de la longueur probable des ruptures pour un tronçon de 914 mm de diamètre en partant du principe que, pour un lot de tubes, la ténacité serait répartie régulièrement et que les tubes seraient distribués au hasard sur le pipeline. Selon cette hypothèse, une rupture ductile parcourrait 14 longueurs de tubes ou 168 m si le pipeline transportait la composition de gaz riche ultime. Alliance a fait valoir à maintes reprises que le fait de prescrire un plan de contrôle des ruptures pour les conditions d'exploitation les plus rigoureuses et pour la composition de gaz riche ultime procurerait une bonne marge de sécurité pour les conditions d'exploitation moins rigoureuses et les compositions de gaz plus pauvres.

#### **5.3.7.4 Programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle**

Au départ, Alliance affirmait que son plan de contrôle de la propagation des ruptures pour les tronçons de 914 et de 1 067 mm de diamètre de la canalisation principale avait été entièrement validé sur la foi des données existantes d'essais d'éclatement. Toutefois, au cours de l'audience et suite à des contestations de son plan d'arrêt des ruptures, Alliance s'est engagée à soumettre ses tubes de 914 mm de diamètre à un programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle.

Le programme d'essais est censé valider les valeurs d'énergie Charpy prescrites pour l'arrêt de la propagation des ruptures et le modèle de correction Leis. On prévoit effectuer jusqu'à trois essais entre les mois d'août et de décembre 1998 au centre d'essai de Spadeadam, en Cumbria (Angleterre), sur des tubes de 914 mm de diamètre fabriqués par l'aciérie qui fournira les tubes pour le projet.

Alliance a fait remarquer que, avec la composition de gaz riche ultime et à la pression maximale de service, la canalisation principale de 1 067 mm de diamètre devrait enregistrer une force d'entraînement plus élevée que la canalisation de 914 mm de diamètre. La compagnie a fait connaître son intention de régler les conditions d'essais d'un tube de 914 mm de diamètre pour simuler ce haut niveau de force d'entraînement et permettre que les critères de conception pour l'arrêt des ruptures des tubes de 1 067 mm de la canalisation principale soient mis à l'épreuve sans avoir à mettre physiquement un tel tube à l'essai.

Alliance est déterminée à revoir et, si nécessaire, à réviser son plan de prévention et de contrôle des ruptures en fonction des résultats des deux premiers essais d'éclatement. Compte tenu du calendrier d'essai, Alliance a indiqué que son plan, confirmé ou révisé, devrait être soumis à l'Office bien avant le début de la construction sur le terrain.

Chaque essai d'éclatement met en cause une section d'essai d'environ 100 m de long composée de neuf tubes de diverses valeurs de résilience, à commencer par un tube d'amorçage d'une très basse ténacité. La rupture doit être amorcée par une charge explosive placée au milieu du tube d'amorçage. La rupture devrait se propager dans des tubes de ténacité toujours accrue. La ténacité du tube où la rupture s'est arrêtée devrait représenter la valeur de résilience requise pour arrêter les ruptures sur le pipeline proposé. Grâce à ces essais, Alliance espère (i) démontrer que la ténacité Charpy du matériau choisi est suffisante pour arrêter une rupture et (ii) valider son plan de prévention et de contrôle de la propagation des ruptures, y compris l'analyse Leis.

Alliance projette d'installer des dispositifs antifissures aux deux extrémités de la section d'essai comme précaution additionnelle, et pour mettre à l'épreuve la conception d'un dispositif antifissures particulier.

### **5.3.7.5 Dispositifs antifissures et limites d'exploitation**

Si, contre toute attente, aucun des tubes soumis aux essais en grandeur réelle n'arrêterait la propagation des ruptures, Alliance s'est engagée à installer des dispositifs antifissures sur le pipeline conformément à l'article 5.2.2.3 de la CSA Z662.

Les dispositifs antifissures sont des dispositifs qui servent à arrêter la propagation des ruptures et qui sont constitués essentiellement de bandes d'acier enroulées autour du pipeline ou de sections de tube à paroi plus épaisse placées à intervalles réguliers le long du pipeline. Quand une rupture en progression arrive à la hauteur d'un dispositif antifissures, la force d'entraînement de la rupture devient inférieure à la résistance à la rupture du dispositif antifissures et la rupture cesse de progresser.

Les dispositifs antifissures constitueraient la méthode privilégiée pour exercer un contrôle positif sur la propagation des ruptures, mais les tubes seraient quand même achetés selon les spécifications initiales pour maintenir un très haut niveau de résistance à l'amorçage des ruptures.

Dans sa configuration préliminaire des dispositifs antifissures, le plan de contrôle de la propagation des ruptures d'Alliance prévoit que ces dispositifs seraient installés à tous les 350 m environ. Il se peut que l'espacement varie à proximité d'habitations et dans d'autres circonstances comme aux abords de routes importantes.

Alliance a fait remarquer que son plan d'arrêt de la propagation des ruptures est déjà validé à la lumière des données existantes sur des essais d'éclatement mettant en cause des compositions de gaz ayant un pouvoir calorifique supérieur allant jusqu'à 42,5 MJ/m<sup>3</sup> (1138 Btu/pi<sup>3</sup>) à 12 000 kPa, la plus haute PMS prévue. La compagnie estime donc que le pipeline peut être exploité en toute sécurité à ces niveaux en attendant les résultats des essais d'éclatement. La compagnie a aussi fait remarquer que le gaz que l'on peut s'attendre à transporter dans le pipeline devrait avoir un pouvoir calorifique supérieur d'environ 40,0 MJ/m<sup>3</sup> (1 072 Btu/pi<sup>3</sup>), ce qui démontre le conservatisme inhérent de la conception.

#### ***Opinions des intervenants***

Duke, IPLE et WEI ont plaidé en faveur du plan de contrôle d'Alliance sur la propagation des ruptures, y compris du programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle proposé. Par ailleurs, comme le démontre ce qui suit, TCPL et Foothills ont critiqué le plan d'Alliance. Cochin a conclu dans sa plaidoirie finale que l'Office serait justifié d'imposer la validation du plan par des essais d'éclatement en grandeur réelle.

TCPL a fait valoir que l'analyse Leis est boiteuse et ne donne aucune ligne directrice fiable qui permettrait de déterminer la ténacité requise pour arrêter la propagation des ruptures dans les conditions d'exploitation extrêmes présentées dans la proposition d'Alliance. Les arguments de TCPL sont les suivants :

- (i) La corrélation exposée par le D<sup>r</sup> Leis dans son étude ne tient pas compte des effets de la décompression en deux phases du gaz et, de l'avis de TCPL, est sans objet pour les aciers présentant un comportement ascendant dans le plateau supérieur de la courbe.<sup>1</sup> À ce propos, le D<sup>r</sup> Leis a appliqué le facteur de correction à des données documentaires sur les essais d'éclatement en grandeur réelle qui proviennent surtout d'essais effectués sur des canalisations qui transportent de l'air ou d'autres gaz de décompression monophasé. Il n'existe qu'une quantité limitée de données sur la décompression en deux phases.
- (ii) L'analyse part à tort du principe que la vitesse du pendule est constante durant les essais Charpy effectués par le D<sup>r</sup> Leis.
- (iii) Le D<sup>r</sup> Leis a basé son équation pour la détermination du facteur de correction sur quelques données valides seulement et n'a pas été en mesure de produire les données pour fins de reproduction des essais. Deux des huit essais ne sont pas valides parce que la machine Charpy n'avait pas assez d'énergie pour briser les éprouvettes et il y en avait d'autres en dessous de la limite de 100 J pour la correction proposée, ce qui laissait trois points de données sur lesquels baser la corrélation de correction.
- (iv) Il y a eu des erreurs d'étalonnage pendant tout le programme d'essais.

TCPL a aussi soutenu que les corrections du D<sup>r</sup> Leis ne reflétaient pas les caractéristiques du matériau ni de l'essai Charpy et ne constituaient donc pas un modèle fiable de l'utilisation des essais Charpy pour faire des prévisions sur l'arrêt des ruptures sur les pipelines. TCPL a souligné qu'il existe des méthodes d'essai plus fiables, tels que l'essai de déchirure statique pré-fissuré par chute de masse, pour prévoir la résistance à la rupture des matériaux. Les éprouvettes utilisées lors de ces essais offrent des meilleures similarités dimensionnelles de la paroi d'un pipeline que les éprouvettes utilisées pour les essais Charpy, et l'énergie absorbée lors des essais de déchirure statique pré-fissuré par chute de masse est avant tout de l'énergie servant à la propagation des ruptures. TCPL a affirmé que cette méthode est utilisée au Japon pour mettre les tubes à l'épreuve et qu'on y a obtenu une bonne corrélation entre la vitesse de propagation calculée des ruptures et la vitesse réelle mesurée lors d'essais d'éclatement en grandeur réelle.

TCPL vient de terminer un programme d'essais sur l'acier des tubes hélicoïdaux à valeur d'énergie «toutes coulées» de 280 J qu'Alliance se propose d'utiliser sur sa canalisation principale de 914 mm de diamètre. Ce programme d'essais a permis de trouver des corrélations entre les valeurs de résilience Charpy et les valeurs des essais de déchirure statique pré-fissuré par chute de masse. De l'avis de TCPL, les résultats de cette corrélation illustrent le manque de fiabilité des prévisions Leis selon lesquelles l'acier d'une valeur d'énergie de 181 J peut arrêter les ruptures sur la canalisation principale de 914 mm de diamètre et l'acier d'une valeur d'énergie de 208 J peut arrêter les ruptures sur la canalisation de 1 067 mm. TCPL ne pouvait prédire, sur la base de son programme d'essais, si l'acier d'une valeur d'énergie de 280 J était en mesure d'arrêter les ruptures lors d'un essai d'éclatement en

---

<sup>1</sup> Le comportement ascendant dans le plateau supérieur se manifeste dans les aciers à haute résistance faiblement alliés dont le laminage est sévèrement contrôlé.

grandeur réelle sur un tube de canalisation principale de 914 mm de diamètre, mais elle était persuadée qu'un tel acier ne pouvait arrêter une rupture lors d'un essai d'éclatement en grandeur réelle sur un tube de 1 067 mm de diamètre.

TCPL a aussi commenté le programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle d'Alliance. TCPL a mis en évidence le fait que le programme d'Alliance ne prévoit pas d'essais reproduisant les conditions d'exploitation qui comportaient les forces d'entraînement les plus élevées. TCPL a fait remarquer que la combinaison d'une force d'entraînement des ruptures plus élevée et d'une ténacité moins élevée à +4 °C rendait la canalisation de 1 067 mm de diamètre plus vulnérable du point de vue du contrôle des ruptures (comparativement à la canalisation de 914 mm). Au lieu d'essais physiques sur des canalisations de 914 et de 1 067 mm de diamètre, TCPL a suggéré qu'Alliance pourrait effectuer des essais sur la canalisation de 914 mm seulement pourvu que les deux conditions suivantes soient réunies :

- (i) la température, la pression ou une combinaison des deux, représente mieux les forces d'entraînement des ruptures en présence sur les canalisations de 1 067 mm. Ainsi, si l'essai de la canalisation de 914 mm est effectué à 12 000 kPa, la température d'essai devrait être +16 °C. De même, si l'essai de la canalisation de 914 mm est effectué à +24 °C, la pression initiale d'essai devrait être de 12 210 kPa ;
- (ii) la méthode basée sur les essais Charpy et utilisée par Leis pour déterminer les critères de résistance aux ruptures soit abandonnée en faveur d'une méthode qui soit capable, en termes de la température d'essai sur des éprouvettes pleine épaisseur, de concilier toutes les propriétés spécifiques des fabricants en ce qui concerne le comportement de résistance à la propagation des ruptures. TCPL a recommandé d'utiliser des essais pleine épaisseur, comme les essais de déchirure statique pré-fissuré par chute de masse, les essais de déchirure par chute de masse sur entaille en chevron ou l'angle d'ouverture des têtes de fissure, pour compléter les essais Charpy standard.

Pour ce qui est de la validation des dispositifs antifissures, TCPL a fait remarquer que les dispositifs antifissures seraient installés sur les tubes ayant la ténacité la plus élevée lors des essais d'éclatement proposés. De l'avis de TCPL, la qualité des dispositifs antifissures devrait être améliorée de manière à pouvoir fonctionner sur les tubes ayant la ténacité la plus faible, aux endroits où les forces d'entraînement, qui doivent être surmontées par les dispositifs antifissures, sont les plus élevées.

TCPL a aussi remis en question la pertinence d'utiliser des dispositifs antifissures comme principal moyen de contrôler la propagation des ruptures au cas où les essais d'éclatement en grandeur réelle seraient incapables de valider le plan d'Alliance. Par surcroît, TCPL a soutenu qu'il ne serait pas prudent qu'Alliance exploite son pipeline sur la base de paramètres d'exploitation intérimaires avant d'avoir terminé les essais d'éclatement en grandeur réelle.

Foothills a aussi fait des observations à propos du plan de contrôle de la propagation des ruptures d'Alliance, et en particulier sur l'analyse du D' Leis et sur le programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle proposé par Alliance.

En ce qui concerne l'analyse Leis, Foothills n'était pas convaincue de la validité de la méthode de correction et des données sur lesquelles elle repose. Pour appuyer ses dires, Foothills a analysé les données instrumentales recueillies lors des huit essais Charpy effectués par le D<sup>r</sup> Leis et conclu que l'exactitude de ces données était douteuse. Puisque ces données ont servi à définir l'équation pour le facteur de correction et prévoir les valeurs d'énergie absorbée Charpy nécessaires pour arrêter les ruptures sur le pipeline d'Alliance, Foothills a jugé que les prévisions d'arrêt des ruptures d'Alliance étaient également non fiables.

Foothills a expliqué qu'elle avait effectué pour son projet de gazoduc de la route de l'Alaska des essais d'éclatement en grandeur réelle faisant directement appel aux combinaisons de composition de gaz, de pression et de température en cause ici. Grâce à ces essais spécifiques, Foothills en était arrivée empiriquement à un facteur de correction de 1,3.

Foothills a appliqué la méthode de correction Leis aux paramètres applicables à son propre projet et obtenu des facteurs de correction allant de 1,18 à 1,24, ce qui sous-estime les résultats des essais d'éclatement en grandeur réelle de Foothills. Foothills estimait que même le facteur de correction de 1,3 ne pouvait être appliqué en toute confiance aux conditions de conception d'Alliance. Selon Foothills, le peu de données expérimentales disponibles pour les conditions s'apparentant le plus aux paramètres de conception de la canalisation principale de 914 mm de diamètre d'Alliance indique que le facteur de correction pour les essais d'éclatement en grandeur réelle devrait de 1,66 et de 1,82. Foothills a conclu qu'Alliance va devoir valider la conception de son pipeline avec des essais d'éclatement en grandeur réelle propres aux conditions de conception et aux canalisations projetées.

