

SENATE



SÉNAT

CANADA

Second Session
Forty-first Parliament, 2013-14

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

ENERGY,
THE ENVIRONMENT
AND NATURAL
RESOURCES

Chair:
The Honourable RICHARD NEUFELD

Thursday, May 8, 2014
Thursday, May 27, 2014

Issue No. 12

Fourth and fifth meetings on:

Study on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories

WITNESSES:
(See back cover)

Deuxième session de la
quarante et unième législature, 2013-2014

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de l'*

ÉNERGIE,
DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES RESSOURCES
NATURELLES

Président :
L'honorable RICHARD NEUFELD

Le jeudi 8 mai 2014
Le mardi 27 mai 2014

Fascicule n° 12

Quatrième et cinquième réunions concernant :

L'étude sur le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes

TÉMOINS :
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE
ON ENERGY, THE ENVIRONMENT
AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Richard Neufeld, *Chair*

The Honourable Grant Mitchell, *Deputy Chair*
and

The Honourable Senators:

Black	Massicotte
Boisvenu	Patterson
* Carignan, P.C. (or Martin)	Ringuette
* Cowan (or Fraser)	Seidman
MacDonald	Sibbeston
	Wallace

* Ex officio members
(Quorum 4)

Changes in membership of the committee:

Pursuant to rule 122-5, membership of the committee was amended as follows:

The Honourable Senator Ringuette replaced the Honourable Senator Day (*May 23, 2014*).

The Honourable Senator Mitchell replaced the Honourable Senator Ringuette (*May 9, 2014*).

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE,
DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES RESSOURCES NATURELLES

Président : L'honorable Richard Neufeld

Vice-président : L'honorable Grant Mitchell
et

Les honorables sénateurs :

Black	Massicotte
Boisvenu	Patterson
* Carignan, C.P. (ou Martin)	Ringuette
* Cowan (ou Fraser)	Seidman
MacDonald	Sibbeston
	Wallace

* Membres d'office
(Quorum 4)

Modifications de la composition du comité :

Conformément à l'article 12-5 du Règlement, la liste des membres du comité est modifiée, ainsi qu'il suit :

L'honorable sénatrice Ringuette a remplacé l'honorable sénateur Day (*le 23 mai 2014*).

L'honorable sénateur Mitchell a remplacé l'honorable sénatrice Ringuette (*le 9 mai 2014*).

MINUTES OF PROCEEDINGS

OTTAWA, Thursday, May 8, 2014
(23)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 9:02 a.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Black, Boisvenu, Day, MacDonald, Massicotte, Neufeld, Patterson, Seidman, Sibbeston and Wallace (10).

In attendance: Sam Banks and Marc LeBlanc, Analysts, Parliamentary Information and Research Services, Library of Parliament.

Also present: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Tuesday, March 4, 2014, the committee continued its study on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 10.*)

WITNESSES:

Canadian Gas Association:

Paula Dunlop, Director, Public Affairs and Strategy;

Paul Cheliak, Director, Market Development.

The chair made a statement.

Ms. Dunlop made a statement and, together with Mr. Cheliak, answered questions.

At 9:50 a.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

OTTAWA, Tuesday, May 27, 2014
(24)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:58 p.m., in room 9, Victoria Building, the chair, the Honourable Richard Neufeld, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Black, Boisvenu, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Ringuette, Seidman, Sibbeston and Wallace (9).

PROCÈS-VERBAUX

OTTAWA, le jeudi 8 mai 2014
(23)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 9 h 2, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Black, Boisvenu, Day, MacDonald, Massicotte, Neufeld, Patterson, Seidman, Sibbeston et Wallace (10).

Également présents : Sam Banks et Marc LeBlanc, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le mardi 4 mars 2014, le comité poursuit son étude sur le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes. (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 10 des délibérations du comité.*)

TÉMOINS :

Association canadienne du gaz :

Paula Dunlop, directrice, Affaires publiques et stratégie;

Paul Cheliak, directeur, Développement des marchés.

Le président prend la parole.

Mme Dunlop fait un exposé puis, avec M. Cheliak, répond aux questions.

À 9 h 50, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

OTTAWA, le mardi 27 mai 2014
(24)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 58, dans la pièce 9 de l'immeuble Victoria, sous la présidence de l'honorable Richard Neufeld (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Black, Boisvenu, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Ringuette, Seidman, Sibbeston et Wallace (9).

In attendance: Sam Banks and Marc LeBlanc, Analysts, Parliamentary Information and Research Services, Library of Parliament.

Also present: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Tuesday, March 4, 2014, the committee continued its study on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories. (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 10.*)

WITNESSES:

Canadian Electricity Association:

Jim R. Burpee, President and CEO.

ATCO Power:

Doug Tenney, Vice President, Aboriginal and Government Relations.

The chair made a statement.

Mr. Burpee and Mr. Tenney each made a statement and, together, answered questions.

At 7:02 p.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

Également présents : Sam Banks et Marc LeBlanc, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le mardi 4 mars 2014, le comité poursuit son étude du développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes. (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 10 des délibérations du comité.*)

TÉMOINS :

Association canadienne de l'électricité :

Jim R. Burpee, président et premier dirigeant.

ATCO Power :

Doug Tenney, vice-président, Relations avec les gouvernements et les Autochtones.

Le président prend la parole.

M. Burpee et M. Tenney font chacun un exposé puis, ensemble, répondent aux questions.

À 19 h 2, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

La greffière du comité,

Lynn Gordon

Clerk of the Committee

EVIDENCE

OTTAWA, Thursday, May 8, 2014

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 9:02 a.m. to study non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories.

Senator Richard Neufeld (*Chair*) in the chair.

[*English*]

The Chair: Welcome to this meeting of the Senate Standing Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. My name is Richard Neufeld. I represent the province of British Columbia, and I am chair of this committee. I would like to welcome honourable senators, any members of the public with us in the room and viewers all across the country who are watching on television. As a reminder to those watching, these committee hearings are open to the public and also available via webcast on sen.parl.gc.ca. You may also find more information on the schedule of witnesses on the website under "Senate Committees."

I would now like to ask senators around the table to introduce themselves.

Senator Sibbeston: Nick Sibbeston from the Northwest Territories.

Senator Day: Senator Joseph Day from New Brunswick.

[*Translation*]

Senator Ringuette: Pierrette Ringuette, from New Brunswick.

Senator Massicotte: Paul Massicotte, from Quebec.

[*English*]

Senator Wallace: John Wallace from New Brunswick.

Senator Patterson: Dennis Patterson from Nunavut.

Senator Black: Doug Black from Alberta.

Senator Seidman: Judith Seidman from Montreal, Quebec.

[*Translation*]

Senator Boisvenu: Pierre-Hugues Boisvenu, Quebec.

[*English*]

The Chair: I would like to introduce our staff: Our clerk is Lynn Gordon and our two Library of Parliament analysts are Sam Banks and Marc LeBlanc.

TÉMOIGNAGES

OTTAWA, le jeudi 8 mai 2014

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 9 h 2, pour étudier le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes.

Le sénateur Richard Neufeld (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

Le président : Bienvenue à cette séance du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld. Je représente la Colombie-Britannique et je préside le comité. Je souhaite la bienvenue aux sénateurs et aux personnes qui assistent à l'audience, ici même et aux quatre coins du pays par l'intermédiaire de la télévision. Je rappelle d'ailleurs à nos auditeurs que les audiences du comité sont ouvertes au public et qu'elles sont webdiffusées à sen.parl.gc.ca. Le calendrier des témoignages se trouve également sur ce site web, à la rubrique consacrée aux comités sénatoriaux.

Je prie maintenant les sénateurs de se présenter.

Le sénateur Sibbeston : Nick Sibbeston, des Territoires du Nord-Ouest.

Le sénateur Day : Sénateur Joseph Day, du Nouveau-Brunswick.

[*Français*]

La sénatrice Ringuette : Pierrette Ringuette, du Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Massicotte : Paul Massicotte, du Québec.

[*Traduction*]

Le sénateur Wallace : John Wallace, du Nouveau-Brunswick.

Le sénateur Patterson : Dennis Patterson, du Nunavut.

Le sénateur Black : Doug Black, de l'Alberta.

La sénatrice Seidman : Judith Seidman, de Montréal, au Québec.

[*Français*]

Le sénateur Boisvenu : Pierre-Hugues Boisvenu, Québec.

[*Traduction*]

Le président : Je présente également notre personnel : la greffière, Lynn Gordon, et deux analystes de la Bibliothèque du Parlement, Sam Banks et Marc LeBlanc.

On March 4, 2014, the Senate authorized our committee to undertake a study on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories. Today marks our fourth meeting on this study.

I am pleased to welcome the following witnesses from the Canadian Gas Association: Ms. Paula Dunlop, Director, Public Affairs and Strategy; and Mr. Paul Cheliak, Director, Market Development.

Thank you very much for being with us today. We appreciate it. We look forward to your presentation and then we will have some questions.

Ms. Dunlop, go ahead.

Paula Dunlop, Director, Public Affairs and Strategy, Canadian Gas Association: Thank you, Mr. Chair. Thanks to the committee for the opportunity to speak to you today. As mentioned, my name is Paula Dunlop. I'm here with my colleague, Paul Cheliak. We have prepared a short statement and then we would be pleased to take questions from you.

CGA is the voice of Canada's natural gas delivery industry. I have shown this map to the committee before and it is in your package. I want to remind you where our members fit within Canada's energy picture.

Our members are the natural gas distribution and transmission companies that deliver energy solutions to more than 6.4 million Canadian customers. Well over half the Canadian population relies on natural gas in their homes, apartments, buildings, hospitals, schools and businesses. CGA also has equipment manufacturers and service providers to the industry as part of our organization.

Today I will speak briefly about the opportunity for natural gas to support the delivery of affordable, clean, safe and reliable energy across the North including all three northern territories. In particular, I will answer three questions: What is energy used for in Canada? How do natural gas and the natural gas delivery industry meet those needs in Canada today? How can natural gas or liquefied natural gas benefit Canada's North and northern territories going forward? And I will describe some pilot projects expected to be underway this year. What can the federal government do to support this opportunity?

What is energy used for in Canada? Energy is used for three core societal needs: heating and cooling, mobility, and electric power. The majority of energy use in Canada, about 50 per cent, is actually for heating, both space heating and processed heat for industry. This is followed by energy for mobility, about 30 per cent; and finally electricity, about 20 per cent.

Le 4 mars dernier, le Sénat a autorisé le comité à mener une étude sur le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes. Nous en sommes aujourd'hui à la quatrième séance de cette étude.

Je suis ravi d'accueillir nos témoins, Paula Dunlop, directrice des affaires publiques et de la stratégie, et Paul Cheliak, directeur du développement des marchés, tous deux de l'Association canadienne du gaz.

Je vous remercie d'être parmi nous aujourd'hui. Nous vous en sommes très reconnaissants. Nous avons hâte d'écouter votre présentation, qui sera suivie d'une période de questions.

Madame Dunlop, vous avez la parole.

Paula Dunlop, directrice, Affaires publiques et stratégie, Association canadienne du gaz : Merci, monsieur le président, et merci également au comité de nous donner la chance de nous exprimer devant vous aujourd'hui. Comme on vient de l'entendre, je m'appelle Paula Dunlop et mon collègue Paul Cheliak. Nous avons préparé une courte déclaration. Nous serons heureux de répondre ensuite à vos questions.

L'Association canadienne du gaz est la porte-parole des distributeurs de gaz naturel canadiens. J'ai déjà présenté cette carte au comité, mais elle se trouve également dans la documentation. Je veux vous rappeler où s'inscrivent nos membres dans le paysage énergétique du Canada.

Nos membres sont les distributeurs et les transporteurs de gaz naturel qui fournissent des solutions énergétiques à plus de 6,4 millions d'abonnés au Canada. Maisons, appartements, bâtiments, hôpitaux, écoles et entreprises : nettement plus de la moitié de la population canadienne compte sur le gaz naturel. Des fabricants d'équipement et des fournisseurs comptent également parmi nos membres.

Aujourd'hui, j'aborderai le rôle éventuel du gaz naturel en tant que source d'énergie abordable, propre, sûre et fiable pour le Nord, y compris les trois territoires. Je répondrai plus particulièrement à trois questions. À quoi sert l'énergie consommée au Canada? Comment le gaz naturel et l'industrie de sa distribution répondent-ils actuellement à ces besoins au Canada? Quels avantages le Nord canadien et les territoires du Nord pourraient-ils tirer du gaz naturel ou du gaz naturel liquéfié? Je présenterai ensuite des projets pilotes qui devraient être lancés cette année. Comment le gouvernement fédéral peut-il les soutenir?

À quoi sert l'énergie consommée au Canada? Elle répond à trois besoins fondamentaux de la société : le chauffage et la climatisation, la mobilité ainsi que l'électricité. L'essentiel de l'énergie consommée au Canada, soit environ 50 p. 100, sert au chauffage. Ici, je parle aussi bien de chauffage ambiant que de thermogénie industrielle. Viennent ensuite, en ordre d'importance, l'énergie destinée à la mobilité et l'électricité, respectivement à raison de 30 et de 20 p. 100 environ.

How do natural gas and the natural gas delivery industry meet energy needs in Canada today? Today, natural gas has a central place in Canada's energy mix, meeting over 30 per cent of the country's energy needs. The majority of those 6.4 million customers I mentioned are homes across Canada. The greater volumes of natural gas are delivered to non-residential customers — businesses, institutions and large industry. Customers use natural gas for heat, industrial uses and for space and water heating in homes, and to generate electricity. A very small amount, less than 1 per cent today, is used as a transportation fuel.

Looking again at that first map on page 1, you can see where the existing 440,000 kilometres of underground pipeline, infrastructure and storage facilities have been built out to bring natural gas across the country to customers, and how the natural gas utility franchise areas are in and near urban centres. Since 2005, the natural gas distribution sector has invested over \$25 billion in this extensive Canadian national network. This is between \$2 billion and \$3 billion a year to ensure the safe, secure and reliable operation and maintenance of this existing system.

This is how the product is used today and where our customers are today. Let me now turn to the value proposition offered by the opportunity to expand the natural gas distribution system to deliver more affordable, cleaner and more efficient energy services to customers, communities and industry, especially Canada's mining industry located off of the existing distribution system and in more remote and northern areas.

In terms of the value proposition of natural gas for Canada's North, natural gas is in abundant supply, affordable, clean, versatile, safe and reliable. For the purposes of our discussion today, I want to highlight a couple of these attributes in more detail as they are really particularly relevant when looking at opportunities for natural gas use in the North and in the territories.

On affordability, for all energy users, any reduction in energy costs while enjoying the same level of comfort or maintaining the same or improved level of service or production output is a significant benefit. It means money in the pockets of consumers for families in their homes or for businesses to become more competitive and to expand and grow.

Statistics Canada reports that total household spending on natural gas has declined from just under \$8 billion in 2008 to just under \$6 billion in 2013. Meanwhile, StatsCan also reports that electricity spending has increased from \$15.5 billion in 2008 to \$17.7 billion in 2013. In 2013, this means that the average Canadian household spent between \$1,000 and just above \$4,000 to

Comment le gaz naturel et l'industrie de sa distribution répondent-ils actuellement à ces besoins au Canada? De nos jours, le gaz naturel est au cœur du paysage énergétique canadien, car il satisfait plus de 30 p. 100 des besoins énergétiques au pays. La clientèle résidentielle forme la majorité des 6,4 millions d'abonnés que j'ai mentionnés, mais c'est la clientèle non résidentielle — les entreprises, les établissements et la grande industrie — qui consomme l'essentiel du gaz naturel. Le gaz naturel sert à la thermogénie, à divers usages industriels, au chauffage résidentiel de l'air et de l'eau ainsi qu'à la production d'électricité. Seule une infime proportion du gaz naturel — moins de 1 p. 100 actuellement — sert de carburant pour le transport.

Revenons à la première carte, à la page 1. On y voit les 440 000 kilomètres de gazoducs souterrains ainsi que les infrastructures et les installations de stockage qui ont été aménagés dans le but d'acheminer le gaz naturel jusqu'aux consommateurs, d'un bout à l'autre du pays. On constate également que les zones visées par une franchise de distribution du gaz naturel se situent dans des centres urbains et en périphérie. Depuis 2005, le secteur de la distribution de gaz naturel a investi au-delà de 25 milliards de dollars dans l'exploitation et l'entretien de ce vaste réseau national, c'est-à-dire de 2 à 3 milliards de dollars par année, afin qu'il demeure sûr et fiable.

C'est ainsi que l'on consomme de nos jours ce produit et ce sont là nos consommateurs. Passons maintenant à la proposition de valeur qu'impliquerait le prolongement du réseau de distribution de gaz naturel dans le but d'offrir des services énergétiques plus abordables, plus écologiques et plus efficaces qu'auparavant aux consommateurs, aux collectivités et aux industries, en particulier l'industrie minière canadienne, qui, puisqu'elle se trouve dans des régions nordiques et éloignées, n'est pas reliée au réseau de distribution existant.

En ce qui concerne la proposition de valeur pour le Nord canadien, rappelons que le gaz naturel est une ressource abondante, abordable, propre, polyvalente, sûre et fiable. Aux fins de nos échanges, je tiens à m'arrêter à ceux de ces attributs qui revêtent une pertinence particulière lorsqu'il est question d'éventuellement recourir au gaz naturel dans le Nord canadien.

Sur le plan financier, toute réduction des coûts d'énergie qui ne se fait pas au détriment du confort ou qui a une incidence neutre, voire positive sur le niveau de service ou la productivité constitue un avantage manifeste pour l'ensemble des consommateurs d'énergie. C'est autant d'argent supplémentaire qu'ils peuvent consacrer à leur famille et à leur domicile ou, pour les clients commerciaux, réinvestir dans le but de gagner en productivité et de prendre de l'expansion.

Selon Statistique Canada, les dépenses totales en gaz naturel des foyers canadiens ont été ramenées d'un peu moins de 8 milliards de dollars en 2008 à un peu moins de 6 milliards de dollars en 2013. En parallèle, les dépenses en électricité sont passées de 15,5 à 17,7 milliards de dollars au cours de la même période, ce qui signifie que, en 2013, le ménage canadien moyen dépense de

heat their home, depending on where they are in the country, with a savings of over \$3,000 by choosing natural gas over home heating oil.

The long-term forecast from the National Energy Board predicts natural gas commodity prices in the \$4 to \$6 per GJ out to 2035 and a price forecast for crude oil, which drives diesel and gasoline prices, to remain above \$100 per barrel.

In respect to its environmental attributes, natural gas is an efficient and clean-burning energy choice, with fewer emissions than many other fuels. As well, natural gas is an important partner for renewables and emerging low-emission technologies. Further, and of particular concern in the North, in the case of a leak, natural gas dissipates in the air, avoiding damage to the ground.

In terms of the natural gas opportunity for Canada's North, the communities and industries across Canada's North are currently dependant on more expensive, higher emitting alternatives for their heat and electricity needs, primarily diesel fuel. In many cases, existing infrastructure is approaching the end of its useful life and replacement is already under consideration. In other cases, opportunities for new development are present, requiring new infrastructure. In both circumstances, liquefied natural gas, or LNG, and compressed natural gas, CNG, can meet these needs, offering a more affordable and environmentally beneficial option.

By way of background, LNG is produced when pipeline-quality natural gas is cooled to a liquid state of minus 162 degrees Celsius to reduce the volume by 620 times compared to natural gas at normal pressure. LNG can then be transported in storage tanks on trucks, ships or rail to a regasification facility located near large industrial facilities, like a mine, or communities in the North where the natural gas can be used for heat or generating power.

CNG is natural gas that is compressed at a high pressure to reduce its volume by up to 300 times compared to natural gas at normal pressure. CNG is more ideal for communities closer — up to 400 kilometres — to existing pipeline infrastructure. Really, in the North we're looking at LNG.

The current supply of LNG infrastructure across Canada, production and regasification facilities is expanding. Over the last three years, new facilities have been developed or proposed in several provinces and territories.

On the second map, which in the English version is on page 3 and the French version on page 4, you can see in detail three pilot projects where LNG is being delivered to diesel-dependent or otherwise energy-challenged northern communities. The town of Inuvik in the Northwest Territories is using LNG transported from an LNG storage facility owned by FortisBC, a natural gas distribution company in B.C. The LNG is trucked over 3,600 kilometres each way from Delta, B.C., to the city where it is

1 000 \$ à un peu plus de 4 000 \$ pour se chauffer, selon les régions du pays, économisant plus de 3 000 \$ lorsqu'il opte pour le gaz naturel plutôt que pour le mazout.

À long terme, l'Office national de l'énergie prévoit que le cours du gaz naturel devrait atteindre de 4 \$ à 6 \$ le gigajoule d'ici à 2035 et que celui du pétrole brut, duquel dépend le prix du diesel et de l'essence, devrait se maintenir à plus de 100 \$ le baril.

Sur le plan écologique, le gaz naturel constitue un choix énergétique efficace et à combustion propre qui génère moins d'émissions que beaucoup d'autres combustibles. De plus, le gaz naturel est un important partenaire des produits renouvelables et des technologies nouvelles à faibles émissions. En outre — et c'est particulièrement pertinent pour le Nord —, en cas de fuite, le gaz naturel se dissipe dans l'air et ne peut donc pas contaminer le sol.

Le gaz naturel ouvrirait par ailleurs des perspectives dans le Nord canadien. En effet, en matière de chauffage et d'électricité, les habitants et les industries qui s'y trouvent dépendent actuellement de sources énergétiques plus coûteuses qui produisent davantage d'émissions, principalement le diesel. Souvent, les infrastructures existantes arrivent en fin de durée utile et leur remplacement est déjà envisagé. Parfois également, des mises en chantier nécessitent l'aménagement d'infrastructures. Dans les deux cas, le gaz naturel liquéfié, ou GNL, et le gaz naturel comprimé, ou GNC, sont des solutions avantageuses, à la fois abordables et écologiques.

À titre d'information, on obtient le GNL en refroidissant du gaz naturel de pipeline à moins 162 °C afin de le ramener à l'état liquide, pour un volume 620 fois inférieur à celui du gaz naturel à pression normale. Le GNL peut alors être stocké dans des réservoirs et transporté par camion, par bateau ou par train jusqu'à une installation de regazéification, à proximité de grands complexes industriels — une mine, par exemple — ou de localités nordiques où le gaz naturel peut servir au chauffage ou à la production d'électricité.

Quant à lui, le GNC s'obtient en comprimant du gaz naturel à haute pression, pour un volume pas moins de 300 fois inférieur à celui du gaz naturel à pression normale. Il convient particulièrement aux collectivités rapprochées — 400 kilomètres maximum — du réseau de gazoducs existant. Concrètement, pour le Nord, c'est le GNL qui nous intéresse.

Les infrastructures de production et de regazéification du GNL se multiplient au pays. Depuis trois ans, des installations ont été construites ou proposées dans plusieurs provinces et territoires.

La deuxième carte, dont la version française se trouve à la page 4 et la version anglaise, à la page 3, montre dans le détail les trois projets pilotes de livraison de GNL à des localités nordiques qui dépendent du diesel ou qui, pour une raison ou une autre, ont du mal à subvenir à leurs besoins en énergie. Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, utilise du gaz naturel liquéfié transporté depuis une installation de stockage appartenant à FortisBC, une société britanno-colombienne de distribution de

regassified and used for power generation and heat. The switch to LNG forecasts an annual cost savings of approximately \$2 million and GHG savings of 500 tonnes per year.

The town of Watson Lake, Yukon, will be converting part of its energy from diesel to LNG supplied also from that same facility owned by FortisBC. Here, the LNG is trucked over 2,000 kilometres from Delta to Watson Lake and used for power generation. In this case, the switch to LNG forecasts a cost savings of approximately \$2.7 million to \$4 million a year and GHG savings of 500 tonnes per year.

We see a similar story in Whitehorse, Yukon, where again LNG will be used as an alternative to diesel.

I also note for your information that the Stornoway diamond mine in northern Quebec has committed to use LNG supplied from Gaz Métro in place of diesel by 2016. This will be the first Canadian mine to use LNG over diesel in its operations and speaks to the potential opportunity for LNG to support further economic development in Canada's North.

I don't know if the companies involved in these particular projects have been approached by the committee about providing more details, but we could certainly put you in touch with the folks there if you are interested in contacting them.

In general, we believe that natural gas, a cleaner and more affordable energy solution for customers, can serve a number of national priorities, including driving economic growth and enhancing productivity, supporting Aboriginal and northern economic development employment, fostering industrial development in Canada's North, identifying new markets for natural gas, driving environmental objectives, supporting an innovation agenda, and offering northern communities more cost-effective use of energy dollars and better performance of energy services.

I will conclude my remarks by noting a few points with respect to the role of the federal government and this particular study. First of all, thank you for dedicating the time to look at and report on this issue. We are continuing to discuss this opportunity with Natural Resources Canada and Aboriginal and Northern Affairs Canada, and this study will provide important insight and perspective.

As an industry, we are turning our minds towards articulating a vision for natural gas in Canada. This vision will include our perspectives on this topic and others, as well as our thoughts on the role of the federal government to realize what we believe to be a significant opportunity. We would be pleased to share the document with the committee when it is complete, but I think I

gaz naturel. Le GNL parcourt plus de 3 600 kilomètres par camion dans chaque direction entre Delta, en Colombie-Britannique, et la localité, où on le regazéifie pour l'employer afin de produire de l'électricité et de se chauffer. Le passage au GNL devrait générer des économies d'environ 2 millions de dollars et 500 tonnes d'émissions de gaz à effet de serre de moins chaque année.

La localité yukonaise de Watson Lake se convertira en partie du diesel au GNL. La même installation de FortisBC l'approvisionnera. Le gaz naturel liquéfié parcourra alors plus de 2 000 kilomètres par camion entre Delta et Watson Lake avant de servir à la production d'électricité. Ce changement devrait engendrer des économies de 2,7 à 4 millions de dollars par année environ et réduire de 500 tonnes annuellement la quantité de gaz à effet de serre émis.

La même histoire se répète à Whitehorse, au Yukon : là aussi, le gaz naturel liquéfié viendra remplacer le diesel.

Je souligne par ailleurs, à titre d'information, que la mine de diamants Stornoway, dans le Nord du Québec, entend abandonner le diesel au profit du GNL. C'est Gaz Métro qui l'approvisionnera d'ici 2016. Ce sera la toute première mine canadienne à opter pour le gaz naturel liquéfié plutôt que pour le diesel. Voilà qui témoigne du potentiel du GNL à l'appui du développement économique du Nord canadien.

J'ignore si le comité a cherché à obtenir de plus amples renseignements auprès des entreprises qui prennent part à ces projets, mais, si vous le désirez, nous pourrions sans aucun doute vous mettre en relation.

Dans l'ensemble, nous estimons que le recours au gaz naturel, qui constitue une solution énergétique écologique et abordable, va dans le sens des intérêts nationaux, notamment en stimulant l'économie et la productivité, en soutenant le développement économique et l'emploi dans les réserves et dans le Nord, en appuyant l'industrialisation du Nord canadien, en créant des marchés, en favorisant l'atteinte d'objectifs environnementaux, en propulsant l'innovation et en proposant aux localités nordiques une source d'énergie efficace et efficace.

En conclusion, je tiens à rappeler quelques points concernant le rôle du gouvernement fédéral et la présente étude. Tout d'abord, je vous remercie de prendre le temps d'examiner la question et d'y consacrer un rapport. Nous poursuivons notre dialogue sur d'éventuels débouchés avec Ressources naturelles Canada et le ministère des Affaires autochtones et du Développement du Nord canadien, et l'étude fournira un nouvel éclairage fructueux.

En tant qu'industrie, nous nous affairons à proposer une vision pour le gaz naturel au Canada. Cette vision tiendra compte de nos idées à ce sujet et sur d'autres questions ainsi que de notre perception du rôle du gouvernement fédéral dans la concrétisation de ce que nous considérons comme une occasion qu'il faut saisir. Nous serons ravis de faire suivre ce document au comité lorsqu'il

can give you a sense in terms of our early thinking on recommendations. I have three points here.

We believe that it is important for the federal government to continue to work in partnership with industry to support innovation and innovative approaches to fostering cleaner, more affordable energy solutions for Canada's North. Through investments and partnerships in energy innovation, we will support efficiency gains and energy cost savings that will directly benefit our economy through improved productivity and investment opportunities.

In terms of tax measures and/or a reallocation of existing program or infrastructure dollars, it could help improve project economics to allow more projects, like the ones I have described, to proceed in Canada's North. Again, our vision document will provide more details in this regard.

Finally, it is important that the industry, Natural Resources Canada and Aboriginal Affairs and Northern Development and provincial and territorial governments continue to work together to build the understanding of the benefits of alternative energy delivery options like LNG in Canada's most northern parts. We would support efforts of the federal government to encourage this kind of dialogue.

Mr. Chair, thank you for the opportunity to present. I will stop there and be happy to take questions from the committee.

The Chair: Thank you very much for that presentation. I will just ask you a few questions to start with, because our deputy chair isn't here.

You stated that the spending on natural gas declined from just under \$8 billion to \$6 billion. That is for household purposes only. Is that what you are saying? The electricity, you say, has gone up from \$15 billion to \$17.7 billion in 2013. You are trying to make a comparison there, but I'm not really sure about the comparison. Is the electricity for household use only also or is it for all uses?

Paul Cheliak, Director, Market Development, Canadian Gas Association: Yes, it is for households. That's a residential spending dollar. You would see similar variations in price for both businesses and industry. However, the numbers reported are household spending on energy.

sera terminé, mais je crois néanmoins pouvoir vous donner un aperçu de nos réflexions initiales à l'égard des recommandations. J'ai trois points à ce sujet.

Primo, nous estimons que le gouvernement fédéral doit absolument continuer à faire équipe avec l'industrie pour favoriser l'innovation et les approches novatrices de manière à trouver des solutions énergétiques plus propres et plus abordables qu'actuellement pour le Nord canadien. Au moyen d'investissements et de partenariats en innovation dans le domaine de l'énergie, nous favoriserons les gains d'efficacité et la diminution des coûts énergétiques, ce qui entraînera des gains de productivité et des possibilités d'investissement qui rejailliront directement sur notre économie.

Secundo, sur le plan des mesures fiscales ou d'une réaffectation de l'enveloppe budgétaire actuelle des programmes ou des infrastructures, autoriser la mise en œuvre dans le Nord de plus de projets tels que ceux que j'ai présentés en favoriserait la rentabilité. Là encore, notre énoncé de vision fournira de plus amples renseignements.

Tertio, l'industrie, Ressources naturelles Canada, le ministère des Affaires autochtones et du Développement du Nord canadien ainsi que les gouvernements provinciaux et territoriaux doivent absolument continuer à travailler de concert pour faire connaître les avantages des modes de distribution d'énergie non conventionnelle, comme le gaz naturel liquéfié, dans les régions les plus nordiques du Canada. Nous appuierons le gouvernement fédéral dans toute tentative de favoriser ce genre de dialogue.

Monsieur le président, merci de m'avoir donné la chance de m'exprimer. Ainsi se termine mon exposé. Je serai ravie de répondre aux questions des membres du comité

Le président : Merci beaucoup de cette présentation. Pour commencer, en l'absence du vice-président, j'ai moi-même quelques questions.

Vous avez indiqué que les dépenses en gaz naturel ont diminué, passant d'un peu moins de 8 milliards de dollars à 6 milliards de dollars. Ces données concernent les dépenses des ménages seulement. C'est bien ce que vous avez dit? Pour l'électricité, vous signalez que les dépenses sont passées de 15 milliards de dollars à 17,7 milliards de dollars en 2013. Vous essayez d'établir une comparaison, mais je ne suis pas trop certain des éléments de la comparaison. Les données concernant l'électricité s'appliquent-elles aux dépenses des ménages seulement ou à tous les usages de cette forme d'énergie?

Paul Cheliak, directeur, Développement des marchés, Association canadienne du gaz : Aux dépenses des ménages. Il s'agit de dépenses résidentielles. On constate les mêmes variations dans les dépenses des entreprises et de l'industrie. Cependant, les chiffres indiqués se rapportent aux dépenses des ménages en matière d'énergie.

The Chair: The reason for the natural gas to go down in 2008 — if I remember correctly, it was probably about \$10 compared to now \$4. That would be the reason for the drop, is that what you are saying?

Mr. Cheliak: Correct.

The Chair: So consumption has probably increased?

Mr. Cheliak: On a household basis, consumption declines about a half per cent a year in the residential market due to new efficient appliances and better insulated homes, tighter homes. Use per customer actually declines.

Ms. Dunlop: The fundamental reason for the price decline in the commodity cost is really the supply picture in North America.

The Chair: I was aware Fortis was providing LNG, and you said there were other projects. It is interesting that when I look at the map where I live, the gas comes from Fort St. John and Fort Nelson and goes all the way down to Vancouver, is turned into LNG and then trucked all the way back. This is not a distance from here to the local grocery store; it is 1,300 kilometres from Fort St. John to Vancouver, one way.

Fort Nelson has huge gas plants and is even farther north. Have any companies been looking at creating LNG in Fort Nelson, which is half the distance from Inuvik that Delta is? Have you heard of that at all, or is it because they're just starting out?

Mr. Cheliak: Yes, there are actually preliminary discussions, soon to be final, for three proposals on the West Coast of northern B.C.

The Chair: I am aware of the LNG projects in Kitimat and Prince Rupert. I don't want you to go there because it is on the West Coast. When you look at the highways, it is almost the same distance as coming from Delta. I'm talking about Fort Nelson and Fort St. John.

Mr. Cheliak: Yes, I'm also referring to actual domestic liquefaction plants, not the export ones. There are preliminary plans for one in Dawson Creek, I believe Fort St. John or Fort Nelson, and there's talk of Prince Rupert, and that would be used to supply northern needs, and in B.C. as well. There is planning around bringing a closer supply source opposed to what is currently available in the Delta.

The Chair: Who is that?

Mr. Cheliak: I would have to get back to you on the company name. The plans for that are not yet finalized.

The Chair: If you would get that name back to us, I would appreciate it very much. Please send it through to Ms. Gordon and she will make sure all of us get it.

Le président : La raison pour laquelle les dépenses au chapitre du gaz naturel ont diminué, c'est qu'en 2008 — si je me rappelle bien — le gaz naturel coûtait probablement autour de 10 \$, alors qu'il coûte maintenant 4 \$. Voilà ce qui expliquerait la baisse. C'est ce que vous dites?

M. Cheliak : C'est exact.

Le président : La consommation a donc probablement augmenté?

M. Cheliak : Pour les ménages, la consommation a diminué d'environ un demi pour cent par année parce que les nouveaux appareils électroménagers sont plus éconergétiques et que les maisons sont mieux isolées et plus étanches. L'utilisation par client a réellement diminué.

Mme Dunlop : La principale raison de la baisse du prix du gaz, c'est en réalité le profil de l'offre en Amérique du Nord.

Le président : Je savais que Fortis fournissait du gaz naturel liquéfié, mais vous avez parlé d'autres projets. Quand je regarde la carte à l'endroit où je vis, je trouve intéressant de constater que le gaz vient de Fort St. John et de Fort Nelson, qu'il est acheminé jusqu'à Vancouver, où il est transformé en gaz naturel liquéfié, puis qu'il refait le trajet en sens inverse en camion. Ce n'est pas comme aller d'ici et l'épicerie du coin; entre Fort St. John et Vancouver, il y a 1 300 kilomètres, dans un sens seulement.

Fort Nelson possède d'immenses usines de production gazière et se trouve encore plus au Nord. Est-ce que des entreprises ont pensé à produire du gaz naturel liquéfié à Fort Nelson, qui est deux fois moins loin d'Inuvik que Delta? Avez-vous entendu parler de quelque chose à ce sujet, ou est-ce simplement que cela ne fait que commencer?