À la lumière de son expérience avec les essais d'éclatement en grandeur réelle et l'évaluation de leurs résultats, Foothills était d'avis que le programme d'essais limité d'Alliance ne parviendrait pas à valider la méthode de correction Leis. Le programme d'essais en grandeur réelle d'Alliance pourrait assurer la validation empirique des critères d'arrêt des ruptures pour les conditions d'essais et autres conditions directement liées.

Foothills a aussi commenté la pertinence des essais en grandeur réelle de la canalisation de 914 mm de diamètre pour ce qui est de la validation du plan d'arrêt des ruptures sur la canalisation de 1 067 mm de diamètre. Foothills était d'avis que l'on pourrait régler la question du plan d'arrêt des ruptures sur la canalisation de 1 067 mm de diamètre si le ou les essais prévus pour la canalisation de 914 mm reflétaient des conditions d'exploitation plus rigoureuses (p. ex. en réduisant la température d'essai). On disposerait alors d'une base raisonnable pour déterminer des critères d'arrêt modifiés pour la conception de la canalisation de 1 067 mm. Les solutions de rechange sont : (i) faire des essais d'éclatement en grandeur réelle sur une canalisation de 1 067 mm de diamètre soumise aux conditions normales d'exploitation, (ii) modifier les critères de conception relatifs à la longueur des ruptures, (iii) modifier les conditions d'exploitation, ou (iv) utiliser des dispositifs antifissures.

Foothills était d'avis qu'Alliance devrait envisager d'effectuer des essais à l'échelle réduite en laboratoire sur des éprouvettes pleine épaisseur, comme des essais de déchirure par chute de masse sur éprouvette instrumentée ou entaillée ou des essais d'angle d'ouverture des têtes de fissure, pour disposer d'une gamme plus étendue de solutions de rechange.

Foothills a aussi fait valoir que les limites d'exploitation intérimaires proposées par Alliance dépassent les limites de l'enveloppe pour laquelle la preuve non équivoque de l'arrêt des ruptures a été faite, en fonction de la ténacité du tube. Foothills a indiqué que, faute d'essais d'éclatement en grandeur réelle réussis, on devrait limiter la composition du gaz à une teneur de  $C_{2+}$  d'environ 4,5 % ou, en revanche, à un pouvoir calorifique supérieur d'environ 49,3 MJ/m<sup>3</sup> (1 050 Btu/pi<sup>3</sup>). Foothills a aussi indiqué que, pour une composition de gaz ayant un pouvoir calorifique supérieur de 42,5 MJ/m<sup>3</sup> (1 138 Btu/pi<sup>3</sup>), la PMS devrait être limitée à une valeur pour laquelle la capacité d'arrêt des ruptures du tube a été démontrée lors d'essais en grandeur réelle pour la même composition, à savoir 8 687 kPa (1 260 lb/po<sup>2</sup>).

### *Réponse du demandeur aux observations des intervenants*

Alliance a défendu son plan de contrôle de la propagation des ruptures ductiles durant le contre-interrogatoire, dans des mémoires, et en plaidoirie finale. Voici quelques-uns des points que la compagnie a soulevés en réponse aux observations faites par TCPL et Foothills :

- (i) Alliance est d'avis que les interventions de TCPL et de Foothills sur la question de la prévention et du contrôle des ruptures ne sont pas motivées uniquement par des questions de sécurité ou d'intérêt public, mais plutôt par le fait qu'elles redoutent la concurrence d'un nouveau pipeline plus efficace. La compagnie laisse même entendre que TCPL et Foothills utilisent deux poids deux mesures dans certaines de leurs critiques.
- (ii) La compagnie a fait remarquer que la question du contrôle de la propagation des ruptures est manifestement très complexe et qu'elle peut donner lieu à toutes sortes d'interprétation de la part des ingénieurs. La compagnie maintient qu'elle a assemblé une équipe d'experts de renommée mondiale pour l'aider à mettre au point son programme de prévention et de contrôle des ruptures et, plus encore, que ce programme a été avalisé par un contrôle interne effectué par certains de ses propriétaires, qui sont des compagnies pipelinères aguerries.
- (iii) Alliance a fait remarquer que, avant les travaux du D<sup>r</sup> Leis, l'industrie avait tendance à utiliser un facteur de correction universel de 30 pour cent des valeurs d'énergie Charpy déterminées à partir de la méthode des deux courbes de Battelle lorsqu'il était question de critères de ténacité élevés pour la conception. La compagnie maintient que le facteur de correction Leis est approprié et constitue, conceptuellement, un pas en avant sur le facteur de majoration universel de 30 pour cent parce que : (i) il a été développé à partir d'essais conçus pour séparer l'énergie disponible pour résister à la propagation des ruptures de l'énergie Charpy mesurée totale, (ii) il a été validé par comparaison à la masse des données sur les essais d'éclatement, tant pour les gaz riches que pour les autres, et (iii) il est conforme aux résultats des essais d'éclatement de Foothills effectués au Northern Alberta Institute, ce qui est particulièrement significatif compte tenu que ces essais mettent en jeu des forces d'entraînement des ruptures raisonnablement similaires à celles qu'Alliance a calculées pour son réseau.
- (iv) Alliance a reconnu que le D<sup>r</sup> Leis a supposé que le pendule avait une vitesse constante lors des essais Charpy mais a aussi fait remarquer que, quand il a développé sa correction, le D<sup>r</sup> Leis a

réglé cette question en excluant l'énergie associée aux effets significatifs du décroissement de la vitesse dans le calcul de l'énergie intégrée.

- (v) Alliance conteste l'affirmation de TCPL voulant que l'essai de déchirure statique pré-fissuré par chute de masse soit plus pertinent que l'essai Charpy pour évaluer la ténacité et la capacité d'un tube à arrêter les ruptures et ce, pour les raisons suivantes : (i) les essais de déchirure statique pré-fissurée par chute de masse exigent une grande quantité de travail à froid avec l'acier pour former la pré-fissure à travers laquelle la rupture sera appelée à se propager pour briser l'éprouvette ; (ii) le travail à froid réduit la ténacité de l'acier et augmente sa température de transition ; (iii) la recherche actuellement effectuée par Battelle démontre que, sur les éprouvettes utilisées lors des essais de déchirure statique pré-fissurée par chute de masse, les ruptures ne se propagent habituellement pas sur le plan de la pré-fissure lors des essais de choc mais plutôt, dans bien des cas, que des fissures s'amorcent sur d'autres plans, ce qui mine davantage tout l'attrait que cet essai pourrait logiquement avoir ; et (iv) l'essai n'est pas normalisé et a été rejeté lorsqu'on l'a proposé à l'American Petroleum Institute pour fins de normalisation en 1979. Alliance a aussi fait remarquer que la corrélation des prévisions basées sur l'essai de déchirure statique pré-fissurée par chute de masse n'a pas été validée par les bases de données existantes sur les essais d'éclatement en grandeur réelle comme c'est le cas pour les mesures de ténacité Charpy et les prévisions de ténacité à l'aide de la méthode des deux courbes de Battelle et le facteur de correction Leis.
- (vi) La compagnie a fait valoir que, indépendamment des questions soulevées à propos du plan de contrôle des ruptures, les spécifications minimales prescrites en matière de ténacité moyenne «toutes coulées» pour l'ensemble du réseau Alliance, et particulièrement pour le tronçon de 914 mm de diamètre de la canalisation principale, sont très conservatrices.
- (vii) De plus, indépendamment du conservatisme inhérent à la conception du pipeline Alliance, Alliance a l'intention de procéder à un programme exhaustif d'essais d'éclatement pour valider le modèle de correction Leis et pour démontrer clairement la capacité des tubes à arrêter la propagation des ruptures.

### *Opinion de l'Office*

L'Office estime, rhétorique à part, qu'il y a eu un débat constructif durant les audiences GH-3-97 sur la pertinence du plan de prévention et de contrôle des ruptures du pipeline d'Alliance.

L'Office prend note que les experts reconnus qui ont participé aux audiences n'étaient pas entièrement d'accord sur l'approche qu'il fallait adopter pour en arriver à un plan d'arrêt de la propagation des ruptures ductiles complètement sécuritaire. L'Office constate que cette question a évolué au cours de l'audience au point qu'Alliance a même décidé de simuler les conditions d'exploitation pour la canalisation principale proposée au cours d'essais d'éclatement en grandeur réelle avant de commencer la construction. L'Office constate que les participants à l'audience en sont finalement

venus à un consensus sur le fait que les essais d'éclatement en grandeur réelle étaient le meilleur moyen de valider la conception choisie.

L'Office se réjouit qu'Alliance ait décidé d'inclure dans son plan de prévention et de contrôle des ruptures un programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle sur sa canalisation de 914 mm de diamètre à la PMS prévue. Les résultats des essais d'éclatement en grandeur réelle serviront à valider le plan de contrôle de la propagation des ruptures ductiles pour la canalisation principale de 914 mm de diamètre et les canalisations latérales de diamètres plus petits soumis à des forces d'entraînement des ruptures moins élevées.

Compte tenu des caractéristiques du programme d'essais d'éclatement, le modèle de correction Leis n'a aucune application pratique pour la canalisation principale de 914 mm de diamètre. L'utilisation du modèle fait toutefois l'objet de préoccupations en ce qui concerne la canalisation principale de 1 067 mm de diamètre.

L'Office est d'avis que la canalisation principale de 1 067 mm de diamètre, qui se distingue par des forces d'entraînement des ruptures plus élevées que celles de la canalisation de 914 mm, devrait théoriquement être validée en soumettant des tubes de ce diamètre à un programme d'essais d'éclatement en grandeur réelle. L'Office est aussi d'avis que, si un tel programme d'essai n'est pas réalisable, Alliance devrait se servir du programme d'essais d'éclatement sur les tubes de 914 mm pour simuler les forces d'entraînement des ruptures présentes sur la canalisation de 1 067 mm en utilisant des températures d'essai plus basses et des pressions d'essai plus élevées, ou les deux. L'Office considère aussi qu'Alliance devrait déterminer la force d'entraînement des ruptures équivalente à partir d'essais pleine épaisseur, comme les essais de déchirure statique pré-fissurée par chute de masse, en plus des essais Charpy.

Tout certificat délivré devrait inclure une condition exigeant qu'Alliance soumette à l'approbation de l'Office un rapport détaillé des résultats des essais précités au moins 30 jours avant le commencement du creusage de la tranchée de la canalisation principale. La condition devrait aussi stipuler qu'en cas d'échec des essais, Alliance doit proposer, pour l'approbation de l'Office, des limites d'exploitation ou un programme antifissures, avec ou sans limites d'exploitation, pour les tronçons de 914 ou de 1 067 mm de la canalisation principale, ou les deux, ainsi que leur justification technique.

## Chapitre 6

# Transport, droits et tarifs, et méthode de réglementation

---

### 6.1 Transport, droits et tarifs

#### *Opinion du demandeur*

Alliance a déclaré qu'elle avait conçu un ensemble de services de transport qui répondait aux besoins des expéditeurs, des propriétaires et des prêteurs associés au projet. De l'avis de la compagnie, cet ensemble de services de transport offrira à ses expéditeurs la certitude quant aux droits et assurera la stabilité de ces derniers ainsi que des recettes suffisantes pour satisfaire aux exigences des investisseurs et des prêteurs.

Alliance a fait valoir que tous ses expéditeurs sont traités sur un pied d'égalité et qu'ils ont les mêmes droits, privilèges et obligations. La compagnie a souligné que 37 expéditeurs ont réservé par contrat 98 % de la capacité du pipeline sur une période de 15 ans, que l'ensemble des services de transport a été négocié librement par les expéditeurs et qu'aucun expéditeur n'a sollicité de changements au tarif. La compagnie a soutenu que les droits sont justes et raisonnables et qu'il n'y a pas de distinction injuste.

Alliance a expliqué que le droit comprend des frais liés à la demande (soit essentiellement des frais de réservation pour le droit de transporter le gaz), des frais liés au produit pour les volumes réellement transportés, et des frais pour le combustible. En outre, il y a des frais supplémentaires pour le gaz transporté sur le tronçon Taylor-Aitken Creek du pipeline en raison de la distance supplémentaire à franchir. Aux termes de l'entente modèle de service de transport, les expéditeurs s'engageraient à payer les frais liés à la demande au cours des 15 premières années de service.

Alliance a déclaré que le pipeline compte 44 points de réception au Canada et seulement un point de livraison aux États-Unis, qui est situé à Joliet, près de Chicago en Illinois. Exception faite des frais supplémentaires que les expéditeurs devront payer sur le tronçon Taylor-Aitken Creek du pipeline, il y aura un seul droit applicable au service de transport jusqu'à Joliet.

Les droits seraient établis selon la méthode axée sur le coût du service; ils refléteraient donc les frais d'immobilisations et d'exploitation du réseau, auxquels s'ajouterait une provision pour le rendement du capital investi. L'ensemble de services de transport comprend un stimulant sur le plan de la rentabilité des capitaux, qui encourage Alliance à construire son pipeline d'une manière rentable. Ce stimulant prévoit une hausse ou une baisse du rendement du capital-actions de la compagnie selon que les frais d'immobilisations réels sont inférieurs ou supérieurs aux estimations de référence convenues.

La compagnie s'est également engagée à assumer le risque que des expéditeurs ne paient pas les frais liés à la demande en déclarant que, le cas échéant, les frais afférents seraient assumés par les propriétaires, plutôt que répartis entre les autres expéditeurs.

Alliance a proposé une méthode de conception des droits en fonction du volume, en vertu de laquelle les expéditeurs seraient facturés selon la capacité volumétrique qu'ils ont réservée par contrat sur le réseau. La compagnie a fait valoir que les coûts d'expédition du gaz sur son réseau varieraient en fonction des volumes de gaz transportés, et non en fonction du contenu thermique du gaz. Selon Alliance, la conception unique de son pipeline lui permettra d'expédier du gaz en phase quasi-liquide sans subir de hausse des coûts de transport. Se fondant sur ce fait, Alliance a fait valoir qu'un droit lié au volume serait plus conforme au principe voulant que les droits soient basés sur les coûts.