M. Cheliak : Des discussions préliminaires sont en cours au sujet de trois projets sur la côte Ouest du Nord de la Colombie-Britannique. Le tout devrait être conclu sous peu.

Le président : Je suis au courant de projets de production de gaz naturel liquéfié à Kitimat et à Prince Rupert. Je ne veux pas que vous alliez là parce que c'est sur la côte Ouest. Si on regarde les routes, on constate que la distance est presque la même que si on venait de Delta. Je parle de Fort Nelson et de Fort St. John.

M. Cheliak : Je parle aussi d'usines de liquéfaction pour le marché intérieur, pas pour l'exportation. Des plans préliminaires sont élaborés pour en installer à Dawson Creek et, je crois, à Fort St. John ou à Fort Nelson; il est également question de Prince Rupert. Ces installations répondraient aux besoins du Nord et de la Colombie-Britannique. On songe à établir une source d'approvisionnement plus proche que celle qui se trouve actuellement à Delta.

Le président : De qui s'agit-il?

M. Cheliak : Je devrai vous revenir au sujet du nom de l'entreprise. Rien n'a encore été arrêté.

Le président : Je serais très heureux que vous nous fournissiez ce nom. Je vous prie de le faire parvenir à Mme Gordon, qui veillera à ce qu'il nous soit transmis à tous.

Senator Massicotte: Thank you for being with us this morning. It is obviously very useful. We are learning a lot.

The way you ended your presentation, you talked about a need of departure with the federal government, and I guess when people say that, it is like a tax credit or infrastructure. It is like a code name; what you are really saying is you need federal money to make it work, otherwise it is not feasible. Is that the case?

Ms. Dunlop: There are three roles for the federal government. We have a new partnership with the SDTC organization on innovation, and that's looking at end-use technology that is available but not yet in a commercial sense in the market. In that sense, we think that kind of continuing partnership on innovation is helpful.

On your question related to program spending, one of the advantages of these three pilot projects is that a lot of data and information will come out of them in terms of barriers and the economics of them. When we have that information come through, we will be able to better see how we can replicate these kinds of projects in other parts of the country. I think we will be able to refine what I said there.

Senator Massicotte: How much money does that represent to the Canadian taxpayers?

Ms. Dunlop: We haven't done an assessment of what kind of tax or program reallocation would be needed.

Senator Massicotte: It is not our money; it is the Canadian taxpayers' money: If the federal government said to you, "We will give you all our brains and expertise, but you won't get any money, " does that mean for sure you can't provide natural gas to the North, or do you think there's a mechanism where it could be profitable to your membership irrespective of that?

Ms. Dunlop: I don't have that kind of information. Two things we would want to see: the pilot projects and the end results of those. I would recommend that the committee hear from the companies that are involved because they will have a better sense of the costs, expenditures and benefits in terms of spending.

Senator Massicotte: When I look at the map and see all the trucks coming up North, these are long distances. This is very long. Road conditions are sometimes seasonal and very difficult. One could argue there's nothing wrong with that, per se; you are creating employment and so on. But we have had witnesses talk to us about the fact there's a safety issue. There is a longer distance you travel, especially with liquefied natural gas, and there's an environmental issue.

Then in your presentation you talked about how much GHGs we're saving transporting natural gas up North compared to, say, I assume it is diesel fuel. It is beneficial, from an environmental point of view. When you did that calculation, does that include

Le sénateur Massicotte : Merci d'être avec nous ce matin. Votre témoignage est des plus utiles. Nous apprenons beaucoup.

Vous avez parlé, à la fin de votre exposé, de la nécessité d'un départ avec le gouvernement fédéral. Je suppose que vous parlez de quelque chose comme un crédit d'impôt ou des infrastructures. C'est comme un nom de code; ce que vous dites, dans le fond, c'est que vous avez besoin de financement de la part du fédéral pour que cela fonctionne, autrement, ce n'est pas réalisable. Est-ce bien cela?

Mme Dunlop : Le gouvernement fédéral joue trois rôles. Nous avons avec TDCC un nouveau partenariat en matière d'innovation qui porte sur la technologie d'utilisation finale. Cette technologie est disponible, mais elle n'est pas encore commercialisée. Nous croyons que ce genre de partenariat continu en matière d'innovation est utile.

Pour ce qui est de votre question concernant les dépenses de programmes, l'un des avantages de ces trois projets pilotes tient au fait qu'une grande quantité de données et de renseignements seront produits au sujet des obstacles à leur mise en œuvre et de leurs aspects économiques. Quand ces renseignements nous parviendront, nous serons mieux en mesure de voir comment reproduire ces initiatives ailleurs au pays. Je pense que nous pourrions préciser ce que j'ai dit là.

Le sénateur Massicotte : Combien cela coûtera-t-il aux contribuables canadiens?

Mme Dunlop : Nous n'avons pas déterminé le genre d'impôt ou de réaménagement de programmes qu'il faudrait.

Le sénateur Massicotte : Il ne s'agit pas de notre argent; il s'agit de l'argent des contribuables. Si le gouvernement fédéral vous assurait qu'il vous fournirait tous ses cerveaux et toute son expertise, mais qu'il ne vous donnerait pas un sou, cela signifierait-il à coup sûr que vous ne pourriez pas fournir de gaz naturel au Nord? Croyez-vous qu'il existe un mécanisme qui ferait que ce serait profitable pour vos membres, indépendamment de cela?

Mme Dunlop : Je ne dispose pas de ce genre de renseignements. Il y a deux choses que nous aimerions voir : les projets pilotes et leurs résultats finaux. Je recommande au comité d'entendre les entreprises concernées, parce qu'elles auront une meilleure idée des coûts ainsi que des dépenses et des retombées sur ce plan.

Le sénateur Massicotte : Quand je regarde la carte et que je vois tous les camions qui montent dans le Nord, je me dis que les distances sont longues, très longues. Les conditions routières varient parfois selon la saison et peuvent être très difficiles. On pourrait faire valoir que cela ne pose pas de problème et qu'on crée de l'emploi. Des témoins nous ont cependant parlé de la sécurité. La distance à parcourir est longue, et si on transporte du gaz naturel liquéfié, la question de l'environnement se pose.

Or, dans votre exposé, vous avez parlé de la quantité de gaz à effet de serre qu'on évite de produire en transportant du gaz naturel dans le Nord au lieu de carburant diesel, je suppose. C'est avantageux du point de vue de l'environnement. Quand vous

the consequences of trucking all those miles? You say, “Here is a net savings,” but I presume that’s the total GHG savings, including the trucking?

Mr. Cheliak: The GHG savings that are shown are actually at the source, which is where it is combusted. It is also important to realize that the diesel is trucked as well. You might have a small increase because of the greater distance to drive the LNG versus where they’re currently taking the diesel from; however, the majority of the emissions in a project of this nature actually comes from the combustion of the product itself. The additional kilometres you do have to drive are a minimal impact, but it is something to take into consideration.

Senator Massicotte: So one shouldn’t worry too much about the environmental impact of driving so many miles, because you say it is relatively minor compared to the impact of using the fuel.

Mr. Cheliak: Correct.

Senator Ringuette: Correct me if I’m wrong, but I was under the impression that in the area we are discussing and studying there was production of natural gas; is that right? Or it is potential production of natural gas?

Ms. Dunlop: In the case of the Inuvik area, that community was originally using natural gas produced locally. The well is expected to dry up earlier than expected, so they needed to look at an alternative source.

Senator Ringuette: You say that one of the wells is drying up. I was under the understanding that there was quite a lot of gas discovery in that area. Am I correct in assuming that?

Mr. Cheliak: Yes, there are significant resources available in the North.

Senator Ringuette: Natural gas resources?

Mr. Cheliak: Yes, trillions of cubic feet that were discovered in the 1970s, 1960s and even before. There is the issue of infrastructure: You need pipes to move it around. Conceivably, could you monetize one of those wells and put a liquefaction plant next to it and deliver it from a more northern location to mines and communities? You would have to assess the economics of doing that. But certainly there’s a large potential resource in the ground in the North.

Senator Ringuette: From my perspective, we should be looking at developing the necessary infrastructure so that the natural gas in that area can be explored, first of all, distributed to the local communities and then whatever.

Chair, from one end, we get information that the energy is costly and that there’s too much use of diesel, and we also have information that there’s a lot of potential in regard to natural gas

faites ce calcul, pensez-vous aux conséquences du transport par camion sur une telle distance? Vous parlez de « réduction nette »; je suppose qu’il s’agit de la réduction nette des gaz à effet de serre totaux, y compris ceux que produit le transport par camion?

Mme Cheliak : La réduction des gaz à effet de serre indiquée est celle qui se produit à la source, où s’effectue la combustion. Il ne faut pas oublier que le diesel est transporté par camion, lui aussi. Il se peut que la production de gaz à effet de serre soit un peu plus élevée pour le transport du gaz naturel liquéfié que pour le transport du diesel, mais c’est parce que la distance à parcourir est plus longue. Cependant, la majeure partie des émissions, dans un projet de cette nature, proviennent de la combustion du produit. Les kilomètres supplémentaires à parcourir ont une incidence minime, qu’il faut toutefois prendre en considération.

Le sénateur Massicotte : Il ne faut donc pas trop s’inquiéter des conséquences pour l’environnement du transport par camion sur une si longue distance, parce que, d’après ce que vous dites, ces conséquences sont relativement mineures comparativement à celles que comporte l’utilisation de carburant.

M. Cheliak : C’est exact.

La sénatrice Ringuette : Corrigez-moi si je me trompe, mais j’avais l’impression que, dans la région dont nous parlons, on produisait du gaz naturel. Est-ce bien le cas? Ou est-ce plutôt qu’on pourrait en produire?

Mme Dunlop : Dans la région d’Inuvik, on se servait à l’origine de gaz naturel produit localement. Le puits est censé s’assécher plus tôt que prévu, de sorte qu’il faut chercher une autre source d’approvisionnement.

La sénatrice Ringuette : Vous avez dit qu’un des puits est en train de s’assécher. J’avais cru comprendre qu’on découvrait beaucoup de gaz dans la région. Est-ce que je me trompe?

M. Cheliak : Oui, il y a des ressources considérables dans le Nord.

La sénatrice Ringuette : Du gaz naturel?

M. Cheliak : Oui, des billions de pieds cubes découverts dans les années 1970, 1960 et même avant. Le problème se situe sur le plan des infrastructures : il faut des conduites pour déplacer ce gaz. Est-il réellement possible de déterminer la valeur pécuniaire de l’un de ces puits, d’installer une usine de liquéfaction à côté et d’acheminer le produit vers les mines et les collectivités à partir d’un endroit situé plus au Nord? Il faudrait déterminer si ce serait rentable. Mais il est certain que le sol du Nord recèle des ressources potentielles considérables.

La sénatrice Ringuette : À mon avis, nous devrions envisager de mettre en place les infrastructures nécessaires afin qu’il soit possible, en premier lieu, d’exploiter le gaz naturel de la région, puis de le distribuer aux collectivités locales et de faire éventuellement autre chose.

Monsieur le président, d’une part, on nous dit que l’énergie coûte cher et qu’on a trop recours au diesel, et d’autre part, on nous indique que les ressources en gaz naturel de la région sont

in the area. I think we should consider that if the only issue is infrastructure to do the exploration and to be able to supply adequately, at a reasonable price, the communities and future industries in the area — it only makes sense to me. Don't you think?

Ms. Dunlop: Certainly, there are advantages to sourcing your energy as close to market as possible. One of the witnesses that the committee might want to consider inviting to talk about the integrated nature of the natural gas market on the supply side is CAPP, the Canadian Association of Petroleum Producers, because they would be able to talk about the economics of development and the production side of natural gas. Really, that's what that is about and why the resource in the North hasn't been developed to date and at what point that becomes economical to do so. That might be a good witness for the committee to have because they would be able to talk to that.

Senator Patterson: I welcome the Canadian Gas Association's plan to create a vision for natural gas in Canada. I think this work would be very useful to our committee, bearing in mind our study time frame, concluding this calendar year. So this fall would be a great time to hear the results of your work, I would suggest.

We're interested in looking at energy in conjunction with natural resource development. You talked about the Stornoway diamond mine. If I'm right, that's a road connection. The challenge, at least in my region of Nunavut, is that most mines are not road connected, so it would have to be LNG by ship. I'm wondering, since the main capital cost of LNG is in the storage as you've got to keep it cold, although we have a cold climate most of the year —

The Chair: Not minus 162.

Senator Patterson: No, not that cold.

The Chair: You guys are tough but not that tough.

Senator Patterson: You said compressed natural gas is viable where you're close to the source. It's half as dense as LNG. I'm aware that compressed natural gas is used in the Maritimes quite a bit. Does compressed natural gas need the same cold storage as LNG? I'm wondering if that's a viable energy source. Many of our mines are near tidewater. Is compressed natural gas feasible because it doesn't require the infrastructure, or more feasible?

Mr. Cheliak: I think that when you're a large-scale end user, LNG is really your best option because you would need double the amount of storage tanks. It's not stored cold; compressed is,

énormes. Si les infrastructures sont tout ce qui empêche d'exploiter les ressources et d'approvisionner adéquatement les collectivités et les futures industries de la région à un prix raisonnable, je pense que nous devrions y réfléchir. Pour moi, c'est tout à fait logique. Qu'en pensez-vous?

Mme Dunlop : Il y a certainement des avantages à ce que la source d'énergie soit le plus près possible du marché. Le comité pourrait peut-être songer à inviter un représentant de l'ACPP, l'Association canadienne des producteurs de pétrole, à parler de la nature intégrée du marché du gaz naturel du côté de la production, parce que celui-ci pourrait parler des aspects économiques de la mise en valeur et de la production du gaz naturel. C'est vraiment de cela qu'il s'agit et des raisons pour lesquelles la ressource n'a pas été exploitée jusqu'ici dans le Nord et des circonstances dans lesquelles il devient économique de le faire. Il pourrait être intéressant pour le comité de recevoir un tel témoin, parce qu'il serait en mesure de parler de cette question.

Le sénateur Patterson : Je me réjouis de l'intention de l'Association canadienne du gaz d'établir une vision pour le gaz naturel au Canada. Je pense que ce travail serait très utile pour notre comité, compte tenu du temps dont nous disposons pour notre étude, qui doit se terminer à la fin de la présente année civile. Ce serait bien, il me semble, si nous pouvions connaître les résultats de votre travail cet automne.

Nous voulons examiner la question de l'énergie en même temps que celle de l'exploitation des ressources naturelles. Vous avez parlé de la mine de diamant de Stornoway. Si je ne m'abuse, il y a une route qui se rend là. La difficulté, du moins dans ma région du Nunavut, c'est que la plupart des mines n'ont pas de lien routier, de sorte qu'il faut transporter le gaz naturel liquéfié par bateau. Je me demande, étant donné que le principal coût d'immobilisation du gaz naturel liquéfié réside dans l'entreposage, puisqu'il faut le conserver à basse température, quoique nous ayons un climat froid pendant la majeure partie de l'année...

Le président : Pas moins 162!

Le sénateur Patterson : Non, pas si froid que cela.

Le président : Vous, les gens de là-bas, vous êtes résistants, mais pas à ce point-là.

Le sénateur Patterson : Vous avez dit que le gaz naturel comprimé est viable si on est près de la source. Il est deux fois moins dense que le gaz naturel liquide. Je sais qu'on l'utilise abondamment dans les Maritimes. Doit-il être entreposé à une température aussi basse que le gaz naturel liquéfié? Je me demande si c'est une source d'énergie viable. Un grand nombre de nos mines se trouvent près des côtes. Peut-on conserver le gaz naturel comprimé parce qu'il n'a pas besoin d'infrastructures, ou peut-on le conserver plus facilement?

M. Cheliak : Je pense que, pour un utilisateur final de grande envergure, le gaz naturel liquéfié est ce qu'il y a de mieux parce qu'il faudrait doubler le nombre de réservoirs de stockage. Le gaz

in fact, just under pressure. There is no temperature difference there, unlike for LNG, which is at atmospheric pressure, stored in a tank.

As for the cost differential between going with LNG and having to store it in the special tanks versus just having CNG in its compressed tanks, I'm not quite sure about that.

Senator Patterson: As to natural gas conversion of a diesel generator, can diesel generators easily be converted, and how viable an alternative is that? In Nunavut, we're 100 per cent diesel-dependent for electrical generation in communities and existing and planned mines. How viable is this conversion?

Mr. Cheliak: Of the three pilot projects that Ms. Dunlop discussed, Watson Lake in Yukon is putting conversion kits on the existing diesel generators. They feel that's a much more economical proposition given the life of the equipment there. It's not at the end of life yet, so conversion kits make the most sense. The alternative approach in Whitehorse is that they've ordered new, dedicated natural gas engines, if you will.

You can do both options. It really depends on the age of your piece of infrastructure and whether you are putting a conversion kit on a half-age life facility or whether it's time to replace it, so that you might as well go with a full natural gas option.

Senator Massicotte: What is the cost of a conversion kit?

Mr. Cheliak: I don't have the numbers. Certainly, the project proponents, ATCO Gas —

Senator Massicotte: Approximately.

Mr. Cheliak: I couldn't say; I will get that to you.

Senator Massicotte: How about a local liquefaction plant? What's the cost of that?

Mr. Cheliak: The smallest plants are about \$8 million to \$10 million. I'll just give you some units; that's about 10,000 gallons a day. The larger units can be anywhere from \$100 million to multiple hundreds of millions of dollars.

Senator Massicotte: So more than petty cash.

Mr. Cheliak: Right.

The Chair: To answer some of those questions, we're looking at getting some of the experts around the LNG part of it. We can actually talk to Westport Engineering again, which converts diesel engines to using natural gas worldwide. They're out of Vancouver and have been operating for quite a while. We've heard from them before, and we can hear from them again.

naturel liquéfié n'est pas entreposé à basse température; le gaz comprimé, oui. En fait, il est conservé juste sous pression. Dans ce cas, il n'y a pas de différence de température, contrairement à ce qui se passe avec le gaz naturel liquéfié, qui est conservé dans un réservoir, à la pression atmosphérique.

Pour ce qui est de la différence entre le coût du gaz naturel liquéfié et de son entreposage dans des réservoirs spéciaux et celui du gaz naturel comprimé entreposé dans des réservoirs sous pression, je ne sais pas vraiment ce qu'il en est.

Le sénateur Patterson : Peut-on facilement convertir une génératrice diesel au gaz naturel et est-ce une solution viable? Au Nunavut, nous dépendons entièrement du diesel pour fournir de l'électricité aux localités et aux mines existantes et prévues. Dans quelle mesure la conversion est-elle viable?

M. Cheliak : Des trois projets pilotes dont Mme Dunlop a parlé, celui de Watson Lake comporte l'installation de troupes de conversion sur les génératrices diesel en place. On estime que c'est beaucoup plus économique, compte tenu de la vie de l'équipement qui se trouve là-bas. Comme cet équipement n'est pas encore à la fin de sa vie, les troupes de conversion sont tout à fait pertinentes. À Whitehorse, on a plutôt commandé de nouveaux moteurs au gaz naturel.

Les deux formules sont possibles. Tout dépend de l'âge de l'équipement : s'agit-il d'un appareil qui est à la moitié de sa vie et sur lequel on peut installer une trousse de conversion ou s'agit-il d'un appareil qui doit être remplacé, de sorte qu'il serait aussi bien d'opter pour un modèle entièrement au gaz naturel?

Le sénateur Massicotte : Combien coûte une trousse de conversion?

M. Cheliak : Je ne le sais pas. Le promoteur du projet, ATCO Gas, pourrait certainement...

Le sénateur Massicotte : Approximativement.

M. Cheliak : Je ne pourrais pas le dire. Je vais me renseigner.

Le sénateur Massicotte : Pourquoi pas une usine de liquéfaction locale? Quel en serait le coût?

M. Cheliak : Les plus petites coûtent entre 8 et 10 millions de dollars environ. Pour vous donner une idée, elles produisent à peu près 10 000 gallons par jour. Les plus grosses usines peuvent coûter entre 100 millions de dollars et plusieurs centaines de millions de dollars.

Le sénateur Massicotte : On ne parle pas de montants insignifiants.

M. Cheliak : Exact.

Le président : Pour répondre à certaines de ces questions, nous envisageons de faire appel à des spécialistes pour ce qui touche au gaz naturel liquéfié. Nous pouvons nous adresser encore à Westport Engineering, qui convertit des moteurs diesel au gaz naturel partout dans le monde. Cette entreprise est située à Vancouver et existe depuis un bon moment. Nous les avons déjà entendus et nous pourrions les entendre encore.

Ms. Dunlop: FortisBC and ATCO Gas could talk specifically to the costs of those particular projects and the costs of diesel versus natural gas.

The only other point I'd make on costs is that the federal government is heavily subsidizing the diesel and the capital equipment in the northern territories, so we think that there are cost savings there for the federal government in terms of the cost of the commodity.

The Chair: In Whitehorse, I think that 95 per cent of their electricity is hydro generated. We've had that testimony. Is the LNG that would be used in Whitehorse for peak use? Are the plants that they're building for peak generation?

Mr. Cheliak: It's primarily for back-up. Understandably, it's 5 per cent of the total, but when maintenance or other things need to be done with the hydro facility, in part, that will work towards supplementing that needed power.

Senator Black: Your presentation has been extraordinarily helpful, so thank you very much.

I just want to understand the preconditions that will be required for LNG support for the North. As I understand from your testimony: (a) We're going to need roads or rail; (b) we're going to need regasification facilities and storage; and (c) we're going to need some level of federal support, whatever that is, whether it's, as Senator Massicotte has suggested, tax support or something else. Is there anything else that will be required on the list?

Senator Massicotte: Customers.

Senator Black: Yes, of course. We'll assume customers. So I have roads or rail, regasification and storage, and federal support.

Mr. Cheliak: Certainly from a community perspective, where there's a smaller scale you're referring to, that's where we feel support from capital contributions or reallocations could be beneficial.

When we're discussing things like mines that are billion dollar investments, it's more on the tax side, I believe. Certainly we've been in discussions with the Mining Association of Canada, and the tax approach seems to be one that is favourable for that industry.

Senator Black: Are any projects being developed or contemplated whereby the LNG would be trucked to the North and regasified and electricity generated and then electricity carried by wire to communities or projects?

Mr. Cheliak: That is the current model, yes.

Senator Black: Is that happening as we speak?

Mme Dunlop : FortisBC et ATCO Gas pourraient parler du coût de ces projets en particulier et du coût du diesel par rapport au gaz naturel.

La seule autre chose que je dirais à propos des coûts est que le gouvernement subventionne généreusement le diesel et les biens d'équipement dans les Territoires du Nord-Ouest. Nous pensons donc que le gouvernement fédéral pourrait réaliser des économies sur le coût du produit de base.

Le président : À Whitehorse, je pense que 95 p. 100 de l'électricité provient de l'énergie hydraulique. Un témoin nous l'a dit. Est-ce que le gaz naturel liquéfié qui serait utilisé à Whitehorse serait réservé aux périodes de pointe? Construisent-ils les centrales pour les périodes de pointe?

M. Cheliak : C'est principalement pour l'alimentation de secours. Naturellement, cela représente 5 p. 100 du total, mais, lorsque des travaux d'entretien ou d'autres travaux devront être faits à la centrale hydraulique, cette énergie permettra de répondre aux besoins.

Le sénateur Black : Votre exposé a été extrêmement utile. Je vous remercie beaucoup.

Je veux juste comprendre les conditions préalables qui devront être remplies pour que puissent être réalisés les projets de gaz naturel liquéfié dans le Nord. D'après ce que je comprends de votre témoignage : il faudra a) des routes ou un chemin de fer, b) des installations de regazéification et d'entreposage et c) un soutien fédéral, quel qu'il soit, s'il y a lieu, comme le sénateur Massicotte l'a laissé entendre, une taxe ou autre chose. Y a-t-il autre chose à ajouter à la liste?

Le sénateur Massicotte : Des clients.

Le sénateur Black : Oui, bien sûr. Nous présumerons qu'il y aura des clients. Donc, j'ai des routes ou un chemin de fer, la regazéification et l'entreposage et un soutien fédéral.

M. Cheliak : Il est certain qu'au niveau local, où c'est à une échelle plus restreinte, comme vous dites, nous estimons qu'un apport en capital ou des réaffectations pourraient être utiles.

Lorsqu'il s'agit de mines, où les investissements sont de l'ordre de milliards de dollars, on recourt davantage à la fiscalité, je suppose. Nous en avons certainement discuté avec l'Association minière du Canada et l'approche fiscale semble avantageuse pour cette industrie.

Le sénateur Black : Est-ce qu'on élabore ou envisage des projets pour que le gaz naturel liquéfié soit transporté par camion jusque dans le Nord et regazéifié et que de l'électricité soit produite, puis transportée par câbles dans les collectivités ou vers des chantiers?

M. Cheliak : C'est le modèle actuel, oui.

Le sénateur Black : Est-ce que cela se fait en ce moment?

Mr. Cheliak: Yes. In Watson Lake and Whitehorse it will be for electricity, which is then used for both lights and heating. In Inuvik they actually have a gas pipeline distribution system, so people have stoves or furnaces or things like that. There are two different approaches: either piping it to homes or through wires where you have baseboard electric, et cetera.

Senator Seidman: I'd like to ask a few questions about the transport by Gaz Métro to the Stornoway diamond mine in northern Quebec. You say that it's going to happen in 2016. That's the plan.

I know that Natural Resources Canada said there were discussions with themselves and your organization in terms of the potential for LNG or compressed gas to support northern mining operations. It looks as if some progress is being made in these discussions if this project is a result of that, partly perhaps. Could you explain to us what the status is, how far along you've come, what infrastructure currently exists and what you would need to carry through on the project?

Mr. Cheliak: In terms of discussions, the transportation of LNG to remote sites is a fairly new thing in Canada, less than a half decade. Export of LNG has happened out of Alaska and other places since the 1970s, but this new approach is fairly innovative. Our discussions with government officials have been socializing the idea and the opportunity, helping understand what they need to know and also working through some of the technical challenges that exist with any new industry. That's where our discussions have rested to date.

In terms of what is needed to make more of this happen, it's really around more liquefaction capacity, so more liquefied natural gas stations or facilities across the country. When you have those, ideally in strategy locations, you can then look at what the end users need. So if you're in Nunavut, you might need a barge to get it up there. If you're in Churchill, a rail system would work, and if there is a road then trucking is an option. I think you need to identify where the opportunities are and which ones make the most sense, rank them and see what it would take to move those projects forward.

Senator Seidman: If all this goes according to plan and by 2016 Gaz Métro is delivering LNG to the mine, would there also be a plan to incorporate it into the community? I believe you talked about this a bit in the question and response to Senator Black. Once you truck it or get it up there in some form, how do you integrate that into the community so it could be used by the community?

M. Cheliak : Oui. À Watson Lake et à Whitehorse, le projet vise à produire de l'électricité, qui est ensuite utilisée pour le chauffage et l'éclairage. À Inuvik, il y a en fait un système de distribution par gazoduc. Les gens ont donc des cuisinières, des chaudières et d'autres appareils semblables. Il y a deux approches différentes : l'acheminer dans les maisons par des tuyaux ou l'acheminer par des fils électriques, lorsqu'il y a des plinthes, et cetera.

La sénatrice Seidman : J'aimerais poser quelques questions sur le transport par Gaz Métro jusqu'à la mine de diamants Stornoway dans le Nord québécois. Vous dites que cela se fera en 2016. C'est ce qui est prévu.

Je sais que Ressources naturelles Canada a dit que des pourparlers étaient en cours avec eux et votre organisation relativement à la possibilité d'utiliser le gaz naturel liquéfié ou le gaz comprimé dans les activités d'exploitation minière dans le Nord. Il semble que les discussions avancent, si ce projet en est le résultat, en partie peut-être. Pourriez-vous nous expliquer ce qu'il en est en ce moment, où vous en êtes, quelles infrastructures sont actuellement en place et ce qu'il vous faudrait pour mener à bien le projet?

M. Cheliak : Pour ce qui est des discussions, le transport de gaz naturel liquéfié jusqu'à des sites éloignés est relativement nouveau au Canada, ayant commencé il y a moins de 50 ans. Du gaz naturel liquéfié est exporté de l'Alaska et d'ailleurs depuis les années 1970, mais cette nouvelle approche est assez novatrice. Nos pourparlers avec des fonctionnaires ont consisté à leur faire part de l'idée et de cette possibilité, à leur faire comprendre ce qu'ils doivent savoir et aussi à surmonter certaines difficultés techniques qui existent dans n'importe quelle industrie nouvelle. C'est ce sur quoi ont porté nos discussions jusqu'à maintenant.

En ce qui a trait à ce qu'il faudrait pour que cela se fasse davantage, il s'agirait vraiment d'augmenter la capacité de liquéfaction, donc, le nombre de centres ou d'installations de gaz naturel liquéfié partout au pays. Une fois que vous en êtes dotés, idéalement à des endroits stratégiques, vous pouvez considérer les besoins des utilisateurs finaux. Donc, si vous êtes à Nunavut, vous pourriez avoir besoin d'une barge pour l'acheminer. Si vous êtes à Churchill, un système ferroviaire ferait l'affaire et, s'il y a une route, le camionnage est envisageable. Je pense que vous devez déterminer quelles sont les options et lesquelles sont les plus sensées, les classer par ordre d'importance et voir ce qu'il faudrait pour aller de l'avant avec ces projets.

La sénatrice Seidman : Si tout cela fonctionne comme prévu et que, d'ici 2016, Gaz Métro livrera du gaz naturel liquéfié à la mine, a-t-on prévu quelque chose pour en faire bénéficier la localité? Je pense que vous en avez parlé un peu dans votre réponse à la question du sénateur Black. Une fois que vous l'acheminez jusque là-bas en camion ou autrement, comment l'intégrez-vous à la collectivité pour qu'elle puisse l'utiliser?

Ms. Dunlop: Certainly that's one of the opportunities. I think your best case scenario is that you have a large industrial user, the LNG is being sent there and for the neighbouring communities we will look at how to make that economic. I would argue that the federal government is likely involved in many of those communities in terms of supporting its energy delivery already. When it comes time to look at those "gen sets" that support neighbouring communities, we believe there's an opportunity there.

Senator Seidman: Thank you.

Senator Sibbeston: There are approximately 66 communities in the three northern territories and, as was said, they almost all use diesel. There have been attempts in recent years to use alternate sources. In Yellowknife, wood pellets are being used by quite a number of companies and institutions, and wind occasionally. Alternate sources of power are being used.

I know that if the Mackenzie gas pipeline had been built, natural gas would have been a source of gas for the communities, but that's not likely to happen. In a sense, it's a race between alternate energy and liquid natural gas to feed the communities, provide them with their energy source.

Do you think there's a possibility that liquid natural gas could be a real alternative, could be successful in providing power to all of these 66 communities in the North?

Mr. Cheliak: Certainly there are infrastructure questions that need to be looked at first. Obviously, fuel is brought to those communities now in some manner, so putting LNG on a truck, rail or barge could be done similar to diesel. Fuel is fuel.

In terms of the renewable or alternate fuels, natural gas is actually an enabler and a complement to those sources across North America where wind and other renewable forms are installed. They typically have what we call a back-up system for times when wind is not blowing or sun is not shining. You can turn on the natural gas plant to give you the power you need to complement that.

We see a role for natural gas to partner with renewables, if it's a 50-50 or 90-10 split one way or another. There are certainly opportunities to do that and it is being done across North America now.

Senator MacDonald: I want to speak both about LNG and compressed natural gas for a few minutes and how it applies to the North.

One of the things you didn't mention — and it should be on the record — is that LNG has about twice the capacity as CNG, but CNG is highly volatile as well. It's one of the reasons you don't want to transport it over too big a space or distance.

Mme Dunlop : C'est certainement une des possibilités. Je pense que le meilleur cas est celui où vous avez un gros utilisateur industriel. Le gaz naturel liquéfié est expédié là-bas. Pour ce qui est des localités environnantes, nous verrons comment rendre cela économique. J'avancerais que le gouvernement fédéral intervient probablement déjà dans nombre de ces localités pour faciliter leur approvisionnement en énergie. Lorsque le moment sera venu d'examiner les groupes électrogènes qui alimentent les localités environnantes, nous croyons qu'il y aura des possibilités.

La sénatrice Seidman : Merci.

Le sénateur Sibbeston : Il y a quelque 66 collectivités dans les trois territoires du Nord et, comme il a été dit, elles utilisent presque toutes le diesel. On a tenté, ces dernières années, d'utiliser d'autres sources. À Yellowknife, bon nombre d'entreprises et d'institutions utilisent le granulé de bois et l'énergie éolienne, à l'occasion. D'autres sources d'énergie sont utilisées.

Je sais que, si le gazoduc Mackenzie avait été construit, le gaz naturel aurait été une source de gaz pour les collectivités, mais il est peu probable que cela se fasse. D'une certaine façon, c'est une course entre le gaz naturel liquide et d'autres sources d'énergie pour alimenter ces collectivités, leur fournir une source d'énergie.

Pensez-vous qu'il est possible que le gaz naturel liquide offre une solution de rechange réelle, qu'il pourrait alimenter en électricité les 66 collectivités dans le Nord?

M. Cheliak : Il est certain qu'il faut d'abord examiner les questions d'infrastructure. Manifestement, le combustible est actuellement acheminé jusque dans ces localités d'une manière ou d'une autre. Il serait donc possible de transporter le gaz naturel liquéfié par camion, train ou barge tout comme le diesel. Du combustible, c'est du combustible.

Pour ce qui est des combustibles renouvelables ou de remplacement, le gaz naturel est un facilitateur et un complément à ces sources dans toute l'Amérique du Nord, où l'énergie éolienne et d'autres formes d'énergie renouvelable sont exploitées. Ils ont ce qu'on appelle habituellement un système de secours au cas où le vent ne soufflerait pas ou que le soleil ne brillerait pas. Vous pouvez activer la centrale au gaz naturel pour obtenir l'électricité qui vous manque et combler vos besoins.

Nous estimons que le gaz naturel pourrait jouer un rôle complémentaire des énergies renouvelables, dans des proportions de 50-50 ou 90-10, d'une manière ou d'une autre. Il existe certainement des possibilités de le faire et cela se fait actuellement dans toute l'Amérique du Nord.

Le sénateur MacDonald : J'aimerais qu'on parle du gaz naturel liquéfié et du gaz naturel comprimé pendant quelques minutes dans le contexte du Nord.

Il y a une chose que vous n'avez pas mentionnée — et elle devrait être consignée — c'est que le gaz naturel liquéfié a environ le double de la capacité du gaz naturel comprimé, mais ce dernier est aussi très instable. C'est l'une des raisons pour lesquelles il n'est pas indiqué de le transporter sur une trop longue distance.

You talk about taking the LNG up North. I look at the three territories and it's interesting to see the difference between Nunavut, the Northwest Territories and Yukon in terms of using diesel. It's completely dependent on diesel, and you realize how much more isolated and how much more of a frontier it is when it comes to this type of infrastructure. You mentioned there was a \$10 million cost to build an LNG conversion plant.

Even if you put a plant up there, you have to transport natural gas when it is broken down to natural gas from the LNG. So it's hard for me to see how you could use LNG up there in such a way that you couldn't have to transport it the same way that you have to transport compressed natural gas once you break it down.

The technology around compressed natural gas and shipping has come a long way. There have been a number of patents approved in terms of compressed natural gas ships. Has that been looked at in terms of shipping compressed natural gas in ships to the North? I'm wondering what the cost is for all the diesel burned in the North? Let's say in Nunavut it's 100 per cent diesel. I'm wondering what the total cost of that diesel is, what the total cost of compressed natural gas would be and what the economics are of getting it up there.

Mr. Cheliak: Those are all very good questions. Part of the work we're looking at doing and that the committee looks at doing is some of those high-level baselines.

In terms of shipping large quantities of CNG to northern regions, I'm not aware of a study that looks at that. However, I believe some of the northern mines in Nunavut have looked at liquefied natural gas as an option. They have done some consulting studies to determine the economics of that.