En réponse aux arguments avancés par les intervenants selon lesquels des droits fondés sur le contenu thermique seraient plus appropriés, Alliance a soutenu que de tels droits ne seraient pas conformes au principe de la causalité des coûts, et elle a indiqué qu'aucun intervenant n'a tenté de montrer que des droits liés au contenu thermique représentent une bonne répartition des coûts. La compagnie a également déclaré que les expéditeurs ne seraient pas traités sur un pied d'égalité si des droits différents étaient perçus en fonction du contenu thermique du gaz.

Alliance a répondu de la façon indiquée ci-après aux observations de NOVA Chemicals concernant le Gas Industry Standards Board («GISB»). Alliance a souligné que le GISB est un organisme de l'industrie, et non pas un organisme de réglementation, dont la FERC adopte parfois les recommandations comme guide pour l'établissement de ses propres politiques de conception des taux. Alliance a déclaré qu'à la lumière d'une recommandation du GISB, la FERC a déterminé que les taux facturés par les gazoducs relevant de sa compétence devraient être exprimés (et non calculés) en fonction du contenu thermique. Selon Alliance, cette politique vise simplement à permettre aux expéditeurs de comparer plus facilement les coûts comparatifs de transport sur les divers réseaux pipeliniers et n'a pas pour but de transférer les coûts entre les expéditeurs de gaz riche et les expéditeurs de gaz pauvre. Alliance a également laissé entendre que tout plan de TCPL visant l'adoption de droits liés au contenu énergétique n'a aucune incidence sur ce qui est approprié pour le pipeline d'Alliance.

Le tarif prévoit aussi un autre service qu'Alliance a qualifié de service de dépassement autorisé («SDA»). En vertu du SDA, Alliance attribuerait la totalité de la capacité non utilisée de son réseau au cours d'une journée donnée aux expéditeurs du service garanti et ce, en fonction des volumes garantis réservés par contrat par chaque expéditeur (à concurrence d'un maximum de 10 % de la demande contractuelle de chaque expéditeur). Les expéditeurs qui recourront à ce service ne paieront rien, sauf les frais liés au combustible.

Alliance a indiqué que le SDA constituait une solution novatrice aux problèmes causés par le fait que la capacité quotidienne disponible sur un réseau pipelinier varie considérablement. En raison de cette variabilité, la plupart des compagnies de gazoduc mettent sur le marché la capacité quotidienne excédentaire en tant que service interruptible. La compagnie a affirmé qu'en vertu du SDA, les expéditeurs pourront exercer un contrôle maximum sur la capacité disponible. Elle a souligné qu'étant donné que les expéditeurs assumeront tous les coûts fixes du pipeline en payant les frais liés à la

demande, ils ont droit à toute la capacité du pipeline. Alliance a également déclaré que les droits de transport seront négociables sur un marché secondaire, augmentant ainsi la marge de manoeuvre des expéditeurs.

En réponse aux arguments de certains intervenants selon lesquels le SDA offrirait un «laissez-passer gratuit» pour l'injection de LGN, Alliance a fait valoir que la suppression de cet avantage irait sensiblement à l'encontre des arrangements commerciaux conclus entre Alliance et ses expéditeurs, propriétaires et prêteurs.

Alliance a également souligné que si les expéditeurs du service garanti n'utilisent pas pleinement le SDA, la capacité excédentaire sera mise en marché comme service interruptible. Le droit applicable au service interruptible serait égal à la totalité des frais liés à la demande et au produit du service garanti, plus le carburant, et les recettes additionnelles tirées du service interruptible seraient remises aux expéditeurs du service garanti au cours de la période de facturation subséquente.

En dernier lieu, en vertu du tarif proposé, les expéditeurs doivent céder à Alliance leurs droits à l'égard des liquides transportés dans les volumes de gaz livrés au pipeline. En guise de compensation pour les liquides extraits, les expéditeurs recevraient, au point de livraison situé aux É.-U., des quantités de gaz ayant contenu thermique équivalent. Alliance a souligné que les expéditeurs ne sont pas tenus de livrer les liquides au pipeline, et elle a déclaré que la conception du pipeline offre aux expéditeurs un plus grand nombre d'options pour la mise en marché de leurs liquides.

### *Opinion des intervenants*

Les préoccupations que les intervenants ont exprimées au sujet du tarif proposé d'Alliance ont été résumées dans la section 3.3 des présents Motifs de décision. En bref, certaines parties se sont opposées à divers aspects de l'ensemble de services proposé par Alliance de crainte que certaines dispositions du tarif ne faussent le fonctionnement d'un marché concurrentiel en Alberta pour les LGN, et notamment l'éthane. Même si ces parties ont demandé que l'Office rejette certaines dispositions du tarif d'Alliance, la plupart de leurs préoccupations étaient liées aux effets éventuels du projet d'Alliance sur l'industrie pétrochimique albertaine, et non pas au caractère juste et raisonnable des droits proposés en soi.

NOVA Chemicals et l'ACFPC ont affirmé qu'Alliance transportera à la fois du gaz naturel pauvre et des LGN. L'ACFPC a fait valoir que ces produits constituent un «transport» différent au sens de l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ et qu'il ne serait ni juste ni raisonnable de percevoir le même droit pour des services différents de transport. Elle a également fait valoir qu'Alliance offrirait un service regroupé qui serait discriminatoire étant donné que les expéditeurs ne pourraient pas conserver leurs droits de propriété à l'égard de leurs liquides à moins d'être aussi propriétaires du pipeline.

NOVA Chemicals et l'ACFPC ont fait valoir qu'un droit lié au volume entraînerait un interfinancement du transport des LGN par le transport du gaz naturel étant donné que les LGN seraient transportés gratuitement tandis que les expéditeurs de gaz pauvre en assumeraient le coût. Plusieurs intervenants ont fait valoir que des droits liés au contenu thermique seraient préférables à des droits liés au volume. L'ACFPC a fait valoir que des droits liés au contenu thermique refléteraient la

valeur du service, permettraient de recouvrer une part équitable des coûts liés au transport et éviteraient l'interfinancement entre les différentes expéditions. En outre, elle a fait valoir que le SDA proposé serait injuste parce qu'il constituerait un service presque gratuit.

NOVA Chemicals a affirmé qu'aux É.-U., l'utilisation des unités thermiques ou d'énergie est bien établie depuis de nombreuses années et est acceptée comme étant la méthodologie appropriée et nécessaire. NOVA Chemicals a également souligné que la FERC a rejeté une demande qu'Alliance Pipeline L.P. a présentée en vue d'être exemptée de l'obligation d'exprimer ses taux en unités thermiques.<sup>1</sup> Dans le contexte canadien, NOVA Chemicals a souligné que le groupe de mise en oeuvre du GISB au Canada a recommandé des modalités de mise en oeuvre des normes du GISB (y compris les droits liés au contenu thermique) sur les pipelines canadiens, et que TCPL avait déjà obtenu de l'Office l'autorisation d'exprimer ses droits en unités thermiques à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

Comme il en est fait mention à la section 3.3, ANG a fait valoir que les dispositions relatives aux liquides, qui sont contenues dans les ententes modèles d'Alliance (entente préalable et entente de service de transport), font une distinction injuste entre les expéditeurs-proprétaires et les autres expéditeurs.

### *Opinion de l'Office*

En vertu des articles 62 et 67 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit garantir que les droits exigés par Alliance soient justes et raisonnables et qu'aucune distinction injuste ne soit exercée au plan des droits, des services ou des aménagements.

L'Office constate que le tarif et les droits en découlant ont été négociés entre Alliance et ses expéditeurs, et qu'aucun expéditeur ne s'est opposé à la méthodologie de conception des droits qui a été proposée. En outre, suivant la méthode de conception des droits proposée, les expéditeurs ont accepté de payer des frais liés à la demande totalisant quelque 8,2 milliards \$ pendant les 15 premières années d'exploitation du pipeline (tronçon américain du pipeline compris). L'Office juge que cela démontre fortement que les expéditeurs sont satisfaits du tarif et de la méthodologie de conception des droits qui ont été proposés par Alliance.

Étant donné la nature du coût du service du pipeline d'Alliance, l'Office juge que la méthodologie de conception des droits devrait refléter le principe de la causalité des coûts. L'Office estime que la méthodologie de conception des droits en fonction du volume qui est proposée par Alliance respecte le mieux le principe selon lequel les droits devraient refléter le coût du service fourni. Comme nous l'avons souligné dans la section 5.1.2, la preuve indique que les coûts de transport sur le réseau d'Alliance n'augmenteront pas en fonction du contenu thermique du gaz transporté; par conséquent, dans le cas présent, des droits liés au contenu thermique dérogeraient au principe de la causalité des coûts.

---

1 Selon le registre de l'audience GH-3-98, Alliance Pipeline L.P. a demandé à la FERC de tenir une autre audience sur cette question.

L'Office juge aussi que le SDA proposé constitue une démarche novatrice pour faire face à la fluctuation de la capacité disponible sur un gazoduc. En donnant aux expéditeurs le contrôle sur la capacité disponible, le SDA proposé supprime les risques de conflits entre les propriétaires du pipeline et les expéditeurs au sujet du droit de tirer des recettes additionnelles de la capacité inutilisée.

L'Office fait également remarquer qu'aucun expéditeur ne s'est opposé aux dispositions du tarif qui les obligent à renoncer à leurs droits de propriété à l'égard des liquides livrés au réseau d'Alliance. Le tarif n'oblige pas les expéditeurs à livrer leurs liquides au réseau; cependant, la conception du réseau d'Alliance offre aux expéditeurs une autre option de mise en marché pour leurs liquides.

Le tarif et la méthodologie de conception des droits qui sont proposés procureront de nombreux avantages uniques aux expéditeurs et diversifieront les services offerts aux expéditeurs sur les réseaux de transport du gaz naturel canadien. La méthodologie de conception des droits offre certitude et stabilité à long terme pour les expéditeurs, tandis que le SDA maximise le contrôle exercé par les expéditeurs sur la capacité disponible.

En conclusion, l'Office juge que la méthodologie de conception des droits qui est proposée par Alliance ferait en sorte que les droits seraient justes et raisonnables et qu'il n'y aurait pas de distinction injuste au plan des droits, des services ou des aménagements.

## **6.2 Méthode de réglementation**

### *Opinion du demandeur*

Alliance a demandé d'être classée parmi les compagnies pipelinières du groupe 2 aux fins de la réglementation des droits et des tarifs. Alliance a fait valoir que la structure des droits et la méthodologie de conception des droits qui sont prévues dans les ententes préalables étaient le fruit d'un effort de collaboration entre Alliance et ses expéditeurs dans le but de réduire les frais de réglementation normalement associés à l'établissement des droits. Même si Alliance ne prévoit aucun différend avec ses expéditeurs, elle a déclaré que les plaintes seraient déposées devant l'Office. Alliance a fait valoir que la surveillance active qu'elle requerrait sur le plan de la réglementation serait minimale et que la méthode de réglementation des compagnies du groupe 2 serait appropriée.

### *Opinion des intervenants*

Cochin était d'avis qu'Alliance, en qualité de gazoduc de très grande importance, devrait payer sa juste part au titre du recouvrement des frais de l'Office, comme les autres gazoducs de sa taille.

Foothills a indiqué qu'Alliance devrait faire l'objet de la même surveillance, sur le plan de la réglementation, que les compagnies de taille semblable réglementées par l'Office. NUL a également

fait valoir qu'Alliance, en tant que gazoduc de très grande importance, devrait être réglementée comme une compagnie du groupe 1.

TCPL s'est opposée à la demande faite par Alliance d'être réglementée comme une compagnie du groupe 2. Elle a soutenu qu'Alliance devrait être traitée comme une compagnie du groupe 1 aux fins du recouvrement des frais. En outre, TCPL a indiqué qu'Alliance bénéficierait d'un avantage concurrentiel injuste si elle n'était pas tenue de rendre public ses renseignements financiers dans la même mesure que les compagnies du groupe 1. La RMBC a également fait valoir qu'Alliance bénéficierait d'un avantage sur le plan de la concurrence si elle n'était pas tenue de déposer les mêmes renseignements financiers que ses concurrents.

### *Opinion de l'Office*

À des fins administratives, et conformément à son *Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2* (le «Protocole»), dont la plus récente version a été diffusée le 6 décembre 1995, l'Office classe les pipelines qu'il réglemente dans le groupe 1 ou le groupe 2. Les pipelines de très grande importance, qui comptent en général un grand nombre d'expéditeurs et nécessitent une surveillance constante sur le plan de la réglementation financière, font partie du groupe 1. Les compagnies pipelinières du groupe 2 sont réglementées en fonction des plaintes et font généralement l'objet d'une surveillance moindre sur le plan de la réglementation.

Depuis la diffusion du premier Protocole en 1985, la distinction entre les deux groupes de compagnies en ce qui touche la présentation de rapports a été atténuée. Par suite de la signature de règlements négociés, certaines compagnies du groupe 1 ne sont plus obligées de déposer certains rapports comme les rapports trimestriels de surveillance et des mesures de rendement. Les règlements négociés ont aussi entraîné une chute radicale du nombre d'audiences tenues en vertu de la partie IV pour les compagnies du groupe 1.

Même si le Protocole ne définit pas de critères particuliers pour l'établissement du statut des compagnies (groupe 1 ou groupe 2), certains facteurs ont été jugés pertinents quand il s'agit de procéder au classement. Il s'agit des facteurs suivants : i) la taille des installations, ii) le fait que le pipeline transporte ou non des produits destinés à de tierces parties, et iii) le fait que le pipeline soit réglementé ou non par la méthode traditionnelle du coût du service.<sup>1</sup>

L'Office en conclut qu'en vertu de ces critères, Alliance devrait être réglementée comme une compagnie du groupe 1. Alliance exploiterait l'un des plus gros pipelines relevant de la compétence de l'Office; ce pipeline transporterait du gaz naturel pour un nombre considérable de tiers expéditeurs; et les droits exigibles seraient établis en fonction du coût du service. L'Office a également décidé qu'il convenait de dispenser

---

<sup>2</sup> Ces critères ont été mentionnés précédemment dans le Rapport de la Commission d'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable, daté d'octobre 1997 (page 72).

Alliance de l'obligation de déposer les rapports trimestriels de surveillance et les mesures du rendement.

La quote-part des dépenses de l'Office qu'Alliance sera tenue de payer en vertu du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* est établie par l'effet de la loi, et l'Office n'a aucun pouvoir discrétionnaire à cet égard. L'Office souligne qu'il n'existe aucun lien direct entre la désignation d'une compagnie à titre de compagnie du groupe 1 ou du groupe 2 aux fins de la réglementation et la classification d'une compagnie aux fins du recouvrement des frais.