On the cost economic of LNG versus competing fuels, we at CGA prepared, with a group called Jenmar Concepts, a model that an end user could use to plug in what they currently pay, where they are and what it would cost them to get LNG to their doorstep. That model has been used by a number of mines and mining associations with our members. We've done some high-level analysis with tools to determine what the cost advantage would be or wouldn't be for LNG.

Senator MacDonald: Do you have any numbers yet?

Mr. Cheliak: I'll have to get back to you with specific cases. We had three case studies run and they are propriety to those companies, but perhaps they could reach out and provide that information to the committee for background.

Senator MacDonald: I'd like to see it. Thank you.

The Chair: I don't have anyone else on the list, so I want to thank you very much for your presentation and answers. For any information that you're going to send, if you send it through our clerk, each and every senator will get the same information. Thank you very much.

Vous parlez d'acheminer le gaz naturel liquéfié dans le Nord. Je regarde les trois territoires et il est intéressant de voir la différence entre le Nunavut, les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon quant à l'utilisation de diesel. Ils dépendent complètement du diesel et vous vous rendez compte à quel point ces régions sont isolées et éloignées pour avoir ce type d'infrastructure. Vous avez mentionné que la construction d'une usine de conversion de gaz naturel liquéfié coûterait dix millions de dollars.

Même si vous y installez une usine, vous devrez transporter le gaz naturel tiré du gaz naturel liquéfié. Je vois donc mal comment vous pourriez utiliser du gaz naturel liquéfié là-bas d'une manière qui vous éviterait de devoir le transporter tout comme vous devez transporter le gaz naturel comprimé une fois qu'il a été décomprimé.

La technologie pour le gaz naturel comprimé et son expédition a beaucoup évolué. Plusieurs brevets ont été approuvés pour des navires de gaz naturel comprimé. A-t-on examiné la question du transport de gaz naturel comprimé par navire dans le Nord? Je me demande ce qu'il en coûte pour tout le diesel brûlé dans le Nord. Supposons qu'au Nunavut on n'utilise que du diesel. Je me demande combien ce diesel coûte au total, ce que coûterait le gaz naturel comprimé et ce qu'il en coûterait de l'acheminer jusque là-bas.

M. Cheliak : Ce sont toutes de très bonnes questions. Une partie du travail que nous et le comité voulons faire est de déterminer certains coûts généraux de référence.

En ce qui a trait à l'expédition de grandes quantités de gaz naturel comprimé dans les régions du Nord, je ne connais pas d'étude à ce sujet. Toutefois, je crois que certaines mines dans le Nunavut ont examiné la possibilité d'utiliser le gaz naturel liquéfié. Elles ont fait faire des études pour analyser l'aspect économique de cette option.

En ce qui a trait au coût pour le gaz naturel liquéfié par comparaison aux autres combustibles, l'ACG a préparé, en collaboration avec un groupe, Jenmar Concepts, un modèle qu'un utilisateur final pourrait utiliser pour savoir ce qu'il paye en ce moment et ce que cela lui coûterait de se faire livrer du gaz naturel liquéfié. Ce modèle est utilisé par des mines et des associations minières auprès de nos membres. Nous avons fait des analyses générales avec des outils pour déterminer de combien le coût serait plus avantageux ou désavantageux.

Le sénateur MacDonald : Avez-vous déjà des chiffres?

M. Cheliak : Je devrai recommuniquer avec vous pour donner des cas précis. Nous avons fait trois études de cas et elles ne concernent que les entreprises étudiées, mais ces entreprises pourraient peut-être fournir cette information au comité.

Le sénateur Macdonald : Je serais intéressé. Merci.

Le président : Je n'ai personne d'autre sur ma liste. Je vous remercie donc pour les exposés et les réponses que vous avez donnés. En ce qui concerne toute information que vous comptez envoyer, si vous l'envoyez à notre greffière, elle sera transmise à tous les sénateurs. Merci beaucoup.

(The committee adjourned.)

(La séance est levée.)

OTTAWA, Tuesday, May 27, 2014

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:58 p.m. to study non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories.

Senator Richard Neufeld (*Chair*) in the chair.

[*English*]

The Chair: Welcome to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. My name is Richard Neufeld. I represent the province of British Columbia and I am chair of this committee.

I would like to welcome honourable senators, any members of the public with us in the room and viewers across the country who are watching on television. As a reminder to those watching, these committee hearings are open to the public and also available via webcast on the sen.parl.gc.ca website. You may also find more information on the schedule of witnesses on the website under "Senate Committees."

I would now ask senators to introduce themselves, and I will start by introducing the deputy chair from Alberta, Senator Grant Mitchell.

Senator Boisvenu: I'm Senator Boisvenu from Quebec.

Senator Massicotte: Paul Massicotte from Quebec.

Senator Sibbeston: Nick Sibbeston from the Northwest Territories.

[*Translation*]

Senator Ringuette: Pierrette Ringuette from New Brunswick.

[*English*]

The Chair: I would also like to introduce our staff, beginning with the clerk, Lynn Gordon, and our two Library of Parliament analysts, Sam Banks and Marc LeBlanc.

On March 4, 2014, the Senate authorized our committee to undertake a study on non-renewable and renewable energy development including energy storage, distribution, transmission, consumption and other emerging technologies in Canada's three northern territories.

Today marks our fifth meeting on this study, and I'm pleased to welcome the following witnesses: from the Canadian Electricity Association, Mr. Jim Burpee, President and CEO; and from

OTTAWA, le mardi 27 mai 2014

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 58, pour étudier le développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes.

Le sénateur Richard Neufeld (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

Le président : Bienvenue à cette réunion du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Je m'appelle Richard Neufeld, je représente la Colombie-Britannique et je préside ce comité.

Je souhaite la bienvenue aux honorables sénateurs, aux membres du public qui sont avec nous dans cette salle et à ceux qui suivent nos délibérations à la télévision. Un rappel à l'intention des téléspectateurs : les séances du comité sont ouvertes au public et on peut aussi les suivre par Internet, sur le site web du Sénat, à sen.parl.gc.ca. On peut obtenir des informations complémentaires sur les futurs témoins en consultant le site web du comité, sous « Comités du Sénat ».

J'invite maintenant les sénateurs à se présenter, et je commence en présentant moi-même le vice-président du comité, le sénateur Grant Mitchell, de l'Alberta.

Le sénateur Boisvenu : Je suis le sénateur Boisvenu, du Québec.

Le sénateur Massicotte : Paul Massicotte, du Québec.

Le sénateur Sibbeston : Nick Sibbeston, des Territoires du Nord-Ouest.

[*Français*]

La sénatrice Ringuette : Pierrette Ringuette, du Nouveau-Brunswick.

[*Traduction*]

Le président : J'aimerais également présenter notre personnel, qui comprend notre greffière, Lynn Gordon, ainsi que nos deux analystes de la Bibliothèque du Parlement, Sam Banks et Marc LeBlanc.

Le 4 mars 2014, le Sénat a autorisé notre comité à entreprendre une étude du développement des énergies renouvelables et non renouvelables dans les trois territoires du Nord, y compris le stockage, la distribution, la transmission et la consommation d'énergie, de même que les technologies émergentes.

Nous entamons aujourd'hui notre cinquième réunion à ce sujet, et j'ai le plaisir d'accueillir comme témoins Jim Burpee, président et premier dirigeant de l'Association canadienne de

ATCO Power, Doug Tenney, Vice President, Aboriginal and Government Relations. Thank you very much for being with us today. Again, I apologize that we're a little bit late, but the Senate lasted a little longer this afternoon in discussions and we can't start until they're finished.

Mr. Burpee, we look forward to your presentation.

Jim R. Burpee, President and CEO, Canadian Electricity Association: Thank you, Mr. Chairman and honourable senators, for inviting us here to discuss energy and resource development in Canada's North.

Our remarks will focus on the integral role of electricity as a critical enabler of development and will outline the related challenges and opportunities, not only for the North but the rest of Canada.

Every day, members of the Canadian Electricity Association, or CEA, produce, transport and distribute electricity to industrial, commercial, residential and institutional clients throughout Canada. The energy we produce, transport and sell is essential for our activities at home, at work and for the entire economy.

I want to mention, for the purposes of your study, that the Northwest Territories Power Corporation and Yukon Energy are active members of our association. I understand you met with both during your recent trip to the North. I'll also add that I'm very optimistic about discussions we're having with Qulliq Energy Corporation around joining CEA, so stay tuned on that one.

When discussing access to electricity in the North, it is important to consider electricity systems and, perhaps most importantly, the plans of electric utilities and governments in provinces that share borders with the territories.

The reality is Canada's North is isolated from the North American high-voltage grid. While this is not unusual in light of the development over time of electricity grids from urban centres out, it does highlight key challenges, geography and the proximity of the territories to existing and new generation and transmission infrastructure and low population density.

To increase grid access and to power major resource development projects in the North, new and expanded electricity infrastructure will be required. In some cases this may include expanding the North American grid to include some portion of the territories. That is why it's important that electric utilities and Aboriginal communities, through leadership by

l'électricité, et Doug Tenney, vice-président, Relations avec les gouvernements et les Autochtones, de la société ATCO Power. Merci beaucoup de votre présence, messieurs. J'en profite pour présenter nos excuses pour notre léger retard, qui s'explique par le fait que la séance du Sénat a duré un peu plus longtemps que prévu cet après-midi. Or, nous ne pouvons pas commencer tant que la séance du Sénat n'est pas terminée.

Monsieur Burpee, je vous donne la parole.

Jim Burpee, président et premier dirigeant, Association canadienne de l'électricité : Merci, monsieur le président, honorables sénateurs, de nous avoir invités à témoigner sur le développement de l'énergie et des ressources du Grand Nord canadien.

Je vais me concentrer sur le rôle intégral que joue l'électricité comme instrument crucial de développement économique, et j'exposerai dans ce contexte les difficultés que nous avons à relever, ainsi que les occasions que nous avons à saisir, non seulement dans le Nord, mais dans l'ensemble du Canada.

Chaque jour, les membres de l'Association canadienne de l'électricité, l'ACÉ, produisent, transportent et distribuent de l'électricité à des clients industriels, commerciaux, domiciliaires et institutionnels de tout le pays. L'énergie que nous produisons, transportons et vendons est essentielle à nos activités à la maison, au travail et dans toute l'économie.

Je précise tout de suite, puisque c'est relié à votre étude, que la Northwest Territories Power Corporation et Yukon Energy sont des membres actifs de notre association. Je crois comprendre que vous avez rencontré leurs représentants lors de votre récent voyage dans le Nord. J'ajoute que je suis également très optimiste au sujet des discussions que nous avons avec Qulliq Energy Corporation au sujet de son adhésion à l'ACÉ. Nous aurons peut-être bientôt des choses à annoncer à ce sujet.

Quand on veut analyser l'accès à l'électricité dans le Nord, il importe de se pencher sur les systèmes d'électricité et, ce qui est peut-être encore plus important, sur les projets des compagnies d'électricité et des gouvernements des provinces voisines des Territoires.

La réalité est que le Nord du Canada est isolé du réseau à haute tension nord-américain. Bien que cela ne soit pas inusité au vu de la manière dont se sont constitués les réseaux d'électricité à partir des centres urbains, cela s'accompagne de problèmes particuliers causés par des difficultés d'ordre géographique, par l'éloignement des Territoires par rapport à l'infrastructure existante et nouvelle de production et de transmission d'électricité, et par la faible densité démographique de la région.

Si nous voulons accroître l'accès au réseau et fournir de l'énergie électrique aux grands projets d'exploitation des ressources naturelles du Nord, nous aurons besoin d'une infrastructure électrique nouvelle et élargie. Dans certains cas, cela pourra fort bien comprendre une extension du réseau nord-américain pour y intégrer une certaine partie des Territoires. Voilà

provincial, territorial and federal governments, take a collaborative approach to developing reliable and sustainable electricity infrastructure in the North.

Currently, electricity utilities in the territories are willing to take on this job, but challenges remain. Capital needs to be put in place before these projects can move forward.

CEA believes that the federal government should consider financial instruments, such as loan guarantees, to alleviate upfront project costs and continue to support emerging technologies such as those being supported and funded through Sustainable Development Technology Canada. These projects are reflected in the recommendation in our newest policy paper, *Vision 2050: The Future of Canada's Electricity*, which you have received copies of.

For much of the Far North, grid integration is not a viable option. Our members are developing innovative solutions to address the challenge of reducing reliance on diesel generation in remote communities.

For example, BC Hydro has a remote community electrification program which pairs diesel generation with other sources including battery storage, smart meters, remote monitoring and upgraded wiring, and Nalcor Energy is working on an innovative project in the remote island community of Ramea. The Ramea wind-hydrogen-diesel project converts excess wind power into hydrogen, which can be stored and then used to produce electricity when the wind isn't blowing. The project has great potential for offsetting diesel use in remote communities and is about to enter a second phase in which they hope to address ongoing challenges with the hydrogen generator technology.

These are steps in the right direction, but there needs to be a collaborative approach to stakeholder engagement through a shared vision: one led by federal and territorial governments which factor in support for new and emerging technologies as well as larger infrastructure projects.

To speak about the scope of some of these challenges and some innovative projects that are currently being considered in Alberta, I'm pleased to be joined today by Doug Tenney, Vice President, Aboriginal and Government Relations from ATCO Power, another one of our member companies.

Doug Tenney, Vice President, Aboriginal and Government Relations, ATCO Power: Good evening, everybody. As you are well aware, the North is blessed with significant energy resources, including a vast amount of hydroelectric generation potential.

pourquoi il est important que les sociétés d'électricité et les collectivités autochtones, grâce au leadership des gouvernements provinciaux, territoriaux et fédéral, s'engagent à développer une infrastructure fiable et durable d'électricité dans le Nord dans un esprit de collaboration.

À l'heure actuelle, les sociétés d'électricité des Territoires sont prêtes à relever le défi et à résoudre les problèmes, l'un des principaux étant de réunir les capitaux nécessaires pour que ces projets puissent aller de l'avant.

L'ACÉ pense que le gouvernement fédéral devrait envisager des instruments financiers, comme des garanties de prêts, pour atténuer les coûts de démarrage des projets et pour continuer d'appuyer les technologies émergentes comme celles qui sont appuyées et financées par le truchement de Technologies du développement durable du Canada. Ces projets sont mentionnés dans la recommandation de notre dernier énoncé de politique, *Vision 2050 : l'avenir du réseau électrique du Canada*, dont vous avez reçu des exemplaires.

Pour la majeure partie du Grand Nord, l'intégration au réseau n'est pas envisageable. Nos membres s'efforcent donc de mettre au point des solutions novatrices pour réduire la dépendance au diesel dans les collectivités éloignées.

Par exemple, BC Hydro a mis sur pied un programme d'électrification des collectivités éloignées dans lequel la production au diesel est associée à d'autres ressources, comme des piles électriques, des compteurs intelligents, de la surveillance à distance et du câblage amélioré. De même, Nalcor Energy travaille sur un projet innovateur dans la collectivité insulaire éloignée de Ramea. Dans ce projet vent-hydrogène-diesel de Ramea, l'énergie éolienne excédentaire est convertie en hydrogène, lequel peut être entreposé puis utilisé pour produire de l'électricité quand il n'y a pas de vent. Ce projet est extrêmement prometteur pour réduire l'utilisation du diesel dans les collectivités éloignées, et il est sur le point d'entrer dans une deuxième phase dans laquelle on espère relever les problèmes subsistants avec la technologie du générateur d'hydrogène.

Ces mesures vont dans le bon sens, mais elles exigent une démarche de collaboration pour assurer l'engagement des parties prenantes sur la base d'une vision commune : une vision impulsée par les gouvernements fédéral et territoriaux, et axée sur le soutien des technologies nouvelles émergentes ainsi que sur de grands projets d'infrastructures.

Pour vous parler de certains de ces défis et de certains des projets innovateurs que l'on envisage actuellement en Alberta, j'ai le plaisir d'être accompagné par Doug Tenney, vice-président, Relations avec les gouvernements et les Autochtones, d'ATCO Power, l'une des sociétés membres de notre association.

Doug Tenney, vice-président, Relations avec les gouvernements et les Autochtones, ATCO Power : Bonsoir, tout le monde. Comme vous le savez, le Nord jouit d'une abondance de ressources énergétiques importantes, notamment d'un vaste

Although there is some hydroelectric generation installed in the North, not all communities are served by hydro: many still rely on diesel. I think Jim has mentioned a few of those already.

The load in a lot of those communities is very small and they're located great distances away from the hydro sources. Load growth and diesel price increases may change the economic viability of hydro.

ATCO is an active participant in the North through our ownership of Yukon Electrical Company, Northlands Utilities (NWT) Limited, Northlands Utilities (Yellowknife) Limited, and we've got a small team chasing hydro generation opportunities to displace diesel in some of those communities, together with their Aboriginal partners.

Today, however, I want to focus on the potential for northern development for export into Southern Canada.

I think you have a number of graphs in front of you. I'll start speaking about the first one. The first one is prepared by the Alberta Electric System Operator, and you can see from that that Alberta's load resource balance, load and supply presents an attractive opportunity for hydro development in the North. The very top dashed line represents the load forecast in Alberta. It's growing at somewhere between 2.4 to 2.6 per year from now until 2032.

Just above that is the line you would need for an effective installed capacity. That represents 15 per cent above load, which is called a reserve margin, and that is to account for when you have generation units out of service, whether planned or unplanned. That's the line you will need to serve.

Down below in the shaded area is our generation installed capacity. You can see it's declining quite rapidly, and that's largely due to the coal retirements due to recent federal regulations.

Overall what that leads to is about 5,700 megawatts of new capacity needed by 2022, and 11,000 megawatts needed by 2032. That represents about a doubling of Alberta's installed capacities.

Turning to the next graph, they're a bit out of order and I apologize for that. If you could look at graph number 4, that's a comparison of the alternatives.