## Chapitre 7

# Dispositif

---

Les chapitres précédents constituent nos motifs de décision concernant la demande examinée par l'Office à l'instance GH-3-97. L'Office est convaincu que le projet de pipeline d'Alliance proposé est et sera d'utilité publique, pourvu que les conditions énoncées à l'annexe V soient respectées. Par conséquent, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, Alliance recevra un certificat d'utilité publique en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ. L'Office a également délivré l'ordonnance TG-7-98, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, concernant les droits et tarifs d'Alliance (voir l'annexe VII).

K. W. Vollman  
membre président

A. Côté-Verhaaf  
membre

C. M. Ozimy  
membre

novembre 1998  
Calgary (Alberta)

## Annexe I

### Renseignements sur le projet

---

Le projet comprendrait un certain nombre de latéraux dans le nord-ouest de la C.-B. et le nord-est de l'Alberta, et les installations de comptage et de compression s'y rapportant. La majorité des arrivages entreraient dans la canalisation principale entre la station Gordondale et la station de compression Windfall. Les 345 premiers kilomètres de la canalisation principale seraient des conduites de 1 067 mm (42 po) de diamètre, conçues pour être exploitées à une pression de service maximale de 8 275 kPa (1 200 lb/po<sup>2</sup>). À la station de compression Windfall, la pression serait portée à 12 000 kPa (1 740 lb/po<sup>2</sup>) et la canalisation principale en aval de la station aurait 914 mm (36 po) de diamètre. Au Canada, la canalisation principale serait jalonnée de sept stations de compression, placées à environ 193 km (120 milles) d'intervalle. Il est proposé d'installer les stations de compression de la canalisation principale aux endroits indiqués dans le tableau I-1.

**Tableau I-1**  
**Précisions sur les stations de compression de la canalisation principale**

| N° de la station | Borne kilométrique | Nom de la station/province | N <sup>bre</sup> d'unités par station | MW par unité (ISO) | Longueur estimative de la ligne électrique |
|------------------|--------------------|----------------------------|---------------------------------------|--------------------|--|
| 3-A              | 421.5              | Windfall, Alb.             | 3 (2 en série et 1 d'appoint)         | 30                 | 60 m                                       |
| 5-A              | 628.4              | Morinville, Alb.           | 1                                     | 23                 | 570 m                                      |
| 7-A              | 818.4              | Ima, Alb.                  | 1                                     | 23                 | 8,0 km                                     |
| 9-A              | 1010.0             | Kerobert, Sask.            | 1                                     | 23                 | 1,6 km                                     |
| 11-A             | 1205.7             | Lorebum, Sask.             | 1                                     | 23                 | 4,5 km                                     |
| 13-A             | 1398.2             | Estlin, Sask.              | 1                                     | 23                 | 14 km                                      |
| 15-A             | 1589.9             | Alameda, Sask.             | 1                                     | 23                 | 8,0 km                                     |

Gordondale serait le point de départ de la canalisation principale de 1 067 mm de diamètre. Étant donné que plusieurs des latéraux convergeraient à la station Gordondale, on y installerait des gares de lancement et de réception de racleurs et un séparateur de condensat. Toutes les stations de compression le long de la canalisation principale en Alberta qui seraient dotées d'installations de filtration et d'épuration auraient aussi besoin de parcs de citernes et d'installations de stockage.

Les vannes de sectionnement de la canalisation principale seraient placées à environ 32 km (20 milles) d'intervalle et dotées des installations relatives au système d'acquisition de données et de commande

(SCADA) pour en permettre la surveillance et la commande à distance, ainsi que celles d'autres équipements et instruments.

Le réseau de latéraux d'Alliance serait constitué de conduites dont le diamètre irait de 114 à 610 mm (4 à 24 po), comme l'indique le tableau I-2 (voir la figure 1-3 et la légende d'accompagnement pour la disposition géographique) :

Le réseau de latéraux comprendrait 26 stations de compression conçues pour admettre divers niveaux de compression installée de façon que l'on puisse déplacer aisément des appareils de compression pour répondre aux préférences changeantes des expéditeurs quant aux points de réception. Les latéraux seraient dotés de vannes à tous les points de réception et points de raccordement avec la canalisation principale; il y aurait aussi des compteurs de transfert de propriété aux divers points de réception. Le lecteur trouvera des précisions à ce sujet au tableau I-3.

La conception du pipeline prévoirait toutes les installations de racleurs nécessaires ainsi qu'un système de protection cathodique par courant imposé. Toutes les conduites seraient dotées en usine d'un revêtement extérieur d'époxy thermofusible. En outre, la canalisation principale et tous les latéraux de 406 mm (16 po) de diamètre et plus auraient un revêtement interne. Le revêtement interne permettrait à Alliance d'utiliser de plus petits compresseurs, et ces deux facteurs — soit l'utilisation d'un revêtement interne et de plus petits compresseurs — abaisseraient la consommation de combustible.

Tableau I-2  
Lateral system Pipeline Sizing

Tableau I-3  
Details of Permanent Lateral Facilities

## Annexe II

### Liste des questions

---

Voici la liste des questions qui figurait dans l'ordonnance d'audience GH-3-97 :

1. Fiabilité économique du projet de gazoduc d'Alliance, eu égard, entre autres choses, à :
  - a) la perspective de l'approvisionnement à long terme en gaz naturel qui serait offert aux fins de transport au gazoduc projeté d'Alliance;
  - b) la perspective de la demande à long terme de gaz naturel dans les marchés que desservirait le gazoduc projeté;
  - c) l'aptitude d'Alliance à fournir des services concurrentiels de transport du gaz naturel, et à attirer avec succès le gaz naturel à son réseau à long terme.
2. Répercussions commerciales éventuelles du projet de gazoduc d'Alliance.
3. Caractère adéquat du processus de consultation du public.
4. Effets environnementaux éventuels, ainsi que répercussions socio-économiques, du projet de gazoduc d'Alliance. On considérera les éléments décrits dans la décision de l'Office sur la portée de l'évaluation environnementale, datée du 19 juin 1997, en ce qui a trait à l'évaluation environnementale qui doit être menée aux termes de la LCÉE.
5. Détermination du tracé et emplacement des installations projetées; acquisition des droits fonciers.
6. Conception des installations projetées.
7. Conditions dont devrait être assorti tout certificat qui pourrait être délivré.
8. Méthode de conception des droits et tarif.
9. Méthode de réglementation des droits et tarifs, y compris la requête faite par Alliance à l'effet que la compagnie soit réglementée à titre de compagnie du groupe 2 (décrit dans le Protocole d'instructions de l'Office, daté du 6 décembre 1995, sur la réglementation des compagnies du groupe 2).

## Annexe III

### Texte de l'Entente

---

Suit le texte intégral de l'«Entente sur la réglementation des gazoducs, la concurrence et le changement visant à favoriser un environnement concurrentiel et un meilleur choix pour le consommateur», qui a été signée le 7 avril 1998 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, NOVA Corporation, NOVA Gas Transmission Ltd., la Small Explorers and Producers Association of Canada, et TransCanada PipeLines Limited.

[TRADUCTION]

ENTENTE SUR LA RÉGLEMENTATION DES GAZODUCS,  
LA CONCURRENCE ET LE CHANGEMENT VISANT À  
FAVORISER UN ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL ET UN  
MEILLEUR CHOIX POUR LE CONSOMMATEUR

ENTRE :

l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP»)

et

NOVA Corporation («NOVA»)

et

NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL»)

et

la Small Explorers and Producers Association of Canada («SEPA»)

et

TransCanada PipeLines Limited («TCPL»)

appelées collectivement les «Parties»

EN RECONNAISSANCE DE la nature dynamique de l'industrie canadienne des pipelines de gaz naturel et des intérêts plus vastes de tous les intervenants de cette industrie, les signataires de la présente entente sont résolus à favoriser un environnement concurrentiel et un meilleur choix pour le

consommateur. Les Parties reconnaissent également l'importance de maintenir l'harmonisation des intérêts, les bonnes communications et un esprit de bonne foi.

À CETTE FIN, les Parties adoptent les principes directeurs suivants :

en premier lieu, elles appuient la concurrence et un meilleur choix pour le consommateur;

en deuxième lieu, elles conviennent qu'une capacité pipelinière supplémentaire concurrentielle à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien («BSOC») doit être construite par les nouveaux concurrents autant que les compagnies pipelinières établies, d'une manière opportune, sécuritaire et rentable; et

en troisième lieu, elles conviennent de la nécessité de modifier la réglementation de manière que tous les pipelines nouveaux et existants aient les mêmes chances de concurrencer, reconnaissant ainsi que cette concurrence est souhaitable et conforme aux meilleurs intérêts des intervenants de l'industrie.

Les Parties conviennent d'appliquer immédiatement ces principes directeurs dans les domaines d'intervention indiqués ci-après, tel qu'exposé plus en détail dans les conditions qui suivent.

## 1. Environnement concurrentiel

1.01 La concurrence est un moteur dans l'industrie du gaz naturel d'aujourd'hui. Les politiques de l'industrie et la réglementation devraient non seulement favoriser et soutenir la concurrence mais également donner à tous les participants les mêmes possibilités d'offrir un meilleur choix au consommateur, inciter les compagnies pipelinières à construire une capacité de transport supplémentaire, favoriser la tarification concurrentielle ainsi que les innovations technologiques et la prestation de services novateurs, et rendre le BSOC un concurrent encore plus solide en Amérique du Nord.

1.02 Les Parties conviennent d'appuyer la construction d'une capacité de transport de gaz naturel supplémentaire concurrentielle à partir du BSOC, d'une manière opportune, sécuritaire et rentable. Elles prévoient qu'une nouvelle capacité concurrentielle sera mise en place dans cet environnement.

1.03 Les Parties reconnaissent également la nécessité de modifier la réglementation de manière à doter les pipelines existants des outils voulus pour assurer le fonctionnement efficace de l'environnement concurrentiel.

## 2. Politique d'interconnexion

2.01 Les Parties conviennent que la concurrence entre deux pipelines peut mener, à juste titre, à la création d'une capacité pipelinière supplémentaire et que le double emploi d'installations peut être minimisé grâce à l'adoption de politiques d'interconnexion.

2.02 Les politiques d'interconnexion ont pour objet d'offrir aux expéditeurs un accès équitable et raisonnable aux réseaux de transport concurrents. Elles visent à faciliter l'accès aux marchés et l'utilisation efficiente des installations, et elles comportent les éléments décrits ci-après.

- a. Les compagnies pipelinières négocieront de bonne foi, avec les expéditeurs, les services de transport et les prix à la réception et à la livraison, en provenance et à destination des points d'interconnexion (si des dispositions convenables ne sont pas déjà prévues au tarif). Si une compagnie pipelinière sollicite le service de transport, elle est alors l'expéditeur. Les prix et les services de transport actuels peuvent être réagencés en de nouveaux ensembles de services (dégrouperment), selon les besoins. Le dégroupement des services ne vise pas à modifier les contrats en place, sauf s'il y a entente réciproque entre toutes les parties.
- b. La présente politique d'interconnexion sera appliquée réciproquement à tous les pipelines d'interconnexion.
- c. Les pipelines d'interconnexion concluront une ou des ententes définissant les obligations et les engagements des parties, et ils déposeront ces documents auprès de l'organisme de réglementation compétent à la signature. (Les Parties prévoient que dans un cadre modifié de réglementation, il ne sera peut-être pas nécessaire de déposer les ententes).

2.03 Les ententes d'interconnexion prévoient les modalités de livraison de gaz à partir d'un réseau pipelinier ainsi que les modalités de réception de ce gaz dans le pipeline d'interconnexion.

- a) Les parties à l'entente d'interconnexion coordonneront leurs installations le plus possible afin de minimiser le double emploi. L'entente d'interconnexion définira tous les aspects de l'interconnexion, y compris les éléments suivants sans toutefois s'y limiter :
  - i) lieu des interconnexions,
  - ii) installations supplémentaires requises et titre de propriété,
  - iii) modalités d'acheminement et d'échange du gaz,
  - iv) volume, quantité et composition du gaz échangé, et
  - v) imputabilité des frais de propriété et d'exploitation des installations nécessaires pour réaliser l'interconnexion.
- b) Une entente d'interconnexion doit permettre aux compagnies pipelinières de respecter leurs engagements contractuels et leurs obligations en matière de services, ainsi que de maintenir leur intégrité et leur fiabilité matérielles et opérationnelles. Le cas échéant, elle porterait sur les procédures suivantes sous-tendant les opérations et les transactions commerciales, sans toutefois s'y limiter :
  - i) comptage aux fins du transfert de propriété,
  - ii) contrôle de la qualité du gaz et exigences techniques pertinentes,
  - iii) accords d'équilibrage,
  - iv) dispositions relatives à la réduction des livraisons,
  - v) fonctionnement des pipelines,
  - vi) contrôle de la pression et du débit,
  - vii) transmission des renseignements opérationnels de l'expéditeur, et
  - viii) mécanismes de prestation de l'information.

2.04 Le prix et les conditions du service de transport en provenance ou à destination de l'interconnexion doivent être établis en tenant compte de facteurs tels que les suivants :

- a) les frais de propriété et d'exploitation des installations nécessaires pour assurer le service de transport,
- b) les principes dominants de la méthodologie d'établissement des droits et de la non-discrimination, ainsi que les facteurs pertinents liés à la valeur marchande (comme cela est indiqué précédemment, un dégroupement des prix et des services peut s'imposer).

2.05 Les autres points devant figurer dans une entente d'interconnexion ou les ententes de transport avec les expéditeurs, qui ont des effets (positifs ou négatifs) sur l'efficacité de l'exploitation des réseaux pipeliniers, comprennent sans toutefois s'y limiter :

- a) la réduction de la capacité, la réduction du rendement des compresseurs et (ou) la nécessité d'ajouter des installations; et
- b) les différences dans la qualité, le contenu énergétique et la composition du gaz échangé entre les pipelines d'interconnexion.

2.06 Si les compagnies pipelières ne parviennent pas à une entente, elles peuvent recourir à un mécanisme de règlement des différends faisant appel à l'arbitrage.

2.07 En revanche, ou en outre, si une partie croit que la présente politique d'interconnexion n'est pas respectée parce que les négociations ne sont pas menées de bonne foi, ou si elle ne réussit pas à conclure une entente satisfaisante, elle peut s'adresser à l'organisme de réglementation compétent pour fins de règlement.

2.08 Les Parties conviennent que la présente politique d'interconnexion constitue un élément essentiel d'un réseau de transport de gaz concurrentiel, et elles acceptent de la mettre en oeuvre de concert avec l'élaboration d'un nouveau cadre de réglementation conformément à l'article 5 de la présente entente. Les parties jugent souhaitable que toutes les compagnies pipelières menant des activités à partir du BSOC adoptent la présente politique.

3. Activités non réglementées de collecte, de traitement et de mise en marché du gaz

#### A. Codes de conduite

3.01 TCPL et NOVA reconnaissent les préoccupations de l'industrie concernant le caractère adéquat de la séparation entre leurs activités réglementées de transport du gaz (les «services réglementés») et leurs activités non réglementées respectives, comme la mise en marché du gaz, la collecte et le traitement du gaz, et la mise en marché des LGN (les «services non réglementés»). L'industrie est préoccupée, entre autres, par l'interfinancement, les échanges d'information, les transferts d'éléments d'actif et le traitement préférentiel ou discriminatoire entre les activités réglementées et les activités non réglementées.

3.02 TCPL et NOVA acceptent de travailler avec l'ACPP, la SEPAC et les autres intervenants de l'industrie pour examiner leurs codes de conduite en vigueur et, sous réserve d'une entente acceptable pour toutes les parties, elles conviennent d'apporter les modifications nécessaires aux codes établis ou d'adopter de nouveaux codes régissant les rapports entre les services réglementés et les services non réglementés respectifs de TCPL et de NOVA, devant inclure les principes suivants :

- a) séparation adéquate et efficace des deux catégories de services;
- b) aucun traitement préférentiel ni indication de traitement préférentiel;
- c) traitement opportun et égal de tous, en ce qui touche :
  - i) les demandes de service,
  - ii) l'accès au service,
  - iii) la prestation du service,
  - iv) l'administration des tarifs,
  - v) le fonctionnement des réseaux, et
  - vi) la prestation des renseignements (y compris la capacité disponible et les plans d'agrandissement);
- d) aucune divulgation des renseignements confidentiels particuliers des expéditeurs sans le consentement de ces derniers;
- e) prestation de services aux compagnies affiliées aux termes de contrats prévoyant la rémunération des services aux taux du marché et(ou) selon les principes de répartition des coûts approuvés par l'organisme de réglementation;
- f) en cas d'acquisition de biens d'un service réglementé par un service non réglementé, application des modalités approuvées par l'organisme de réglementation compétent;
- g) politique de conformité des employés (reconnaissance de la gravité, et prise de mesures correctrices opportunes, y compris les mesures disciplinaires);
- h) agent supérieur responsable;
- i) processus satisfaisant de règlement des plaintes, assorti d'échéances appropriées et précises pour le règlement ultime de la plainte. Par exemple, un service réglementé doit s'engager à répondre par écrit à chaque plainte en vertu de son code de conduite dans les dix jours (10) jours ouvrables;
- j) examens périodiques avec l'industrie de l'efficacité continue des codes en vigueur. Les demandes d'examen ou de modification des codes doivent être traitées dans un délai semblable à celui qui est établi pour le mécanisme de règlement des plaintes.

3.03 Ces principes seront reflétés dans les codes de conduite régissant la circulation de l'information, des biens et(ou) des services entre les services réglementés de TCPL et de NOVA et leurs services non réglementés respectifs.

3.04 Aucune disposition de la présente entente ne vise à diminuer l'autorité ultime de l'organisme de réglementation compétent ou le droit de toute partie de solliciter un examen réglementaire.

3.05 NOVA confirme son intention de se départir de Pan-Alberta Gas.

#### B. Comité directeur des prix netback

3.06 TransCanada Gas Services («TCGS»), en qualité de mandataire de TransCanada PipeLines Limited, enverra à ses producteurs à prix netback une lettre leur demandant de proposer des candidats disposés à faire partie du Comité directeur des prix netback. Les candidats décideront entre eux de la structure et de la répartition appropriées des responsabilités. Pour sa part, le Comité établira et financera un sous-comité de la vérification et un sous-comité de la restructuration, dont il surveillera et orientera les travaux. L'ACPP et la SEPAC acceptent d'aider le Comité directeur des prix netback à trouver des candidats pour faire partie des sous-comités, au besoin.

3.07 Le Sous-comité de la vérification et le Sous-comité de la restructuration acceptent de travailler de concert et simultanément avec TCGS aux fins indiquées ci-après.

##### Sous-comité de la vérification

- a) Commander à des vérificateurs indépendants une vérification historique du bassin de producteurs à prix netback de TCGS. Sans restreindre la portée générale de ce qui précède, le Sous-comité sera chargé de négocier avec TCGS l'échéancier, le mandat et l'étendue de la vérification ainsi que le choix des vérificateurs. Il supervisera également la gestion de la vérification du bassin de producteurs à prix netback.

Le mandat, l'étendue, l'échéancier et les coûts estimatifs qui auront été convenus seront soumis à l'approbation du bassin de producteurs à prix netback, par voie de scrutin.

Le Sous-comité serait également appelé à administrer les vérifications et(ou) les examens courants du rendement du bassin de producteurs à prix netback de TCGS.

##### Sous-comité de la restructuration

- b) Entamer des pourparlers de bonne foi avec TCGS dans le but de restructurer le bassin de producteurs à prix netback de la compagnie. L'ACPP et la SEPAC acceptent que leurs représentants et les producteurs du bassin fassent partie de ce sous-comité. Le but visé est de déterminer s'il est possible de modifier la structure du prix netback et les arrangements actuels pour offrir aux producteurs des formules améliorées de tarification, y compris des prix sur mesure, des points de tarification, des conditions et autres. En vertu des nouvelles modalités, la méthode d'établissement des prix netback sera peut-être éliminée sous sa forme actuelle; ces

nouvelles modalités peuvent également prévoir des échanges matériels et financiers et plus d'options de livraison.

Un des domaines de responsabilité du Sous-comité de la restructuration consistera à collaborer avec TCGS à l'élaboration d'un code de conduite régissant le fonctionnement du bassin de producteurs à prix netback.

Aux termes du code de conduite, il est confirmé que TCGS ne vendra le gaz naturel provenant du bassin de producteurs à prix netback au service de commerce sur marge de TCGS que dans les circonstances suivantes :

- i) la vente du gaz naturel en question a été clairement définie et est approuvée par un scrutin des producteurs;
- ii) pour des raisons administratives ou opérationnelles, l'approvisionnement du bassin destiné aux marchés approuvés par voie de scrutin doit être vendu, à un prix de transfert de marché transparent dont on déduit les coûts réels engagés, à une compagnie affiliée de TCGS afin de faciliter la vente à un marché du bassin (ex. ventes à une compagnie affiliée détenant des certificats d'importation du DOE et (ou) de la FERC pour la vente de gaz aux États-Unis); et (ou)
- iii) la vente du gaz du bassin a été faite à un marché approuvé par voie de scrutin qui est ou a été acquis par la suite, en totalité ou en partie, par TCGS et (ou) ses compagnies affiliées.

#### 4. Avantages de la fusion

4.01 Les Parties reconnaissent l'harmonisation des intérêts avec les avantages prévus de la fusion de TCPL et de NOVA. De façon plus particulière :

- a. les Parties souhaitent que la fusion procure un avantage net aux clients de leurs services réglementés respectifs;
- b. TCPL et NGTL entendent procurer un avantage net aux clients de leurs services réglementés respectifs par suite de la fusion.

4.02 Les règlements incitatifs en vigueur qui visent TCPL et NGIL prévoient l'harmonisation des intérêts avec, entre autres, l'incitatif à réduire les coûts. Les Parties comprennent que les règlements existants et les décisions antérieures en matière de réglementation prévoient ce qui suit :

- a. un mécanisme approprié pour la répartition des avantages nets de la fusion entre les services réglementés et non réglementés des compagnies fusionnées, conformément aux politiques et méthodes comptables qui ont été approuvées par les organismes de réglementation respectifs de TCPL et de NGIL;
- b. un mécanisme approprié de partage pour les avantages nets liés à la fusion, et

- c. l'imputabilité appropriée.

4.03 TCPL et NGTL travailleront de concert avec leurs groupes de travail de l'industrie respectifs aux fins de l'élaboration :

- a. des mécanismes visant à assurer l'appariement correct des coûts et des avantages, en tenant compte de l'amortissement des frais au fil des ans;
- b. du processus visant à assurer une répartition appropriée des coûts et des avantages entre les clients des services réglementés de TCPL et de NGTL; et
- c. des modalités de présentation de rapports réguliers sur les progrès accomplis quant à la réalisation des avantages nets de la fusion, lesquels rapports renfermeront des renseignements pertinents sur les coûts et les avantages.

4.04 Au nom de l'industrie, NOVA versera une somme de 1 250 000 \$ pour l'enseignement postsecondaire. Le ou les bénéficiaires seront choisis par un comité consultatif composé de représentants de NOVA, de l'ACPP et de la SEPAC.

4.05 Si la fusion envisagée n'est pas menée à terme pour une raison quelconque, une somme de 2 000 000 \$ sera versée par TCPL au profit l'industrie, d'une manière qui sera déterminée à ce moment-là par entente mutuelle de TCPL, de l'ACPP et de la SEPAC.

## 5. Modification de la réglementation

5.01 Les Parties reconnaissent et acceptent que les pipelines existants confrontés à la nouvelle concurrence véritable entre pipelines devraient disposer des outils qui leur donneront la latitude voulue pour concurrencer. Par conséquent, les Parties conviennent que des changements devront être apportés aux méthodes de réglementation en place et, à cette fin, elles acceptent de négocier une proposition visant un nouveau cadre pour la réglementation de NGTL et TCPL, cadre adapté à un environnement de plus en plus concurrentiel. Les Parties reconnaissent et acceptent que les structures actuelles des droits et des tarifs de l'AEUB et de l'ONÉ ne tiennent pas compte de l'équilibre changeant entre risques et avantages qui est associé au nouvel environnement concurrentiel.

Il est reconnu que les présentes initiatives sont importantes pour un large éventail d'intervenants. Par conséquent, les Parties prévoient amorcer un dialogue avec les autres intervenants.

Les Parties feraient donc conjointement la promotion de cette proposition auprès des autres intervenants pour obtenir l'acceptation générale de l'industrie ainsi que les approbations réglementaires nécessaires.

5.02 En ce qui a trait à TCPL, les Parties conviennent de ce qui suit :

- a. L'ACPP et TCPL élaboreront les modalités détaillées d'un mécanisme de tarification en fonction de la durée d'ici le 15 mai 1998, dans lequel les droits seraient reliés à la

durée du contrat et assortis de rabais et de primes. Elles examineront diverses mesures incitant à un renouvellement hâtif ainsi que la situation des contrats en vigueur.

- b. La période d'avis de renouvellement de contrat des expéditeurs devrait passer de six à douze mois (la durée minimale d'un an demeure la même), et l'ACPP et TCPL appuieront la mise en oeuvre immédiate de ce changement, soit une mise en application le 31 octobre 1998 pour les contrats prenant fin le 31 octobre 1999.
- c. Si des non-renouvellements se produisent pendant l'agrandissement prévu du réseau de TCPL en 1999 et qu'une certaine capacité du réseau n'est pas assujettie à des contrats, la capacité en question sera disponible pour les services discrétionnaires (les coûts associés devant être inclus dans les droits applicables au service garanti) et mise en marché comme service discrétionnaire jusqu'à ce qu'elle soit assujettie à des contrats comme service garanti de longue durée.
- d. Les exigences de dépôt actuels pour les expéditeurs pour l'agrandissement devraient être assouplies de manière que seuls les contrats de transport garantie d'au moins dix ans, ainsi que les contrats de transport en aval et en amont, soient requis, en plus d'une évaluation des facteurs généraux liés au marché et à l'approvisionnement, et d'une évaluation de la solvabilité. L'ACPP et TCPL doivent élaborer les modalités détaillées de cet assouplissement et de sa mise en oeuvre d'ici le 15 mai 1998.

5.03 En ce qui a trait à NGIL, les Parties conviennent de ce qui suit :

- a. L'ACPP, la SEPAC et NGIL continueront de collaborer de manière que les exigences de dépôt de l'AEUB concernant la gamme de produits et les prix de NGIL fassent l'objet d'un règlement acceptable, ce qui comprend un examen de la période de prorogation de cinq ans ainsi que de la latitude quant au choix des points de réception; les exigences de dépôt devront être modifiées en fonction de cet accord réciproque. Les Parties feront en sorte que ces travaux soient achevés d'ici le 8 mai 1998.
- b. Si au cours des cinq premières années suivant la mise en service du pipeline d'Alliance, on observe une sous-utilisation du réseau de NGIL découlant de cette mise en service, le coût de la capacité sous-utilisée sera, pendant cette période de cinq ans, inclus dans le coût du service et les taux de NGIL. Cependant, lorsque Alliance aura obtenu le certificat demandé, il faudra que NGIL lui fasse une offre de bonne foi dans le but de conclure des accords de service sur les installations de NGIL qui soient acceptables pour les deux parties. Pendant cette période de cinq ans, NGIL mettra tout en oeuvre pour maximiser l'utilisation de sa capacité en vue d'accroître le volume applicable à l'établissement des taux.

5.04 Les Parties acceptent en outre de négocier, d'ici le 31 décembre 1999, une proposition visant un nouveau cadre de réglementation qui reconnaît et accepte le risque inhérent à la prestation de taux et de services concurrentiels. L'élaboration de cette proposition fera appel aux principaux intervenants externes.

5.06 Il est reconnu et accepté qu'ultimement, le fait de disposer d'une marge de manoeuvre tout en acceptant le risque inhérent à la prestation de taux, de droits ou de conditions de service axés sur la concurrence, est un but souhaitable. Il est reconnu que les organismes de réglementation continueront d'exercer un niveau approprié de surveillance.

## 6. Appui de la fusion

6.01 L'ACPP et la SEPAC appuieront la demande des autorisations requises pour réaliser la fusion de TCPL et de NOVA, en envoyant des lettres d'appui à l'AEUB, au plus tard le 8 avril 1998; en outre, elles ne s'opposeront pas à la fusion devant les autres organismes de réglementation et les autorités approbatrices gouvernementales.