While ATCO believes we're bound to have all kinds of renewable generation in play, be it wind, small run-of-river hydro or solar, and we think what we really need to focus on to replace our coal that's retiring is base-load generation.

potentiel hydroélectrique. Bien qu'il existe une certaine infrastructure d'hydroélectricité dans le Nord, toutes les collectivités n'en bénéficient pas et beaucoup dépendent encore du diesel. Jim en a donné quelques exemples.

Dans beaucoup de collectivités, la charge électrique est très petite, et celles-ci sont très éloignées des sources hydrauliques. L'augmentation de la charge et la hausse du prix du diesel changeront peut-être la viabilité économique de l'hydroélectricité.

ATCO participe activement à l'économie du Nord par le truchement des sociétés que nous y possédons, Yukon Electrical Company, Northlands Utilities (NWT) Limited et Northlands Utilities (Yellowknife) Limited, et nous avons une petite équipe qui fait la chasse aux opportunités de production hydroélectrique dans le but de remplacer le diesel dans certaines collectivités, avec nos partenaires autochtones.

Aujourd'hui, cependant, je veux me concentrer sur le potentiel de développement dans le Nord pour exporter dans le sud du Canada.

Je crois qu'on vous a remis un certain nombre de graphiques et je vais donc commencer par le premier. Il a été préparé par le Alberta Electric System Operator, et il montre que l'équilibre de la charge en Alberta — l'offre et la demande — présente une occasion attrayante pour le développement de l'hydroélectricité dans le Nord. La ligne en pointillés représente la charge prévue en Alberta. Elle augmentera de quelque chose comme 2,4 à 2,6 par an jusqu'en 2032.

Juste au-dessus de cette ligne, vous voyez une représentation de la capacité installée réelle. Cette courbe se situe à 15 p. 100 au-dessus de la charge, et c'est ce qu'on appelle la marge de réserve, qui permet de faire face aux cas où certaines unités de production sont hors service, que ce soit par accident ou pour la maintenance. C'est la ligne qu'on doit atteindre.

En dessous, dans la zone ombrée, vous voyez notre capacité de production installée. Vous pouvez voir qu'elle diminue très rapidement, ce qui s'explique en grande mesure par la fermeture des centrales au charbon à cause de récents règlements fédéraux.

Globalement, cela veut dire que 5 700 mégawatts environ de nouvelle capacité seront nécessaires d'ici à 2022, et 11 000 mégawatts d'ici à 2032. Autrement dit, il va falloir doubler la capacité installée de l'Alberta.

Je passe au graphique suivant. Vous voyez qu'ils ne sont pas vraiment dans l'ordre, et je m'en excuse. Je veux parler maintenant du graphique numéro quatre, où l'on compare les solutions possibles.

Bien qu'ATCO estime que nous serons obligés d'avoir recours à toutes les sources d'énergies renouvelables, que ce soit l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique au fil de l'eau ou l'énergie solaire, nous pensons qu'il est absolument indispensable de se concentrer sur le remplacement de nos centrales au charbon.

There are really four alternatives you can consider for base load: coal, nuclear, natural gas and large-scale hydro. As I've mentioned, the federal government regulations suggest that any new coal that gets built has to have the same GHG, greenhouse gas emissions, as combined-cycle gas turbines. That's going to be difficult unless you have carbon sequestration in storage. You can see by the graph on the line that says "clean coal," that's what that would look like. It looks cost prohibitive.

Nuclear for sure is an option, although it looks challenging economically as well as it may have some long-term environmental implications. That leaves you with natural gas and hydro.

Natural gas is a feasible solution; however in Alberta if that's all we rely on we're going to subject customers to the risk of increases in gas prices and increases in a potential carbon tax.

On that graph there are a lot of numbers there, and I'm not going to get into all the details on it. What's important to recognize is that we're trying to guess what prices are going to be in the future, not necessarily what prices are today. You can see when we identified the CCGT, or combined-cycle gas turbines, we've shown different fuel prices: \$3 gas, \$5 gas and \$7 gas. It's hard to predict what that gas price is going to be into the future.

As well, we've shown what impact a carbon tax would have. You can see, from looking at those, that the hydro bar, the second, is competitive under a number of reasonable gas price and carbon pricing scenarios.

I should also mention that this only looks at hydroelectricity. It doesn't take into consideration some other benefits you would get from having a hydro plant, which would be water storage. We have a project on the Athabasca River that, if you took into account the economic value of stored water for the oil sands industry and the flood mitigation protection it affords the city of Fort McMurray, those numbers would probably get closer to the 65 to \$70 range.

Turning to slide number 2, the second in your package, it illustrates that about 75 per cent of the hydro potential in Alberta is located in three river valleys: the Peace, the Athabasca and the Slave. ATCO has studied all three of those and has centred on three projects: two of them on the Athabasca River and one on the Slave River. You can see also that the Government of the Northwest Territories has identified about 11,000 megawatts of untapped hydro potential in the N.W.T., and some of those are listed on there.

Turning to slide number 3, as can be seen here the majority of generation sources in Alberta are developed near the natural resource. Coal is built at the coal mine. That's because of the high cost of transporting coal. Wind and hydro plants are developed

Nous n'avons réellement que quatre possibilités pour notre énergie de base : le charbon, le nucléaire, le gaz naturel et l'hydroélectricité à grande échelle. Comme je l'ai dit, la réglementation du gouvernement fédéral veut que chaque nouvelle centrale au charbon que l'on construit produise le même niveau de GES, de gaz à effet de serre, que des turbines à gaz à cycle combiné. Ce sera difficile, à moins d'avoir un système de séquestration du carbone. Vous pouvez voir sur le graphique la ligne correspondant au charbon propre, et elle montre que le coût serait prohibitif.

Le nucléaire est certainement envisageable, bien qu'il paraisse plus difficile sur le plan économique, sans compter ses conséquences environnementales à long terme. Cela veut dire qu'il ne reste plus que le gaz naturel et l'hydroélectricité.

Le gaz naturel est une solution envisageable, mais, si nous ne misons que sur cette seule solution en Alberta, nous exposerons les consommateurs au risque d'augmentation des prix du gaz naturel et d'augmentation d'une éventuelle taxe sur le carbone.

Il y a beaucoup de chiffres sur ce graphique et je ne vais donc pas les expliquer tous en détail. Ce qu'il importe de comprendre, c'est que nous essayons de deviner où se situeront les prix à l'avenir, plutôt que de tenir compte des prix d'aujourd'hui. Vous pouvez voir qu'en ce qui concerne les TGCC, les turbines à gaz à cycle combiné, nous avons indiqué plusieurs prix différents du carburant, 3 \$, 5 \$ et 7 \$, parce qu'il serait bien difficile de dire quel sera le prix du gaz naturel à l'avenir.

Nous avons aussi montré ce que serait l'incidence d'une taxe sur le carbone. En examinant le graphique, vous constatez que la deuxième barre, celle de l'hydroélectricité, est compétitive selon plusieurs scénarios raisonnables de prix du gaz naturel et de prix du carbone.

Je dois mentionner aussi que ceci ne concerne que l'hydroélectricité. Autrement dit, on ne tient pas compte de certains autres avantages que l'on peut tirer d'une centrale hydroélectrique, notamment l'entreposage de l'eau. Nous avons sur la rivière Athabasca un projet dont les chiffres seraient probablement plus près de 65 à 70 \$ si l'on tenait compte de la valeur économique de l'eau entreposée pour l'industrie des sables bitumineux et pour la protection contre les inondations à Fort McMurray.

Je passe à la deuxième diapositive, la deuxième de votre documentation, qui montre que 75 p. 100 environ du potentiel hydroélectrique de l'Alberta se trouve dans trois vallées : la rivière de la Paix, l'Athabasca et la rivière des Esclaves. ATCO a étudié les trois et a retenu trois projets : deux sur l'Athabasca et un sur la rivière des Esclaves. Vous pouvez voir aussi que le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a identifié environ 11 000 mégawatts de potentiel hydroélectrique inexploité dans les Territoires du Nord-Ouest.

La troisième diapositive montre que la plupart des sources de production en Alberta sont construites à proximité de la ressource naturelle. Une centrale au charbon, on la construit à proximité de la mine de charbon. Cela s'explique par le coût de transport élevé du

where the resource is the strongest, and co-generation exists at sites such as the oil sands and in the industrial “heartland,” the Fort Saskatchewan region of Alberta.

As such, it’s important to create and maintain a strong transmission network that enables these generation sources to be utilized. The Government of Alberta has recognized that by their recent expansion of the transmission system in Alberta and the high voltage transmission lines they’ve built on the east side of the province between Edmonton down to Brooks, as well as Edmonton to Calgary. They’ve also recognized they need to build transmission to renewable and alternative energy zones, and they’ve indicated that the northeast part of the province is just that. This would help unlock the green energy corridor. The first hydro project built up there would then have transmission built, which would enable the transmission to be far cheaper for the subsequent projects to happen.

When developing a hydro generation project, the economic, socio-economic and environmental impacts must be carefully considered. Finding the right balance ensures that the best project is selected, permitted and built. It’s ATCO’s belief that any successful energy development in the North requires real engagement with Aboriginal groups. This includes full participation in the regulatory and permitting process, meaningful consultation, training and jobs, contracting opportunities, and equity participation in the projects.

Government, too, needs to play a large role in providing tangible support. This can take the form of continued support; of more streamlined, harmonized, regulatory processes with mandated timelines; helping to establish commercial frameworks that allow for recognition of the significant expenditures that are required in the development of hydro before you know if you will get a permit; as well as recognizing that there are other economic and socio-economic benefits to hydro above power generation that should allow for joint funding for those studies; as well as these projects take over 10 years, probably 12 to 15 years to develop. There needs to be a commercial framework established to create some revenue certainty for these projects. There’s also a need for a policy structure to be in place to properly recognize greenhouse gas emission for e-power generation from large-scale hydro generation with storage capabilities.

The governments will need to help on Aboriginal support, including fulfilling their duty to consult, their resolution of any unextinguished treaty rights and long-term access to lands if required. Also, governments can play a role by including the bilateral transboundary water agreements between Alberta, the

charbon. Les centrales éoliennes et hydroélectriques sont construites là où la ressource est la plus forte, et il y a des installations de cogénération sur des sites tels que les sables bitumineux et le « cœur industriel » de l’Alberta, la région de Fort Saskatchewan.

De ce fait, il est important de créer et d’entretenir un solide réseau de transmission pour que ces sources de production puissent être utilisées. Le gouvernement de l’Alberta l’a reconnu récemment par son expansion récente du système de transmission de la province et la construction de lignes à haute tension dans la partie est de la province, entre Edmonton et Brooks, ainsi qu’entre Edmonton et Calgary. Il a aussi reconnu la nécessité de construire des lignes de transmission jusqu’aux zones d’énergies renouvelables et émergentes, et il a indiqué son intention de le faire dans la partie nord-est de la province. Cela permettra d’exploiter le potentiel du corridor d’énergie verte. Le premier projet hydroélectrique construit là-bas sera relié à une ligne de transmission, ce qui permettra aux projets subséquents d’être réalisés à bien moindre coût.

Quand on veut réaliser un projet d’hydroélectricité, il est indispensable d’en analyser attentivement les paramètres économiques, socioéconomiques et environnementaux. C’est en trouvant le juste équilibre qu’on peut choisir le meilleur projet. Selon ATCO, n’importe quel projet de production d’énergie dans le Nord ne peut avoir de succès que si l’on obtient une participation réelle des groupes autochtones. Je parle ici de leur participation au processus de réglementation et d’octroi des permis, avec de vraies consultations, de la formation professionnelle, de la création d’emplois, des possibilités de sous-traitance, et une participation au capital.

Le gouvernement se doit aussi de jouer un rôle important en accordant un soutien tangible. Cela peut prendre la forme d’un soutien continu; de processus de réglementation plus efficaces et harmonisés, avec des échéanciers fermes; de la prestation d’une aide pour établir des cadres commerciaux permettant de reconnaître les dépenses importantes qu’exige le développement de l’hydroélectricité avant de savoir qu’on obtiendra un permis; et de la reconnaissance aussi que l’hydroélectricité offre d’autres bienfaits, d’ordre économique et socioéconomique, que simplement énergétique, qui devraient permettre un financement conjoint des études; et aussi, du fait que la réalisation de ces projets peut prendre plus de 10 ans, et probablement entre 12 et 15 ans. On doit donc établir un cadre commercial pour obtenir une certaine certitude de revenus de ces projets. Il est nécessaire aussi de mettre en place une structure de politiques pour reconnaître adéquatement les émissions de gaz à effet de serre pour la production d’énergie propre dans des centrales hydroélectriques de grande taille avec capacité d’entreposage.

Les gouvernements devront fournir une aide en matière de soutien autochtone, notamment en respectant leur obligation de consultation, la résolution des questions issues de droits des traités non éteints, et la résolution des problèmes d’accès aux terres à long terme. En outre, les gouvernements peuvent

Northwest Territories, B.C. and Saskatchewan. That concludes my comments.

Mr. Burpee: If I can just wrap up, we recognize that the challenges here are not insignificant and there are no easy answers. In the case of what Doug has talked about, the Northwest Territories has a corridor of a lot of energy available, far more than what it as a territory can ever use itself. It needs to work in collaboration with Alberta or Saskatchewan in their plan with the support of the federal government.

Then you have a number of isolated communities that electrically will always be isolated. There we are looking at emerging technology. We are looking to get off diesel. Keep in mind that when diesel was put in it was the best technology at the time and had the advantage of relatively low capital cost and the fuel is relatively easily transportable and has good energy density. Now we're trying to move off that because it has become very expensive, let alone the environmental impacts of it. There's not a simple answer and it's going to require a degree of vision and governments working together with industry and Aboriginal groups, as Doug said, to make a difference. Thank you.

The Chair: Thank you. We'll start with the deputy chair, Senator Mitchell.

Senator Mitchell: Thanks, gentlemen. These are very interesting presentations. We really appreciate you being here.

I think we all are, but I'm very concerned about climate change, and I've talked a lot about a carbon tax. I've noticed, Mr. Tenney, on your chart that you are factoring in the possibility of carbon pricing in some of your estimates. Is your company getting to the point — I'm looking at chart 4 — where you are actually planning with a view to a carbon price in mind?

Mr. Tenney: Yes. In fact, in Alberta there is already a carbon tax in place, so it's already a reality. As well as with the federal government's coal regulations, ATCO is one of the entities that owns a significant amount of coal, so it is coming to its end, so we're planning for how we replace that coal fleet.

Senator Mitchell: On your chart you have \$15 but you go all the way up to \$100 possible. Is your company actually advocating for a carbon price? Would it be your policy that we should have one?

Mr. Tenney: We, in fact, do have one right now in Alberta, so it looks like it's a reality.

Senator Mitchell: A bigger one? A real one? I don't want to put you on the spot here.

Mr. Burpee: Can I help him out here?

Senator Mitchell: Anybody can jump in.

jouer un rôle en incluant les accords bilatéraux sur les eaux transfrontalières entre l'Alberta, les Territoires du Nord-Ouest, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan. Cela met fin à mes remarques.

M. Burpee : Si vous me permettez de conclure, nous savons fort bien que les défis à relever ne sont pas mineurs et qu'il n'y a pas de solution facile. En ce qui concerne ce dont Doug vient de parler, il existe dans les Territoires du Nord-Ouest un corridor doté d'une énorme quantité d'énergie, d'une quantité bien plus vaste que celle dont on pourrait jamais avoir besoin localement. Ils devront donc collaborer avec l'Alberta ou la Saskatchewan pour réaliser leurs projets, avec l'appui du gouvernement fédéral.

Il y a ensuite un certain nombre de collectivités isolées qui le seront toujours du point de vue de l'électricité. Dans leur cas, on doit se tourner vers les technologies émergentes. Nous voulons les sevrer du diesel. N'oubliez pas que le diesel était la meilleure technologie disponible lorsqu'il a été mis en place, et qu'il offrait l'avantage d'exiger relativement peu de capital pour être installé, d'être facilement transportable et d'avoir une bonne densité énergétique. Maintenant, nous essayons de l'abandonner parce que son prix a considérablement augmenté, sans parler de son impact environnemental. Il n'y a pas de solution simple à ce problème, et il faudra que les gouvernements collaborent avec l'industrie et avec les groupes autochtones, comme l'a dit Doug, pour chercher des solutions efficaces. Merci.

Le président : Merci. Nous commençons avec le vice-président, le sénateur Mitchell.

Le sénateur Mitchell : Merci, messieurs, de vos exposés très intéressants. Nous sommes vraiment heureux de votre présence.

Comme tout le monde ici, sans doute, je suis très préoccupé par le changement climatique, et j'ai souvent parlé d'une taxe sur le carbone. J'ai constaté, monsieur Tenney, que vous avez inclus la possibilité d'une tarification du carbone dans certaines de vos estimations chiffrées. Est-ce que votre entreprise arrive au point où — je parle du quatrième graphique — elle dresse maintenant ses plans en y intégrant une éventuelle tarification du carbone?

M. Tenney : Oui. En fait, il y a déjà une taxe sur le carbone en Alberta. C'est déjà la réalité. En outre, avec la réglementation du charbon par le gouvernement fédéral, ATCO, l'une des entités qui possèdent une quantité non négligeable de charbon, commence à planifier le remplacement de sa flotte de charbon.

Le sénateur Mitchell : Sur votre graphique, vous indiquez 15 \$, mais vous allez jusqu'à une possibilité de 100 \$. Est-ce que votre société recommande effectivement un prix du carbone? Pensez-vous que nous devrions en avoir un?

M. Tenney : Nous en avons déjà un en Alberta. C'est déjà la réalité.

Le sénateur Mitchell : Un prix plus élevé? Un prix réel? Je ne veux pas vous mettre sur la sellette.

M. Burpee : Puis-je lui venir en aide?

Le sénateur Mitchell : N'importe qui peut intervenir.

Mr. Burpee: In Vision 2050, we talk about mechanisms for pricing carbon or for dealing with reducing emissions and look at and compare the pluses and minuses of feed-in tariffs, tax policy and other things. The conclusion we came to, if we want to deal with greenhouse gases in the most cost-effective way, you have to price it in the economy, minimum North American-wide. A province on its own can only do so much. A country on its own can only do so much because you get significant carbon leakage, especially in electricity where you have other options that are more carbon-intensive, especially south of the border. From an electricity perspective, we are saying, if we're going to do it, economy-wide, North American-wide, let the markets work, and that will certainly help the economic case for other technologies to develop, too. That's the other reason for doing these what-if scenarios. How does it compare? What is the value and the crossover at that point?

Senator Mitchell: Thank you. Mr. Tenney, I appreciate your map of the possibilities. Are you suggesting — maybe both of you can answer this — that a project in Alberta would feed electricity into the Northwest Territories? Or is this map configuration inferring the opposite, that projects in the Northwest Territories could feed south? You have the Slave River here, the Athabasca and the Peace. What stage of consideration of which way that might go or is it real at all?

Mr. Tenney: I think it's helpful to understand a bit about what the Northwest Territories electrical systems looks like. They have the Taltson grid. The Taltson is right now an 18-megawatt project that is immediately north of Fort Smith. It's about 50 kilometres north. It's currently serving Hay River, Fort Smith and Fort Providence, that hydroelectricity energy, and it's spilling water; it has surplus capacity on that. In that immediate area, they don't really need any hydro or electricity to flow north. What we were talking about is the real potential to develop some of these big projects and sell the kilowatt hours back into the Alberta market. But once the project is built, clearly it's built and you could serve areas in the north as well.

Senator Mitchell: Because their answers have been so efficient, my question has been so efficient. Can I have one more question?

The Chair: One quick one, yes.

Senator Mitchell: Thanks, chair — not to take advantage of you. Could you give us a rough idea of where electricity storage technology is, beyond holding water? Is that advancing quickly? Are we making real progress where you could actually store wind-generated or solar-generated power?

M. Burpee : Dans Vision 2050, nous parlons de mécanismes de tarification du carbone ou de réduction des émissions, et nous comparons les avantages et inconvénients des tarifs de rachat, des politiques fiscales et d'autres mesures. La conclusion à laquelle nous sommes parvenus est que, si l'on veut régler le problème des gaz à effet de serre de la manière la plus efficace possible, il faut inclure un prix du carbone dans l'économie, au minimum à l'échelle de l'Amérique du Nord. Une province ne peut pas faire grand-chose toute seule à cet égard. Un pays non plus parce qu'il y a une dispersion importante du carbone, notamment dans l'électricité où l'on a d'autres options qui sont plus intensives en carbone, surtout au sud de notre frontière. Du point de vue de l'électricité, notre argument est que, si nous décidons de le faire, à l'échelle de l'économie, à l'échelle de l'Amérique du Nord, laissons les marchés fonctionner, ce qui améliorera certainement l'argumentaire économique pour la mise en œuvre d'autres technologies. Voilà l'autre raison pour laquelle nous étudions ces scénarios hypothétiques. Comment se comparent-ils? Quelle est la valeur et où se situe le point de bascule?

Le sénateur Mitchell : Merci. J'apprécie votre carte des possibilités, monsieur Tenney. Est-ce que vous suggérez — et vous pouvez peut-être répondre tous les deux — qu'un projet en Alberta approvisionnerait les Territoires du Nord-Ouest en électricité? Ou est-ce que cette carte signifie plutôt le contraire, c'est-à-dire que des projets des Territoires du Nord-Ouest approvisionneraient le Sud? Vous avez ici la rivière des Esclaves, la rivière Athabasca et la rivière de la Paix. Où en est-on dans l'étude de ce genre de projet, ou est-ce en fait vraiment réel?

M. Tenney : Je pense qu'il est utile de comprendre un peu à quoi ressemble le réseau d'électricité des Territoires du Nord-Ouest. Il y a le réseau Taltson. C'est un projet de 18 mégawatts immédiatement au nord de Fort Smith. C'est à une cinquantaine de kilomètres au nord. Il approvisionne actuellement Hay River, Fort Smith et Fort Providence en hydroélectricité et il déborde d'eau. Il a une capacité plus élevée. Dans la région immédiate, on n'a pas vraiment besoin d'envoyer de l'hydroélectricité vers le Nord. Ce que nous voulons dire, c'est qu'il y a un vrai potentiel de réalisation de ces grands projets afin de vendre l'électricité sur le marché de l'Alberta. Toutefois, une fois que le projet est construit, on peut aussi l'utiliser pour approvisionner des régions du Nord.

Le sénateur Mitchell : Comme leurs réponses ont été particulièrement efficaces, ma question l'était aussi. Puis-je en poser une autre?

Le président : À condition qu'elle soit brève.

Le sénateur Mitchell : Merci, monsieur le président. Je ne voudrais pas abuser. Pourriez-vous nous donner une idée générale de la technologie d'entreposage de l'électricité, au-delà de la retenue d'eau? Est-ce que la technologie avance rapidement? Est-ce qu'on fait de vrais progrès du point de vue de l'entreposage réel d'énergie éolienne ou solaire?

Mr. Burpee: The general options are a variety of different battery technologies; there is not just one; there are several. There's the ability to create hydrogen and use either fuel cell, typically, to convert it back into electricity, and there are things like flywheels. Depending on where you are in the system and what you need, some technologies are better than others. In Ontario where you have wind farms that might be at the end of a long distribution line, the storage provided by a flywheel gives attributes to the other system that are better.

The issue for all of them, any time you convert electricity to another energy form to bring it back to electricity, there's an efficiency loss. The other way to think of storage is what end use energy service you want. If it's heat, which is what they're looking at in PowerShift Atlantic with New Brunswick Power and some of the Maritime provinces, where they get variable load and use hot water heaters or thermal storage heaters for home heating, and when the wind blows they heat up and can draw heat out when you don't, and to the homeowner, they don't notice any difference. You don't have to convert it back into electricity. There are storage options that are looking at managing load in a variable manner. Traditionally, generation always had to follow load. Now we're getting to a point where load can follow generation to avoid the storage of flipping back and forth.

The Chair: Maybe if I could ask a question in relation to that. When we were in the Northwest Territories and we had a presentation, they never spoke about tying into Alberta. They talked about tying into Saskatchewan, Uranium City and beefing up those dams around the Talston. I think there was another name because they want more electricity to go through the same way to Yellowknife and up towards Snap Lake to some large mines there. It's the same company, but you come from Alberta with a different approach. Are those both options that you're looking at? It's strange we didn't hear that. I asked the question and they said that no, Uranium City would be the most logical place for us to tie into the grid. They would have excess electricity and would sell it back to the grid instead of being locked in and isolated. Can you explain?

Mr. Tenney: I should be clear that we own two companies in Northwest Territories Yellowknife and Northwest Territories N.W.T. I suspect you met with the Northwest Territories Energy Corporation, the Crown utility that wanted to develop the Taltson hydro project. I suspect that if I were in their shoes, I might be looking to tie into Saskatchewan as well because you can sell to SaskPower with a long-term contract, whereas in Alberta it's a deregulated marketplace. You have to market to individual customers that likely aren't as bankable as a Crown corporation

M. Burpee : Les options sont divers types de technologies de piles à combustible. Il n'y en a pas qu'une, il y en a plusieurs. Il y a la possibilité de créer de l'hydrogène et d'utiliser une pile à combustible, typiquement, pour le reconvertir en électricité, et il y a des choses telles que les rotors. Selon le point où l'on se trouve dans le système et la nature du besoin, certaines technologies sont meilleures que d'autres. En Ontario, où il y a des champs d'éoliennes qui peuvent se trouver au bout d'une longue ligne de distribution, l'entreposage fourni par les rotors donne des attributs à l'autre système qui sont meilleurs.

Le problème de toutes les solutions, chaque fois qu'on convertit de l'électricité en une autre forme d'énergie pour reconvertir ensuite celle-ci en électricité, c'est la perte d'efficacité. Notre manière d'envisager l'entreposage est de s'interroger sur le type d'utilisation qu'on veut faire de l'énergie. S'il s'agit de produire de la chaleur, qui est ce qu'on étudie à PowerShift Atlantic avec Énergie Nouveau-Brunswick et certaines des provinces maritimes, où il y a une charge variable et on utilise des radiateurs à eau chaude et des réservoirs thermiques pour le chauffage domiciliaire, et quand le vent se lève ils se réchauffent et peuvent extraire la chaleur de l'atmosphère, et le consommateur ne voit aucune différence. On n'a pas à reconvertir en électricité. Il y a des solutions d'entreposage qui permettent de gérer la charge de manière variable. Traditionnellement, la production a toujours dû suivre la charge. Maintenant, nous arrivons à un point où la charge doit suivre la production pour éviter l'entreposage en alternance.

Le président : Puis-je poser une question à ce sujet? Lors de notre passage dans les Territoires du Nord-Ouest, nous avons accueilli des témoins qui ne nous ont jamais parlé d'établir une liaison avec l'Alberta. Ils ont parlé de liaison avec la Saskatchewan, Uranium City, et d'accroître la capacité des barrages autour de Talston. Je crois qu'il y avait un autre nom parce qu'ils veulent envoyer plus d'électricité de la même manière à Yellowknife et jusqu'au lac Snap et certaines grandes mines qu'il y a là-bas. C'est la même entreprise, mais vous arrivez de l'Alberta avec une approche différente. Cela veut-il dire qu'il y a deux options différentes? Il est bizarre que nous n'en ayons pas entendu parler. J'avais posé la question et l'on m'avait dit que non, Uranium City serait l'endroit le plus logique pour se brancher au réseau. Ils auraient un excédent d'électricité qu'ils pourraient revendre au réseau au lieu d'être enclavés et isolés. Pouvez-vous expliquer ça?

M. Tenney : Je dois préciser que nous possédons deux entreprises : Northwest Territories Yellowknife et Northwest Territories N.W.T. Je soupçonne que vous avez rencontré des représentants de Northwest Territories Energy Corporation, la société d'État qui veut réaliser le projet hydroélectrique de Taltson. Je pense que, si j'étais à leur place, j'envisagerais aussi d'établir une liaison avec la Saskatchewan, car cela me permettrait de vendre de l'électricité à SaskPower dans un contrat à long terme, alors qu'en Alberta, c'est un marché déréglementé. On doit

or SaskPower. The certainty of a long-term contract is what they're after.

The Chair: That's true. We met with the Northwest Territories Energy Corporation; so your observation is correct. That is another option. Another reason they might look at that option is that they will have the same numbers as you have. The Slave and the Athabasca are 3,300 megawatts. Looking at the first graph, you're going to need an awful lot more than 3,300 megawatts in Alberta to make up what you lose in coal. I don't want to talk about Alberta too much because we're focusing on the territories. However, that in fact is true, is it not?

Mr. Tenney: Yes. Our shortfall, I think I mentioned, of 11,000 megawatts by 2032 will need to be made up by more than just the resources if we're looking for all hydroelectric generation. It will have to come from more than just Alberta. Clearly other forms of generation will supply some of that load — combined cycle gas projects, co-generation projects. There will be a number of them.

Senator Ringuette: What you present to us is very interesting.

What stage of development are you at with your business plan? You have provided us with a potential number of megawatts and a potential distribution network. Where are you at with your business plan to move it forward?

Mr. Tenney: I would say that on all the projects, the two on the Athabasca and the two on the Slave, we're at the front end. The Slave project we started studying together with our partner back in 2006 or 2007. I mentioned that ATCO and our partner are adamant about how we work and engage with Aboriginal communities. The project on the Slave would inundate a small portion of Smith's Landing First Nations reserve land. We had worked with them for probably a year and a half to conclude what we called the feasibility and cooperation agreement. We didn't quite get it executed. There was a band council change and the new chief and council decided they didn't want to study hydro. That project has been on hold since then. Subsequently, we looked at our two sites on the Athabasca, and we're in the early stages of those projects. We haven't begun to engage with Aboriginal communities yet; so we're at the front end.

Senator Ringuette: Yes, there's a long way to go. You mentioned 12 to 15 years for not only the construction but also the preparation, environmental assessments and so forth.

Mr. Tenney: That's correct. We think that if things go amazingly well — but unfortunately they never do — it would probably take five to six years for the environmental process to find out if you can get a permit and probably another five to

vendre à des clients individuels qui n'ont probablement pas les poches aussi profondes qu'une société d'État ou que SaskPower. C'est la certitude qu'offre un contrat à long terme qui est intéressante.

Le président : C'est vrai. Nous avons rencontré des représentants de Northwest Territories Energy Corporation et vous avez donc raison. C'est une autre possibilité. Une autre raison pour laquelle ils pourraient envisager cette option serait qu'ils aient les mêmes chiffres que vous. La rivière des Esclaves et la rivière Athabasca sont des projets de 3 300 mégawatts. Si j'examine votre premier graphique, vous allez avoir besoin d'énormément plus que 3 300 mégawatts en Alberta pour remplacer ce que vous allez perdre en charbon. Je ne veux cependant pas trop insister sur l'Alberta, car notre étude porte sur les Territoires. Quoi qu'il en soit, c'est un facteur, n'est-ce pas?

M. Tenney : Oui. Comme je l'ai dit, il va nous manquer 11 000 mégawatts en 2032, qui devront être compensés par plus que seulement les ressources si nous voulons que tous proviennent de l'hydroélectricité. Il faudra en faire venir de l'extérieur de l'Alberta. Certes, d'autres formes de production auront un rôle à jouer, comme les projets de gaz naturel à cycle combiné et les projets de cogénération. Il y en aura un certain nombre.

La sénatrice Ringuette : Ce que vous dites est très intéressant.

À quelle étape en est votre plan d'affaires? Vous nous avez parlé d'un certain potentiel de mégawatts et d'un réseau de distribution potentiel. Où en êtes-vous avec votre plan d'affaires?

M. Tenney : Je dirais que, pour tous les projets, les deux de l'Athabasca et les deux des Esclaves, nous en sommes au tout début. Nous avons commencé à étudier le projet des Esclaves avec notre partenaire en 2006 ou 2007. J'ai dit qu'ATCO et son partenaire tiennent absolument à travailler et à collaborer avec les collectivités autochtones. Le projet des Esclaves inonderait une petite partie du territoire de la réserve de la nation de Smith's Landing. Nous avons collaboré avec elle pendant probablement un an et demi pour conclure ce que nous avons appelé l'accord de faisabilité et de coopération. Il n'a pas encore été totalement exécuté. Il y a eu un changement au conseil de bande et le nouveau chef et son conseil ont décidé qu'ils ne veulent pas envisager l'hydroélectricité. Le projet est donc suspendu depuis ce moment-là. Ensuite, nous nous sommes tournés vers nos deux sites de l'Athabasca et nous en sommes donc aux premières étapes de ces projets. Nous n'avons pas encore commencé nos pourparlers avec les collectivités autochtones. Nous en sommes donc encore au tout début.

La sénatrice Ringuette : Vous avez donc encore beaucoup de chemin à faire. Vous avez dit qu'il faut entre 12 et 15 ans non seulement pour construire un projet mais aussi pour le préparer, pour faire les études environnementales, et cetera.

M. Tenney : C'est exact. Nous pensons que, si les choses vont incroyablement bien — mais ce n'est malheureusement jamais le cas —, il faudra probablement cinq à six ans pour que le processus environnemental nous indique si nous pourrions obtenir un

six years of construction after that. Our problem is that you can see the big wedge of need. If we don't start on hydro, it unfortunately always stays 12 to 15 years away.

Senator Ringuette: Exactly. It's a long-term project construction-wise with all the capital requirements. To have access to a first draw of capital to move forward, you need to have quite a business plan developed to sell shares. Is your plan to get a loan or to sell shares? A move forward needs to happen.

Mr. Tenney: Right. When I talk about the Slave project, it's always ATCO and our partner TransCanada. We did spend a lot of our own money to do the preliminary work of early stages concept, schematic layout of what a generation project would look like and the economics. We have spent a fair amount of money. On the Athabasca, we've done a similar amount of work. It's small in comparison. The Athabasca will get into the \$5 billion to \$6 billion range and the Slave will be \$7 billion to \$8 billion range. We haven't spent a lot in comparison to that.

To get to the point of submitting an environmental impact assessment, we'd probably need to spend in the neighbourhood of \$30 million to \$40 million for the proper Aboriginal engagement and to do those studies. We would look at having some kind of funding arrangement with various levels of government.

Senator Ringuette: I'm trying to compare what you're looking for and how Newfoundland approached it for their development at Muskrat Falls to get to the stage they are at now with the feasibility study done and so forth. It was only when they reached the current stage that they got a loan guarantee from the federal government.

Mr. Tenney: Correct.

Senator Ringuette: I suspect that any kind of major project like that to serve all these communities and have decent revenue and secure supply of energy would be looked upon favourably.

Mr. Tenney: Jim will maybe jump in and help me but I think the difference is that Nalcor is a regulated utility that has an obligation to serve customers. They would have spent the money knowing they had a backstop in that ratepayers would fund those costs. In Alberta with our deregulated market, there's no backstop for any money that's spent. Large-scale hydro throughout Canada has been developed only by Crown corporations. They did have, if you would, a funding arrangement with the provincial government. I think ATCO would need to look at a similar model.

Mr. Burpee: Worldwide, large-scale hydro has always been government just because of the inherent risk. How far do you go down before you actually know? Who has a balance sheet big

permis, et probablement cinq à six ans encore pour faire la construction. Notre problème est que nous commençons déjà à voir apparaître le besoin. Si nous ne démarrons pas sur ces projets, nous reportons malheureusement tout de 12 ou 15 ans.

La sénatrice Ringuette : Exactement. C'est un projet de construction à long terme, avec tous les besoins en capital. Pour avoir accès à un premier tirage de capital, vous devez avoir un plan d'affaires déjà bien étoffé afin de pouvoir vendre des actions. Avez-vous l'intention d'emprunter ou de vendre des actions? Il faut que quelque chose se passe.

M. Tenney : Exact. Quand je parle du projet des Esclaves, c'est toujours ATCO et notre partenaire, TransCanada. Nous avons dépensé beaucoup de notre argent pour le travail préliminaire de conception des premières étapes, pour dessiner ce à quoi ressemblerait un projet de production, et pour en étudier l'économie. Nous avons dépensé pas mal d'argent. Nous avons fait un travail similaire pour l'Athabasca, mais c'est un petit projet en comparaison. L'Athabasca sera de l'ordre de 5 à 6 milliards de dollars, alors que celui des Esclaves sera de 7 à 8 milliards de dollars. Nous n'avons pas encore dépensé beaucoup d'argent par rapport à ça.