## 7. Comité directeur

7.01 La rapidité d'exécution est un élément critique dans la présente entente.

7.02 Un comité directeur formé initialement de Barry Jackson, Norm McIntyre, Ted Newall et George Watson sera chargé de s'assurer que le but de la présente entente est réalisé d'une manière opportune.

7.03 Toutes les dispositions de la présente entente sont assujetties à l'application de la loi, y compris les décisions des organismes de réglementation compétents sans toutefois s'y limiter.

ENFOI DE QUOI les Parties ont signé la présente entente en ce 7<sup>e</sup> jour d'avril 1998.

Association canadienne des producteurs pétroliers

Par : \_\_\_\_\_

NOVA Corporation et  
NOVA Gas Transmission Ltd.

Par : \_\_\_\_\_

Par : \_\_\_\_\_

Small Explorers and Producers Association  
of Canada

Par : \_\_\_\_\_

Par : \_\_\_\_\_

TransCanada PipeLines Limited

Par : \_\_\_\_\_

Par : \_\_\_\_\_

## Annexe IV

# Lettre de la ministre concernant l'évaluation environnementale

---

Voici un double de la lettre, datée du 23 novembre 1998, que la ministre de l'Environnement a adressée à l'ONÉ pour lui faire part de la ligne de conduite qu'elle a décidé d'adopter aux termes de l'article 23 de la LCÉE en ce qui touche l'évaluation environnementale du projet de pipeline d'Alliance.





[TRADUCTION]

le 23 novembre 1998

M Ken W. Vollman  
Président  
Office national de l'énergie  
444, 7<sup>e</sup> Avenue Sud-Ouest  
Pièce 4047  
Calgary (Alberta)  
T2P 0X8

Monsieur,

La présente est pour vous informer de ma décision concernant le projet de pipeline d'Alliance.

Le 30 septembre, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (l'Agence) et moi-même avons reçu de l'Office national de l'énergie (l'Office) le rapport d'étude approfondie visant le projet susmentionné. Le rapport était présenté au nom de toutes les autorités responsables, à savoir l'Office, Pêches et Océans Canada et l'Administration du rétablissement agricole des Prairies, qui fait partie d'Agriculture et Agro-alimentaire Canada. Pêches et Océans Canada et l'Administration du rétablissement agricole des Prairies ont examiné le rapport et indiqué qu'ils souscrivaient aux recommandations et aux conclusions qu'il renferme.

Je vous renvoie le projet, à titre de président de l'Office national de l'énergie, ainsi qu'à Pêches et Océans Canada et à l'Administration du rétablissement agricole des Prairies, afin que vous preniez une décision aux termes du paragraphe 37(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la Loi). Après avoir pris en considération le rapport d'étude approfondie, les commentaires déposés par le public en vertu du paragraphe 22(2) de la Loi et les recommandations de l'Agence, j'en conclus que le projet, tel qu'il est décrit, n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

Je vous demande de faire en sorte que l'Office, conjointement avec Pêches et Océans Canada et l'Administration du rétablissement agricole des Prairies, confirme que toutes les mesures d'atténuation et les recommandations énoncées dans le rapport d'étude approfondie sont mises en oeuvre. Étant donné la nature de l'autorité que l'Office peut exercer relativement au projet, je recommande également que les autorités responsables conçoivent conjointement et exécutent un programme de suivi leur permettant de déterminer l'efficacité des mesures prises pour atténuer tous effets environnementaux négatifs, et de vérifier l'exactitude de l'évaluation environnementale menée à l'égard du projet.

Dans quelques mois, l'Agence demandera, en mon nom, des renseignements sur les mesures qui ont été prises pour atténuer les effets environnementaux du projet, ainsi que des précisions sur le programme de suivi et ses résultats. Cette information aidera l'Agence à garantir l'observation de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et à déterminer si l'évaluation environnementale a prédit correctement les effets du projet. Je saurais gré à l'Office de transmettre ces renseignements en temps opportun.

Pour ce qui concerne la communication au public de la décision du gouvernement fédéral dans ce dossier, je demanderais que vos fonctionnaires, de concert avec les autres autorités responsables, diffusent un avis public exposant la décision que l'Office a décidé d'adopter.

Tout en vous transmettant mes meilleurs vœux, je vous prie d'agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.

Christine S. Stewart

## Annexe V

# Conditions du certificat

---

### Généralités

1. Sauf avis contraire de l'Office, les installations pipelinières visées par le présent certificat seront la propriété d'Alliance Pipeline Ltd. (la «compagnie») et seront exploitées par cette dernière, au nom de Alliance Pipeline Limited Partnership. [1]
2. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit :
  - a) veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux plans et devis, aux mesures d'atténuation et aux autres renseignements ou données figurant dans sa demande, dans les engagements qu'elle a pris envers le ministère des Pêches et Océans ("MPO") et Environnement Canada, ou dans la preuve produite devant l'Office, sous réserve des changements approuvés suivant le paragraphe b) ci-dessous;
  - b) obtenir l'autorisation préalable de l'Office avant d'apporter toute modification aux plans et devis, mesures d'atténuation et autres renseignements ou données mentionnés au paragraphe a).
3. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 30 jours avant le début du creusage de la tranchée de la canalisation principale, un rapport qui :
  - a) démontre que le plan de contrôle de la propagation des ruptures ductiles pour la canalisation principale de 914 mm de diamètre a été validé par un essai d'éclatement dans les conditions d'utilisation;
  - b) établit la valeur d'arrêt de la propagation des ruptures ductiles pour les matériaux qui seront commandés aux fins de la construction de la canalisation principale de 1 067 mm de diamètre (i) en fonction de toute l'épaisseur en n'utilisant pas l'analyse de Leis et (ii) en utilisant l'analyse de Leis;
  - c) établit les limites d'exploitation, ou un programme antifissures avec ou sans limites d'exploitation, pour l'un ou l'autre des tronçons de 914 mm et de 1 067 mm de la canalisation principale, ou les deux, avec justification technique, si les essais décrits en a) et b) ne sont pas fructueux. [4]
4. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit présenter des rapports de rendement concernant ses objectifs en matière d'emploi et de participation commerciale des Premières nations et des Métis, pour la construction et l'exploitation du projet de pipeline d'Alliance. Les

rapports doivent être présentés à l'Office tous les trois mois pendant la construction, et tous les ans au cours des trois premières années d'exploitation. [5]

5. La compagnie doit respecter le calendrier saisonnier des activités de construction décrit dans sa demande ou autrement produit en preuve devant l'Office au cours de l'instance GH-3-97. Les moments saisonniers doivent faire la distinction entre les périodes où le sol est gelé et celles où il ne l'est pas
6. La compagnie doit :
  - a) sauf conformément à l'alinéa c) ci-dessous :
    - i) respecter toutes les restrictions d'échéancier et les marges de recul mentionnées aux annexes A1-13, A1-15, A1-16 et A1-17 de l'Évaluation de la faune, projet de pipeline d'Alliance, volume 2 – Annexes, en date de juin 1997;
    - ii) respecter toutes les restrictions d'échéancier et marges de recul, notamment celles qui visent certaines espèces et certains tronçons de construction, telles que précisées par Environnement Canada dans ses lettres à l'Office datées du 29 octobre 1997 et du 29 janvier 1998;
    - iii) si la compagnie envisage des activités de construction dans les limites des restrictions d'échéancier et des marges de recul pour les endroits BK 1388.5 à 1389, BK 1401.5 à 1402.5 et BK 1639 à 1641.5, elle devra, au moins 15 jours avant le commencement des travaux de construction à ces endroits, déposer la correspondance qu'elle a échangée avec Environnement Canada indiquant si ces conditions sont acceptables pour ces endroits afin de demander une dispense des restrictions d'échéancier et des marges de recul;
  - b) ne pas déroger au calendrier de construction de manière à entraîner un conflit avec les restrictions d'échéancier et les marges de recul ayant trait à une espèce protégée en vertu de la Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs;
  - c) pour les espèces non visées par la Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs, ne pas déroger au calendrier de constructions de manière à entraîner un conflit avec les restrictions d'échéancier et les marges de recul, sans l'approbation préalable de l'Office;
  - d) pour toute dérogation au calendrier demandée suivant l'alinéa c), soumettre à l'Office, au moins 15 jours avant le commencement des travaux de construction aux endroits soumis à des restrictions d'échéancier et des marges de recul, les lettres provenant d'Environnement Canada et des instances provinciales compétentes identifiant les restrictions sur le plan de l'échéancier ou des marges de recul qui n'ont pas été traitées auparavant et indiquant l'avis des organismes quant à savoir si les conditions sont acceptables dans ces endroits pour modifier les restrictions imposées.

7. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit s'assurer que tous les travaux et activités se rattachant aux installations temporaires sont exécutés conformément aux restrictions d'échéancier et aux marges de recul imposées par les autorités provinciales et fédérales en ce qui concerne les pêches et la faune.
8. La compagnie observera les critères énoncés ci-après au moment de choisir l'emplacement de toute installation temporaire, ce qui comprend les camps de construction, les zones d'entreposage des conduites et de l'équipement, les zones de travail, les entrepôts, les zones d'emprunt, les aires de manoeuvre, les nouvelles voies d'accès et toute autre zone qui serait utilisée ou perturbée avant ou pendant la construction :
  - a) éviter les zones de prairie naturelle et les aires qui nécessiteraient un déboisement, c'est-à-dire :
    - i) utiliser les aires déjà déboisées dans les zones forestières et les champs cultivés dans les régions agricoles, en choisissant de préférence des aires faisant déjà l'objet d'un usage industriel;
    - ii) utiliser dans les zones de prairie naturelle les aires antérieurement dépouillées de leur végétation indigène ou modifiées par un usage industriel;
  - b) éviter les zones importantes sur le plan environnemental à moins que le site ne serve déjà à des fins industrielles et que son utilisation durant la construction évitera d'avoir à déboiser d'autres régions intactes;
  - c) éviter les régions qui abritent ou ont de fortes chances d'abriter des espèces fauniques, ou de contenir des habitats importants d'espèces fauniques désignées (CSEMDC ou désignation provinciale), ainsi que toute autre réserve de faune fragile ou importante;
  - d) éviter les régions qui contiennent ou ont de fortes chances de contenir des plantes désignées;
  - e) éviter les cours d'eau et les terres humides;
  - f) éviter les pentes fortes, les sols organiques et les terrains mal drainés;
  - g) éviter les régions reconnues comme contenant des richesses patrimoniales ou ayant un fort potentiel d'en contenir;
  - h) sélectionner des sites qui ne créeront pas de conflits avec l'utilisation actuelle du sol.
9. La compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 30 jours avant de perturber un site proposé pour l'aménagement d'installations temporaires qui ne respecte pas les critères énoncés à la condition 1 :
  - a) une description du site;

- b) une description des effets sur l'environnement et des mesures qui seraient appliquées pour atténuer ces derniers et, s'il s'agit de mesures autres que celles qui ont été présentées au cours de l'audience, une analyse appuyant le recours à ces mesures;
  - c) les résultats des consultations tenues avec les propriétaires fonciers, les autorités municipales de même que les ministères et organismes provinciaux et fédéraux.
10. La compagnie doit présenter dès que possible à l'Office et à Environnement Canada un exemplaire du plan d'action qu'elle compte mettre en application dans le cadre du programme fédéral Défi-climat (mesures volontaires) et registre, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre découlant directement de l'exploitation du gazoduc.
11. Pour tous les travaux de construction de franchissements de cours d'eau entrepris en hiver et pouvant avoir un effet sur un cours d'eau vulnérable, la compagnie doit garantir un contrôle approprié de l'érosion et de la sédimentation à long terme en mettant en oeuvre les mesures adéquates de *protection contre l'érosion et de contrôle de la sédimentation décrites au tableau 4-8 du Rapport d'étude approfondie.*

#### Avant le début de la construction

12. Sauf avis contraire de l'Office, Alliance doit, avant le début des travaux de construction, déposer auprès de l'Office un affidavit confirmant que les ententes de service de transport ont été signées relativement à la capacité souscrite. [12]
13. Avant le dépôt des plans, profils et livres de renvoi aux termes de l'article 33 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office un avis de tout changement qui nécessite une modification du tracé particulier proposé qui est décrit dans la demande. Chaque avis déposé doit comprendre :
- a) les résultats de la consultation publique, l'identité des propriétaires fonciers touchés, et la situation sur le plan de l'acquisition des terrains (s'il y a lieu);
  - b) une photo aérienne (si le changement est supérieur à 50 mètres), et une liste des questions environnementales indiquant tous les effets environnementaux pertinents des modifications apportées au tracé (ex. sols, végétation, faune, hydrologie et richesses archéologiques);
  - c) les mesures d'atténuation connexes visant à rendre négligeables ces effets environnementaux, et si des mesures autres que celles qui ont été déposées à l'instance GH-3-97 sont proposées, une analyse à l'appui de l'utilisation de ces mesures. [13]
14. La compagnie doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction du projet de pipeline d'Alliance, un calendrier de construction décrivant les principaux travaux de construction, comme les franchissements de cours d'eau, et elle doit informer l'Office de toutes les modifications à ce calendrier à mesure qu'elle les apporte. [14]

15. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office le manuel de sécurité pendant la construction exigé en vertu de l'article 26 du *Règlement sur les pipelines terrestres*, au moins 30 jours avant le début de la construction. [15]
16. La compagnie doit fournir tout commentaire qu'elle a reçu d'Environnement Canada et du ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie - Britannique ('METP') concernant les résultats des modélisations, réalisées à l'aide du modèle ISC3-OLM de la USEPA (1997), des émissions rejetées par les stations de compression Morinville, Estlin et Taylor, y compris tout commentaire indiquant qu'il y a lieu de procéder à d'autres modélisations ou d'assurer une surveillance supplémentaire à ces stations.
17. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office son programme de surveillance et d'établissement de rapports sur la mortalité des rapaces visés par le CSEMDC résultant des nouvelles lignes de transport d'électricité alimentant les installations du projet, ainsi que les mesures que la compagnie s'engage à prendre pour réduire la mortalité des rapaces et les critères qu'elle respectera dans l'application de ces mesures.
18. La compagnie doit :
  - a) présenter à l'Office pour approbation, ainsi qu'à MFO-Habitat, au moins 30 jours avant le début de la construction, un plan d'inspection environnementale détaillé visant la construction qui identifie les inspecteurs en environnement, leurs qualifications respectives ainsi que leur aire de responsabilité géographique et spécialité;
  - b) avvertir l'Office de toute modification au plan d'inspection environnementale décrit au paragraphe a), lorsque ces modifications sont apportées.
19. La compagnie doit, au moins 30 jours avant le commencement des travaux de chaque tronçon de construction (tel que défini dans la demande), soumettre à l'Office à propos de chaque site sur lequel on a découvert une espèce végétale classée et de chaque communauté végétale importante répertoriée :
  - a) l'option d'atténuation retenue pour ce site (d'après la liste des options fournie dans la preuve GH-3-97);
  - b) une description de l'à-propos de cette option selon l'état du site et la convenance de l'option pour l'espèce ou la communauté.
20. Pour tous les travaux de construction de franchissements de cours d'eau entrepris en hiver et pouvant avoir un effet sur un cours d'eau vulnérable, la compagnie doit présenter à l'Office, au moins 15 jours avant le début des travaux de construction desdits franchissements :
  - a) un programme de surveillance de la qualité de l'eau qui sera mis en oeuvre avant, pendant et après la construction des franchissements;

- b) un plan d'intervention d'urgence détaillant les critères relatifs aux mesures qui seront mises en oeuvre par suite des activités de surveillance menées conformément à a);
  - c) la preuve que MFO-Habitat est satisfait de tout programme mis en oeuvre conformément à a) et des mesures décrites en b).
21. La compagnie doit présenter à l'Office, au moins 15 jours avant le début des travaux de construction à la rivière Wapiti, la confirmation de la technique de franchissement à employer, un calendrier détaillé des travaux de construction du franchissement et toute preuve d'engagement pris par la compagnie envers le MFO au sujet du franchissement.
22. Avant d'entreprendre les travaux de construction sur chaque tronçon de construction, la compagnie doit soumettre à l'Office et à MFO-Habitat une preuve attestant qu'elle a obtenu tout permis et toute autorisation ou approbation nécessaire relativement pour effectuer des travaux de franchissement de cours d'eau le long du tronçon de construction en question.
23. La compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 30 jours avant la conduite des études fauniques préalables à la construction :
- a) les méthodes envisagée pour les études;
  - b) en ce qui concerne les études relatives aux espèces rares et en danger de disparition, une liste détaillée des lieux de l'étude, précisant également l'espèce à propos de laquelle chaque étude est réalisée;
  - c) les commentaires d'Environnement Canada au sujet des méthodes des études.
24. La compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 30 jours avant le commencement des travaux liés à chaque tronçon de construction visé par l'étude faunique préalable à la construction :
- a) les résultats de l'étude;
  - b) les autres mesures que la compagnie entend prendre pour minimiser les effets supplémentaires mentionnées dans l'étude;
  - c) les commentaires d'Environnement Canada sur les résultats de l'étude et toute mesure additionnelle que la compagnie entend prendre.
25. La compagnie doit :
- a) mener une étude sur les tanières de grizzlis, dans les endroits abritant des aires de mise-bas convenables, avant que les activités de déboisement ne soient entreprises dans ces endroits;

- b) soumettre à l'Office, au moins 60 jours avant le déboisement des secteurs d'habitat du grizzli, la méthodologie de l'étude sur les tanières de grizzlis avant le déboisement (comportant le calendrier et les lieux exacts);
  - c) présenter à l'Office, au moins 10 jours avant le déboisement, les résultats de l'étude sur les tanières de grizzlis, notamment les résultats des consultations tenues avec les biologistes provinciaux et l'identification des autres mesures d'atténuation que la compagnie s'engage à prendre.
26. La compagnie doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant le début des travaux de construction de chaque station de compression le long d'un latéral, une évaluation du bruit ambiant au site proposé de la station de compression
27. Pour ce qui concerne les richesses patrimoniales, archéologiques et paléontologiques, Alliance doit, au moins 30 jours avant le début de la construction :
- a) déposer auprès de l'Office la confirmation que des consultations ont eu lieu avec la société historique et le conseil scolaire locaux concernant l'atténuation des effets du projet au site EfN1 10, marque commémorative d'une école, et fournir une description des mesures d'atténuation proposées;
  - b) aviser l'Office par écrit des solutions adoptées pour régler les préoccupations au sujet des sites suivants :
    - i) site HfRm 8 sur le latéral Highway;
    - ii) sites HdRh t3, HdRh t5, HdRg t20, HdRg t21, HbRe t34, et HbRe t35 le long du latéral Aitken Creek;
    - iii) sites HaRc t32, HaRc 10, HaRc t34, HaRc 11 et GfRb 2 le long du latéral Fort St. John;
    - iv) site HbRa 1 sur le latéral Boundary Lake;
  - c) présenter à l'Office une copie de toutes les révisions ou modifications apportées aux rapports d'évaluation des répercussions sur les richesses historiques/archéologiques («ÉRRHÉERRA») visant les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan;
  - d) confirmer par écrit à l'Office si les rapports ÉRRHÉERRA, y compris les révisions et modifications apportées à ces derniers et les recommandations qui y sont formulées, ont été jugés admissibles par la Division des aménagements culturels et des richesses historiques du ministère du Développement communautaire de l'Alberta, la Direction du patrimoine de la Saskatchewan et la Direction archéologique du ministère de la Petite entreprise, du Tourisme et de la Culture de la Colombie-Britannique;

- e) communiquer à l'Office les commentaires, s'il en est, reçus des organismes provinciaux susmentionnés au sujet des rapports, ainsi que toutes autres mesures d'atténuation convenues;
  - f) confirmer si Alliance se conformera aux mesures d'atténuation et aux recommandations énoncées dans les rapports mentionnés au point c) et à toutes autres mesures d'atténuation définies en réponse au point e).
28. La compagnie déposera auprès de l'Office, au moins 30 jours avant le début des travaux de construction de chaque station de compression et station de comptage, une description des mesures qui seront incorporées à la conception de la station afin d'en atténuer les effets visuels. La description devra comprendre :
- a) le raisonnement sous-tendant les mesures proposées;
  - b) l'issue des consultations entreprises relativement à ces mesures et la question de savoir si les personnes consultées sont satisfaites de l'utilisation de ces mesures.
29. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit lui présenter, au moins 30 jours avant le début des travaux de construction :
- a) une confirmation que les sujets de préoccupation relatifs aux sites d'utilisation traditionnelle ont été répertoriés avec les collectivités des Premières nations, notamment Doig River, Blueberry River et Halfway River, ce qui comprend :
    - i) une liste des préoccupations soulevées par la Première nation;
    - ii) les mesures proposées pour atténuer les préoccupations indiquées en (i); et
    - iii) les observations des Premières nations respectives au sujet des mesures visées en (ii); et
  - b) une confirmation que les consultations suivantes concernant les sites d'utilisation traditionnelle sont terminées et une description des mesures d'atténuation proposées :
    - i) consultations avec le chef et le conseil de la Première nation de Sturgeon Lake concernant les mesures d'atténuation aux sites GdQn T1, Otin Meta wiwin, GdQn T3, moose lick, GcQj T1, la piste muletère, Sardine Lake et Little Smokey Village;
    - ii) consultations avec les Premières nations de Sturgeon Lake et de Kelly Lake concernant les pratiques d'utilisation des terres qui pourraient être touchées par la construction du pipeline; et

- iii) consultations avec la Saskatchewan Federation of First Nations pour ce qui est de la surveillance des lieux de sépulture susceptibles d'être découverts pendant le creusage des tranchées.
30. Sauf avis contraire de l'Office, Alliance doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant le début des travaux de construction sur chacun des tronçons de construction (tels qu'ils sont définis dans la demande):
- a) une liste à jour des questions environnementales, comprenant les renseignements prescrits à l'alinéa 28(1)a) du Règlement sur les pipelines terrestres, et
  - b) une mise à jour du plan de protection de l'environnement renfermant les renseignements prescrits à l'alinéa 28(1)b) du Règlement sur les pipelines terrestres, pour que l'Office l'approuve.

**Pendant la construction**

31. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit présenter à l'Office des rapports d'étape mensuels concernant la construction, sous la forme établie par l'Office. [31]
32. La compagnie doit garder à chaque bureau de chantier une copie des plans et devis pertinents, y compris les méthodes de soudure et d'examen non destructif et la documentation d'appui. [32]
33. La compagnie tiendra à chaque bureau de chantier un dossier contenant :
- a) toute information portant sur les activités environnementales applicables, telles qu'elles sont énoncées dans la demande ou dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'audience GH-3-97;
  - b) des exemplaires de tous les permis ou autorisations applicables renfermant des conditions en matière d'environnement.
34. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit :
- a) s'assurer que le programme d'inspection environnementale détaillé soumis pour approbation à l'Office (en vertu de la condition 35, donne le nom, les compétences et l'expérience du ou des spécialistes des sols à qui il incombera de repérer convenablement les indicateurs mentionnés de (i) à (vi), paragraphe c);
  - b) s'assurer que le ou les spécialistes des sols mentionnés en a) interviendront à temps au site de tout tronçon où des indicateurs de sol humide risquent de se manifester et devront avoir au moins autant d'autorité que le surveillant de chantier pour les questions relatives à la mise en oeuvre des mesures d'urgence ainsi qu'à l'arrêt des travaux et à leur reprise subséquente;

- c) mettre en oeuvre les mesures d'urgence appropriées relativement aux sols humides définies dans sa demande ou selon les preuves produites, si un des indicateurs suivants se manifeste :
    - i) omiérage de la couche végétale au point où un mélange peut se produire;
    - ii) patinage excessif;
    - iii) accumulation de boue sur les pneus et autour des crampons;
    - iv) formation de grandes flaques d'eau dans l'aire de travail;
    - v) transport de boue excessif sur la route lorsque les véhicules quittent l'emprise;
    - vi) ou tout autre indicateur qui peut être utilisé pour déterminer la possibilité que la construction produise un effet défavorable sur les sols dans des conditions humides;
  - d) interrompre la construction dans les zones de prairie naturelle si un des indicateurs mentionnés ci-dessus se manifeste;
  - e) sauf avis contraire du propriétaire foncier, suspendre les travaux de construction sur des terres cultivées si un des indicateurs mentionnés ci-dessus se manifeste et si un décapage complet sur la largeur de l'emprise n'a pas été effectué;
  - f) présenter immédiatement un rapport à l'Office indiquant quelles mesures d'urgence pour les sols humides ont été mises en oeuvre et la raison pour laquelle elles ont été mises en oeuvre.
35. La compagnie doit exécuter un programme de sensibilisation des ouvriers à l'égard des risques de mortalité faunique le long des routes, et ceux-ci doivent respecter une vitesse réduite raisonnable le long de l'emprise, des voies d'accès et, dans la mesure du possible, des routes secondaires. Il faut interdire toute circulation en dehors de l'emprise, excepté sur certaines voies d'accès désignées.
36. Advenant que des habitats importants, des habitats spécialisés d'espèces fauniques ayant un statut donné ou des habitats de nidification d'oiseaux chanteurs ou de rapaces non décelés au préalable soient découverts durant la construction, la compagnie doit, de concert avec l'Office, Environnement Canada et les autres organismes de réglementation compétents, éviter, relocaliser ou rétablir ces caractéristiques ou ces aires conformément aux procédures décrites dans sa demande ou autrement produites en preuve devant l'Office au cours de l'instance GH-3-97.
37. Si des communautés végétales importantes ou des espèces végétales protégées, non répertoriées antérieurement, sont découvertes pendant la construction, la compagnie s'engage, de concert avec l'Office et les autres organismes de réglementation compétents, à éviter, à relocaliser ou à

rétablir ces caractéristiques ou ces aires conformément aux procédures décrites dans sa demande ou autrement produites en preuve devant l'Office au cours de l'instance GH-3-97.

38. Pour ce qui est des situations nécessitant un dynamitage dans des cours d'eau poissonneux, Alliance doit effectuer les travaux de dynamitage conformément au projet de document du MPO, en date de 1996, intitulé «Guidelines for the Use of Explosives in Canadian Fisheries Waters» (Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs dans les eaux de pêche canadienne).
39. Dans le cas de tout prélèvement d'eau effectué dans un plan d'eau poissonneux, Alliance doit munir les tuyaux d'admission de cribles conformément aux lignes directrices de 1995 du MPO intitulées «Freshwater Intake End-of-Pipe Fish Screen Guideline» (Lignes directrices sur l'utilisation de grilles à poisson à l'extrémité des tuyaux d'admission en eau douce).
40.
  - a) Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office les programmes d'assemblage au chantier exigés en vertu de l'article 21 du *Règlement sur les pipelines terrestres*, au moins 21 jours avant leur entrée en vigueur.
  - b) Nonobstant les dispositions du paragraphe 21(5) du *Règlement sur les pipelines terrestres*, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office les exigences techniques et les méthodes d'assemblage au chantier, les registres relatifs à la qualification des méthodes ainsi que les méthodes d'examen non destructif pour la tuyauterie de la canalisation principale et des latéraux ayant un diamètre égal ou supérieur à 508 mm et une pression maximale de service prévue égale ou supérieure à 8 274 kPa. [37]
41. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit soumettre à l'approbation de l'Office le manuel d'essai sous pression exigé en vertu de l'article 34 du *Règlement sur les pipelines terrestres*, au moins 30 jours avant le début de l'essai sous pression. [38]
42. Dans les cas où il est nécessaire de dépasser le seuil de 10 % du débit ou du volume d'une nappe d'eau pour effectuer des essais hydrostatiques, la compagnie doit présenter à l'Office, aux fins d'approbation, au moins 10 jours avant le début des prélèvements, un plan de prélèvement d'eau pour essais hydrostatiques qui comprend au moins la justification du dépassement sollicité, le volume d'excédent estimé, une évaluation des effets sur l'environnement, les mesures d'atténuation et les résultats des consultations avec le MPO et les autorités provinciales compétentes.
43. La compagnie présentera à l'Office pour approbation, ainsi qu'à MPO-Habitat, au moins 15 jours avant la fin des travaux de construction à chaque tronçon de construction, un plan détaillé de remise en état et de surveillance postérieure à la construction pour chaque tronçon. Le plan comprendra une description de tout programme de surveillance mené et de toutes mesures spéciales relatives au contrôle de l'érosion et de la sédimentation dans les cours d'eau, en particulier les cours d'eau vulnérables sur lesquels des franchissements seraient construits en hiver.

### Avant la mise en service

*[Les conditions tirées du RÉA seront insérées sous cette rubrique.]*

44. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie soumettra à l'approbation de l'Office, au moins 30 jours avant la mise en service, les procédures d'urgence requises en application des articles 48 et 49 du Règlement sur les pipelines terrestres.
45.
  - a) La compagnie doit élaborer, avec l'aide des organismes de réglementation, y compris Environnement Canada, et des personnes intéressées, un programme de surveillance de la qualité de l'air.
  - b) La compagnie doit fournir à l'Office une description du programme de surveillance de la qualité de l'air mentionné à l'alinéa a), ainsi que tout commentaire qu'elle a reçu des organismes de réglementation (y compris Environnement Canada et le METP) et des personnes intéressées.
46. Sauf avis contraire de l'Office, la station de compression Morinville, la station de compression du latéral Taylor ainsi que la station de compression Windfall seront sounises au programme de surveillance de la qualité de l'air de la compagnie. Si les compresseurs de la station de compression du latéral Bigstone ne sont pas entraînés par des moteurs électriques, la compagnie doit, au moins 15 jours avant la mise en service de l'installation, déposer auprès de l'Office tous commentaires formulés par les organismes de réglementation, y compris Environnement Canada, et les personnes intéressées, de même que la réponse d'Alliance à savoir si cette station devrait également faire l'objet de son programme de surveillance de la qualité de l'air.
47. Alliance présentera à l'Office des doubles des rapports sur les programmes d'atténuation menés sur les sites historiques, archéologiques et paléontologiques découverts pendant la construction, de même que les commentaires reçus à ce sujet de la part de la Division des aménagements culturels et des richesses historiques du ministère du Développement communautaire de l'Alberta, de la Direction du patrimoine de la Saskatchewan et de la Direction archéologique du ministère de la Petite entreprise, du Tourisme et de la Culture de la Colombie-Britannique ainsi que des Premières nations concernées.

### Après la construction

*[Les conditions tirées du RÉA seront insérées sous cette rubrique.]*

48. La compagnie doit, conformément au calendrier de présentation des rapports à établir dans son programme de surveillance de la qualité de l'air, présenter à l'Office les résultats de la surveillance des émissions, y compris une comparaison des valeurs modélisées pour les stations et tout commentaire sur les résultats qu'elle a reçu d'Environnement Canada, du METP et des personnes intéressées.
49. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit :

- a) déposer auprès de l'Office, dans les 12 mois suivant la mise en service de chacune des stations de compression de la canalisation principale et des latéraux, un rapport pour chaque station de compression détaillant les résultats d'un programme approprié de surveillance du bruit. *Ce rapport devra contenir, entre autres, les niveaux sonores, durant le fonctionnement à plein régime, mesurés à la source, au niveau de la clôture, et à proximité immédiate des trois habitations les plus proches de la station, ou, s'il n'y a pas d'habitation dans les environs, à un site situé à environ 1,5 km de la station;*
- b) *aviser l'Office par écrit de toute plainte reçue concernant le niveau sonore lié à l'exploitation des stations de compression et lui indiquer les résultats de tout suivi du bruit entrepris, ainsi que des mesures prises en réponse à la plainte;*
- c) *dans l'éventualité où l'examen de la plainte relative au bruit mentionnée en b) révèle que l'augmentation des niveaux sonores est de 5 dBA ou plus, ou tient à une gamme de fréquences précise, la compagnie doit entreprendre des mesures correctives dans les quatre mois après que la plainte a été reçue, et si la mise en oeuvre de ces mesures nécessite plus de temps, ou si la compagnie estime qu'il n'y a pas lieu de prendre des mesures, la compagnie doit déposer auprès de l'Office ses motifs et les résultats de consultations plus poussées avec les personnes touchées.*

50. La compagnie doit présenter à l'Office, à MPO-Habitat et à Environnement Canada un rapport environnemental postérieur à la construction dans les six mois suivant la date de mise en service de chaque installation approuvée. Le rapport environnemental postérieur à la construction relatif à chaque installation approuvée doit faire état des questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date du dépôt du rapport et :

- a) donner une description de toutes les modifications mineures apportées aux pratiques, procédures et des recommandations mises en oeuvre pendant la construction;
- b) fournir un résumé de tous les cas où des conditions de sol humide ont exigé la mise en oeuvre de mesures d'urgence ou l'arrêt de la construction, en précisant plus particulièrement :
  - i) la date de la décision;
  - ii) le ou les indicateurs utilisés pour prendre la décision ainsi que les mesures prises et la justification pour chaque indicateur;
  - iii) l'emplacement et l'étendue du tronçon de construction touché et le type de sol;
  - iv) la nature des travaux touchés par la décision;
  - v) les mesures d'urgence particulières mises en oeuvre;

- vi) la date à laquelle les mesures d'urgence ont cessé d'être nécessaires ou la date de reprise de la construction ainsi que la justification de la décision;
  - vii) toute mesure particulière de suivi, de remise en état ou de surveillance recommandée;
- c) indiquer les questions qui ont été résolues et celles qui ne l'ont pas été;
  - d) décrire les mesures que la compagnie se propose de prendre pour résoudre les questions non résolues;
  - e) comprendre des copies des rapports après exécution préparés conformément aux engagements pris envers le MPO et les commentaires du MPO sur ces rapports;
  - f) fournir une liste et une carte appropriée indiquant toutes les routes d'accès désignées ainsi que l'emplacement et la nature de toutes les installations temporaires.
51. La compagnie doit présenter à l'Office, au plus tard le 31 décembre de chacune des deux premières saisons de croissance complètes après le dépôt du rapport environnemental postérieur à la construction dont il est question à la condition 50 :
- a) une liste des questions environnementales qui étaient indiquées comme étant non résolues dans le rapport antérieur et des questions qui se sont posées depuis;
  - b) une description des mesures que la compagnie se propose d'adopter pour résoudre toutes les questions environnementales non résolues.
52. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit lui présenter, en plus du rapport final déposé conformément à la condition 51, une bande vidéo ou des images de télédétection montrant l'ensemble de l'emprise du pipeline, sous une forme satisfaisante
53. Sauf avis contraire de l'Office, la compagnie doit présenter à l'Office :
- a) dans les six mois suivant le début de l'exploitation du pipeline, une description de son programme de surveillance de l'effet thermique sur la végétation située le long de l'emprise en aval des stations de compression de la canalisation principale, y compris les paramètres à surveiller, la fréquence de la surveillance et les références utilisées pour fins de comparaison, ainsi que tout commentaire sur le programme de la part des propriétaires fonciers et des personnes intéressées;
  - b) conformément au calendrier de rapport qui sera établi dans le cadre de son programme de surveillance des effets thermiques, les résultats du programme de surveillance de la compagnie, y compris tout commentaire sur les résultats de la part des propriétaires fonciers et autres personnes intéressées.

*Expiration du certificat*

54. Sauf avis contraire de l'Office, le présent certificat expirera intégralement le 31 décembre 2000 à moins que la construction du pipeline n'ait débuté au plus tard à cette date, et il expirera cinq ans après la date de délivrance en ce qui a trait uniquement aux installations visées par le certificat qui n'ont pas été construites avant cette date. [51]

**Tableau V-1  
Corcordance Between CSR Recommendations and Certificate Conditions**

| <b>CSR Recommendation</b> | <b>Certificate Condition</b> |  | <b>CSR Recommendation</b> | <b>Certificate Condition</b> |
|---------------------------|------------------------------|--|---------------------------|------------------------------|
| 1                         | 8                            |  | 22                        | 16                           |
| 2                         | 9                            |  | 23                        | 45                           |
| 3                         | 34                           |  | 24                        | 46                           |
| 4                         | 19                           |  | 25                        | 48                           |
| 5                         | 37                           |  | 26                        | 10                           |
| 6                         | 11                           |  | 27                        | 26                           |
| 7                         | 20                           |  | 28                        | 49                           |
| 8                         | 21                           |  | 29                        | 27                           |
| 9                         | 22                           |  | 30                        | 47                           |
| 10                        | 42                           |  | 31                        | 28                           |
| 11                        | 38                           |  | 32                        | 29                           |
| 12                        | 39                           |  | 33                        | 44                           |
| 13                        | 6                            |  | 34                        | 33                           |
| 14                        | 5                            |  | 35                        | 18                           |
| 15                        | 7                            |  | 36                        | 43                           |
| 16                        | 23                           |  | 37                        | 50                           |
| 17                        | 24                           |  | 38                        | 51                           |
| 18                        | 25                           |  | 39                        | 52                           |
| 19                        | 36                           |  | 40                        | 53                           |
| 20                        | 35                           |  | 41                        | 2                            |
| 21                        | 17                           |  |                           |                              |

## Annexe VI

# Extraits des ententes des expéditeurs concernant les LGN

---

Voici des extraits des ententes modèles (entente préalable et entente de service de transport) visant le transport garanti du gaz naturel sur le tronçon canadien du pipeline d'Alliance, qui ont été toutes deux déposées devant l'Office conjointement avec la demande d'Alliance, relativement aux liquides de gaz naturel et aux hydrocarbures liquéfiables.

### Entente préalable

#### Article 5.5 - Renonciation aux droits à l'égard des liquides

En vertu de l'entente de service de transport, l'expéditeur renoncera pleinement à tous les droits à l'égard des livraisons d'une portion particulière du flux commun de gaz naturel transporté par le transporteur et le transporteur américain, ainsi qu'aux droits à l'égard des liquides de gaz naturel ou des hydrocarbures liquéfiables pouvant être extraits de ces flux communs ou traités; il renoncera également au produit, aux profits et aux pertes liés à l'extraction, au traitement ou à la vente de ces liquides de gaz naturel ou hydrocarbures liquéfiables (collectivement, «renonciation aux droits»). Au moment de la signature et de la transmission de l'entente de service de transport, ou à tout autre moment par la suite selon les exigences du transporteur, l'expéditeur devra signer, et si le transporteur l'exige, faire signer par l'une de ses compagnies affiliées ou par toute autre personne qui a obtenu un service de transport, par le pipeline américain, de volumes de gaz naturel correspondant à la capacité assujettie au contrat, des accords ou des instruments prévoyant expressément cette renonciation aux droits, sous la forme exigée par le transporteur, à condition que l'accord ou l'instrument en question :

- a) ne modifie pas les droits exigibles pour le service de transport offert en vertu de l'entente de service de transport;
- b) ne modifie pas le droit de l'expéditeur de recevoir, de la part du transporteur américain, des livraisons qui sont équilibrées avec ses livraisons au transporteur en fonction du pouvoir calorifique, et compte tenu des pertes en canalisation et du combustible, aux points de livraison situés aux É.-U.

### Entente de service de transport

#### Article 5 - Option d'extraire et d'acheter des liquides

- 5.1 Les réceptions et les livraisons de l'expéditeur, moins le combustible, seront équilibrées au point de livraison en fonction du volume et du pouvoir calorifique, conformément au tarif.
- 5.2 Par la présente, l'expéditeur accorde au transporteur, agissant uniquement en sa qualité de mandataire des parties énumérées à l'annexe B (les «optants»), l'option, pouvant être exercée

en tout temps et durant toute période pendant la durée de la présente entente de service de transport, d'extraire du gaz naturel mélangé transporté par le transporteur et d'acheter tous les liquides de gaz naturel ou les hydrocarbures liquéfiables livrés au transporteur par l'expéditeur que les optants décident d'extraire ou de traiter, et l'expéditeur cède donc au transporteur, agissant uniquement en sa qualité de mandataire des optants, le produit, les pertes et les profits liés à l'extraction, au traitement ou à la vente de ces liquides de gaz naturel ou hydrocarbures liquéfiables.

**5.3** Lorsque les optants exercent cette option, et en contrepartie de la vente par l'expéditeur des liquides de gaz naturel ou des hydrocarbures liquéfiables extraits, le transporteur, agissant uniquement en qualité de mandataire des optants, doit prendre les dispositions voulues pour la livraison à l'expéditeur par le transporteur américain, à des points de livraison sur le pipeline américain, de quantités de gaz naturel ayant un pouvoir calorifique égal à celui des quantités de liquides de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquéfiables extraits qui sont acquises par les optants.

**5.4** L'expéditeur doit, au moment de la signature et de la transmission de la présente entente de service de transport, ou à tout moment par la suite selon les exigences du transporteur, signer et, si le transporteur l'exige, faire signer par l'une de ses compagnies affiliées ou par une autre personne à laquelle on a offert un service de transport sur le pipeline américain pour des volumes de gaz naturel correspondant à la capacité assujettie au contrat, des accords ou des instruments prévoyant expressément l'option créée à l'article 5.2 ou la reconnaissance de cette option, sous la forme exigée par le transporteur, à condition que les accords ou les instruments en question :

- a) ne modifient pas les montants que l'expéditeur doit verser pour le service de transport en vertu de la présente entente de service de transport; ou
- b) ne modifient pas le droit de l'expéditeur de recevoir des livraisons du transporteur au point de livraison, équilibrées avec ses livraisons au transporteur en fonction du pouvoir calorifique, après provision pour le combustible; ou
- c) ne modifient pas le droit de l'expéditeur ou de ses compagnies affiliées, ou de toute autre personne qui a obtenu un service de transport sur le pipeline américain, de recevoir des livraisons faites par le transporteur américain à des points de livraison situés sur le pipeline américain, équilibrées avec ses livraisons au transporteur américain en fonction du pouvoir calorifique, après provision pour le combustible.

## Annexe VII

### Ordonnance TG-7-98

---

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

RELATIVEMENT à une demande en date du 3 juillet 1997, présentée par Alliance Pipeline Ltd. («Alliance»), au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership, pour obtenir une ordonnance aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ; demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'«Office») sous le numéro de dossier 3200-A159-1.

DEVANT l'Office, le 23 novembre 1998;

ATTENDU QU'Alliance a déposé une demande datée du 3 juillet 1997 pour solliciter une ordonnance visant à approuver la méthodologie de conception des droits et le tarif qui seront appliqués à l'égard des services fournis par Alliance;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience conformément à l'ordonnance d'audience GH-3-97 au cours de laquelle il a entendu la preuve et les arguments présentés par Alliance et les parties intéressées;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office concernant la demande sont exposées dans les Motifs de décision GH-3-97 datés du novembre 1998, et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE :

1. Alliance doit, aux fins de la comptabilité, de l'établissement des droits et des tarifs, mettre en application les décisions énoncées dans les Motifs de décision GH-3-97 et dans la présente ordonnance;
2. Au moins soixante jours avant la mise en service du gazoduc, Alliance doit déposer auprès de l'Office, et signifier à tous les intervenants à participation entière de l'audience GH-3-97, des tarifs (y compris les conditions générales) et des droits qui sont conformes aux décisions énoncées dans les Motifs de décision GH-3-97 et dans la présente ordonnance.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Michel L. Mantha  
Secrétaire