Pour arriver à l'étape de soumission d'une étude d'incidence environnementale, nous devons probablement dépenser quelque chose comme 30 à 40 millions de dollars pour un engagement adéquat des Autochtones et pour faire les études nécessaires. Nous nous efforcerions alors de négocier une sorte d'entente de financement avec les divers paliers de gouvernement.

La sénatrice Ringuette : J'essaie de comparer ce que vous nous dites à ce qui s'est fait à Terre-Neuve pour Muskrat Falls afin d'arriver à l'étape où ils en sont actuellement, après l'étude de faisabilité et tout le reste. C'est seulement après être arrivés là où ils en sont actuellement qu'ils ont obtenu une garantie de prêt du gouvernement fédéral.

M. Tenney : Vous avez raison.

La sénatrice Ringuette : Je suppose qu'un grand projet de cette nature, desservant toutes ces collectivités et assurant un revenu décent et un approvisionnement sûr en énergie, serait bien vu par les pouvoirs publics.

M. Tenney : Jim interviendra peut-être, mais je pense que la différence est que Nalcor est une utilité publique réglementée qui a l'obligation d'approvisionner ses clients. Elle aura dépensé l'argent en sachant qu'elle pourra le recouvrer dans la mesure où les contribuables couvriront ses coûts. En Alberta, avec notre marché déréglementé, il n'y a aucune garantie de recouvrement de l'argent dépensé. Les projets d'hydroélectricité à grande échelle n'ont été réalisés au Canada que par des sociétés d'État. Ces dernières avaient, si je peux dire, un accord de financement avec le gouvernement provincial. Je crois qu'ATCO aurait besoin d'envisager un modèle semblable.

M. Burpee : Les très grands projets d'hydroélectricité sont toujours des projets gouvernementaux, dans le monde entier, simplement à cause du risque inhérent. Jusqu'où pouvez-vous

enough to handle the write off and reallocate the cost, whether to the taxpayers or ratepayers, who are often the same people? Large-scale hydro in the past has taken large government involvement.

Senator Black: Let me say as a senator from Alberta that my colleagues should know that ATCO is one of the great companies in Alberta. I'm very appreciative that you're here and appreciative of the work you do.

I would like to understand, in terms of the developments you're proposing, your comments that relate principally to an export market from the territories.

Mr. Tenney: Yes, that's correct.

Senator Black: I wanted to understand that. The export market could likely be Alberta or wherever.

Can we talk about the internal market, please? You pointed out, Mr. Burpee, the need for commercial realities, Aboriginal engagement, government support and an ordered regulatory framework — the four hurdles that you accurately identified. Is there any realistic opportunity for electricity development in the North for the internal market?

Mr. Burpee: For the Alberta internal —

Senator Black: The internal market — the market in the Northwest Territories or Nunavut.

Mr. Burpee: The challenge with the Northwest Territories is they don't have the scales of need. When you're developing hydroelectric, the scale which you build is the function of what available water is available, the fluctuation during the year, the flooding impact if you're building a dam; but they tend to be large capital projects which get very expensive very quickly, and if you have a small number of customers as an off-take. What we haven't gone into yet is the role of building that infrastructure, including transmission, to support other resource development; so whether it's a mine, and then who is paying for what? What's the allocation of costs between the new customer and an existing customer? You run into a bunch of those issues. There are lots of different ways to do it, but they all end up in a political process and decision of some kind.

Senator Black: I would agree 100 per cent. These are the economic facts.

Mr. Burpee: Yes.

Senator Black: I understand that 95 per cent of the power consumed in the Yukon is based on electricity.

Mr. Tenney: You mean hydroelectricity?

aller pour savoir vraiment de quoi il retourne? Qui a une feuille de bilan assez grande pour intégrer les sommes radiées et les réaffectations de coûts, que les payeurs soient les contribuables nationaux ou les contribuables locaux, qui sont d'ailleurs souvent les mêmes? Dans le passé, les projets d'hydroélectricité à grande échelle ont toujours exigé une grosse participation gouvernementale.

Le sénateur Black : Permettez-moi de dire, puisque je suis un sénateur de l'Alberta, que mes collègues devraient savoir qu'ATCO est l'une des grandes entreprises de l'Alberta. Je suis très heureux de vous voir ici, et j'apprécie beaucoup le travail que vous faites.

En ce qui concerne les projets dont vous avez parlé, j'aimerais comprendre ce que vous vouliez dire en disant qu'il s'agit principalement d'un marché d'exportation à partir des Territoires.

M. Tenney : Oui, c'est exact.

Le sénateur Black : J'aimerais comprendre ce que ça signifie. Le marché d'exportation serait probablement l'Alberta ou je ne sais quoi.

Pourrions-nous cependant parler du marché intérieur? Vous avez mentionné, monsieur Burpee, le besoin de réalités commerciales, d'engagement autochtone, de soutien gouvernemental et d'un cadre réglementaire ordonné — ce sont les quatre obstacles que vous avez correctement identifiés. Est-il vraiment réaliste de penser qu'on réalisera des projets d'hydroélectricité dans le Grand Nord pour le marché intérieur?

M. Burpee : Le marché intérieur de l'Alberta...

Le sénateur Black : Le marché intérieur — le marché des Territoires du Nord-Ouest ou du Nunavut.

M. Burpee : Le problème des Territoires du Nord-Ouest est qu'ils n'ont pas les échelles de besoin. Quand on réalise un projet hydroélectrique, l'échelle à laquelle on le construit est fonction de la quantité d'eau qui est disponible, de la fluctuation durant l'année, de l'effet d'inondation si on construit un barrage, mais ce sont toujours des projets qui ont tendance à être de vastes projets d'immobilisations qui deviennent vite très dispendieux, et si vous avez un petit nombre de clients comme source de revenus. Ce dont nous n'avons pas encore parlé, c'est du rôle de la construction de cette infrastructure, y compris de la transmission, pour appuyer d'autres projets d'exploitation de ressources. Donc, si c'est une mine, qui va payer pour ça? Comment doit-on répartir les coûts entre le nouveau client et un client existant? On est confronté à tout un paquet de questions de ce genre. Il y a beaucoup de manières différentes de le faire, mais tout finit par se retrouver dans un processus politique, avec une décision de cette nature.

Le sénateur Black : Je suis d'accord à 100 p. 100. Ce sont les réalités économiques.

M. Burpee : Oui.

Le sénateur Black : Je crois comprendre que 95 p. 100 de l'énergie consommée au Yukon est basée sur l'électricité.

M. Tenney : Vous voulez dire, l'hydroélectricité?

Senator Black: We should be clear on that. I understood hydroelectricity.

Mr. Tenney: I'm a bit dated. I worked up there at Yukon Electrical, but it was a few years back. I would think your number is pretty close.

Senator Black: Is the source of the energy BC Hydro in the Yukon?

Mr. Tenney: No, it's not the source. They have a hydroelectric facility right at Whitehorse, and they have another at Aishihik. Aishihik is the name of the hydro; so it's a few hundred kilometres north of Whitehorse. It is tied together in the Yukon grid.

Senator Black: Is there a simple answer as to why what has happened in the Yukon can't be mirrored in the Northwest Territories? Is there a simple difference?

Mr. Burpee: The projects that Doug talked to before, the hydroelectric, the two he mentioned, and it's the same idea. In some of these original grids that were developed, the development costs and a lot of the underwriting that were originally from mining operations had the need for the power and could afford it at that point.

The equation for a lot of mining companies today — without speaking for the mining people, obviously — is the economics of the miner are different. What's the longevity of a mine? If it averages 13 to 15 years, and you're building a hydro system and transmission to support that operation you're building an asset that is probably good for 50 to 100 years. Your mine life is not long. Can you afford what for them would look like an overbuild?

Their fallback position has been diesel because it's a cheaper capital cost and higher operating cost for the period. When the mine life is over, we just pack up and go and don't have the existing asset, which it has benefit for, to some degree, both the Northwest Territories and the Yukon there.

Now they're faced with the issue, they have the opportunity for mine expansion. What's the appropriate capital contribution from the new mine? And, again, it's a cost allocation process. So there are some opportunities.

The Chair: One thing we learned on our tour was the number used was correct, Senator Black, 95 per cent of the electricity in the Yukon is hydro, but they need more. They're having difficulty, exactly the same as ATCO is, but in the Northwest Territories it's 40 per cent hydro. The other problem is the communities are so far flung and so small that you just don't run a hydro line to all of them.

Le sénateur Black : Nous devrions être clairs à ce sujet. Je voulais dire l'hydroélectricité.

M. Tenney : Je n'ai pas d'informations récentes. J'ai travaillé là-haut, chez Yukon Electrical, mais c'était il y a quelques années. Je crois cependant que votre chiffre est assez juste.

Le sénateur Black : Est-ce que la source d'énergie au Yukon est BC Hydro?

M. Tenney : Non, ce n'est pas la source. Il y a une centrale hydroélectrique à Whitehorse, et il y en a une autre à Aishihik. Aishihik est le nom de la société d'hydroélectricité. C'est à quelques centaines de kilomètres au nord de Whitehorse. C'est relié au réseau du Yukon.

Le sénateur Black : Y a-t-il une réponse simple expliquant pourquoi ce qui s'est passé au Yukon ne peut pas être reproduit dans les Territoires du Nord-Ouest? Y a-t-il une différence simple?

M. Burpee : Les projets dont Doug a parlé, d'hydroélectricité, les deux qu'il a mentionnés, c'est la même idée. Pour certains de ces réseaux d'origine qui ont été mis sur pied, les coûts de mise en œuvre et une bonne partie du financement ont été assumés à l'origine par des sociétés minières qui avaient besoin de l'énergie et qui avaient les moyens de la payer.

L'équation d'aujourd'hui pour beaucoup de sociétés minières — et sans parler du personnel des mines, évidemment — est que l'économie des mines est différente. Quelle est la longévité d'une mine? En moyenne, de 13 à 15 ans. Si vous construisez un système d'hydroélectricité et de transmission pour cette mine, vous construisez un actif qui aura probablement une vie utile de 50 à 100 ans. La vie de votre mine ne sera absolument pas aussi longue. Pouvez-vous vous payer le luxe de ce qui représente probablement de la surconstruction aux yeux des responsables des mines?

Leur position de repli a été le diesel parce que c'est un coût en capital moins élevé et un coût d'exploitation plus élevé pour la période. Lorsque la mine est arrivée en fin de vie, on remballé tout et on s'en va, et on n'a pas un actif qui a été réalisé au bénéfice, dans une certaine mesure, autant des Territoires du Nord-Ouest que du Yukon.

Maintenant qu'ils sont confrontés au problème, ils ont la possibilité d'une expansion minière. Quelle est la contribution en capital adéquate de la nouvelle mine? Encore une fois, c'est un processus d'attribution des coûts. Il y a donc certaines possibilités.

Le président : L'une des choses que nous avons apprises durant notre voyage est que le chiffre utilisé était exact, sénateur Black, c'est-à-dire que 95 p. 100 de l'électricité du Yukon est de l'hydroélectricité, mais il leur en faut plus. Ils ont de la difficulté, exactement comme ATCO, mais, dans les Territoires du Nord-Ouest, c'est 40 p. 100 d'hydroélectricité. L'autre problème est que les collectivités sont tellement éloignées et tellement petites qu'on ne peut tout simplement pas construire des lignes électriques pour les relier toutes les unes aux autres.

Senator Massicotte: Thank you for being with us.

On this chart, page 4, just to make sure I understand it right. Using different modes or sources of energy, these are the energy costs you projected including full amortization on capital costs, so there is close to 10 cents per kilowatt hour for CCGT at \$3. Am I reading that right? Nuclear would be 16 or 17 cents per kilowatt.

Mr. Tenney: Yes, that's correct. On the first bar, I should point out that your \$3 gas is with a carbon tax of \$100.

Senator Massicotte: Our chairman knew the answer, but we are always debating the cost of the carbon tax. Even \$100, which is probably what it would take to have a significant influence, it's an impact, but it is not bad from a percentage sense.

I think the producer association of Canada told us that when they do a capital project, given they don't know what the policy will be on carbon tax, that all of them factor in a significant carbon tax increase to make sure the feasibility is not going to be worked by some different government policy. Is that the case?

Mr. Tenney: I can speak from ATCO Power's perspective. When we're looking at building new power generation to replace our aging coal fleet, we're looking at all the technologies and trying to guess where a carbon tax will be. That will obviously influence what you might build. It's tough because some of these gas-fired assets are probably 25- to 30-year assets, and the hydro is probably a 75- to 100-year asset.

Senator Massicotte: When you price it in to determine the feasibility, because you make a serious error if you don't and you find the government policy has changed. What's the price of carbon you're assuming in your calculations?

Mr. Tenney: I'm not the one who is doing the business development for our combined cycle gas project so I'm not positive what they're using as the carbon tax; but they're certainly looking at it to say, "What will it be?" We have got solace in the fact that there is a big wedge of new power needed; so even if someone else built hydro, there will still be room for gas-fired generation to be built in there. Even if you're off on what you think the carbon tax is, it doesn't mean necessarily that the project is done because all your competitors are likely chasing the same technologies.

Senator Massicotte: Mr. Burpee, do you know what they're assuming?

Le sénateur Massicotte : Merci de votre présence devant le comité.

Je voudrais m'assurer que je comprends bien le tableau de la page 4. En utilisant différents modes ou sources d'énergie, on y indique les coûts d'énergie que vous projetez, comprenant l'amortissement complet des coûts en capital, ce qui veut dire que c'est près de 10 cents le kilowatt-heure pour les TGCC à 3 \$. Est-ce bien ça? Pour le nucléaire, ce serait 16 ou 17 cents le kilowatt.

M. Tenney : Oui, vous avez raison. Je dois préciser, au sujet de la première barre, que votre gaz à 3 \$, c'est avec une taxe sur le carbone de 100 \$.

Le sénateur Massicotte : Notre président connaissait la réponse, mais nous ne cessons de débattre du coût de la taxe sur le carbone. Même à 100 \$, ce qui est probablement le niveau qu'il faudrait atteindre pour avoir une influence réelle, cela a un impact, mais ce n'est pas si mauvais du point de vue du pourcentage.

Je crois que l'Association des producteurs du Canada nous a dit que, lorsqu'ils doivent réaliser un grand projet, tous intègrent dans leurs calculs une hausse importante de la taxe sur le carbone, étant donné qu'ils ne savent pas quelle sera la politique à ce sujet, de façon à s'assurer que la faisabilité ne sera pas affectée par un changement de politique gouvernementale. Est-ce bien le cas?

M. Tenney : Je ne peux vous donner que le point de vue d'ATCO Power. Lorsque nous envisageons de construire une nouvelle centrale électrique pour remplacer notre flotte vieillissante au charbon, nous analysons toutes les technologies et nous essayons de deviner ce que sera la taxe sur le carbone. Cela aura évidemment une influence sur le choix du lieu de construction. C'est difficile parce que certaines de ces centrales au gaz naturel ont une durée de vie qui est probablement de 25 à 30 ans, alors que la centrale hydroélectrique a une durée de vie qui est probablement de 75 à 100 ans.

Le sénateur Massicotte : Quand vous l'incluez dans le prix pour déterminer la faisabilité, parce que vous faites une grave erreur si vous ne le faites pas et constatez ensuite que la politique du gouvernement a changé. Quel est le prix du carbone que vous intégrez à vos calculs?

M. Tenney : Ce n'est pas moi qui prépare l'argumentaire commercial de notre projet au gaz naturel à cycle combiné et je ne sais donc pas exactement ce qu'ils utilisent comme taxe sur le carbone. Mais ils essaient certainement d'en prévoir le montant. Nous sommes aidés par le fait qu'il y aura une grosse quantité de nouvelle énergie qui sera nécessaire. Donc, même si quelqu'un d'autre construit une centrale hydroélectrique, il y aura toujours de la place pour une centrale au gaz naturel. Même si leur prévision de la taxe sur le carbone n'est pas juste, ça ne veut pas nécessairement dire que le projet sera voué à l'échec, car tous les concurrents seront tournés vers les mêmes technologies.

Le sénateur Massicotte : Monsieur Burpee, connaissez-vous le chiffre?

Mr. Burpee: Most people will model anywhere from 25 to \$100. I understand the sensitivity, but \$100 is not out of the question at the high end. Even when federal regulations are reviewed, if it's a carbon impact, I know the coal-fired greenhouse gas regulations model in a social cost to carbons, which would effectively be saying \$25 and another run at 100, just to see what the impact would be.

Senator Massicotte: In the North, it's a major endeavour, any hydro project, and therefore you must have government involvement. You also talk about basically a subsidy, financial assistance by the governments per se. We heard a lot of that two weeks ago saying it doesn't work. There are no numbers that work with any major project, so then you have the debate to say, well, should the rest of Canadians subsidize that project and to what extent?

Where do you stop? Does every Canadian deserve hydro power no matter where he lives? The answer is probably not, but how far does that argument go? To what extent should Canadians subsidize other Canadians, if they happen to live there or move there?

Mr. Tenney: If we go back to Muskrat Falls, I wouldn't say they had a subsidy, they just had a backstop arrangement so that if the project didn't get permitted, because there is a chance that a large-scale hydro project doesn't get permitted, it's more likely that a combined cycle gas project will get permitted; so there's a lot less development risks for it. On a large hydro, there is a chance that it doesn't get permitted. They had a fallback that customers would pay even if it failed. I think that's more what we're talking about, that there is a fallback position.

Senator Massicotte: I'm relieved. You're saying that Canadians will not need to subsidize these hydro projects in the future?

Mr. Burpee: I also say a loan guarantee really is not a cash draw. It just allows a lower financing cost.

Senator Massicotte: So there is no cost to that?

Mr. Burpee: In the case of most of these projects you know that any cost overrun will be borne by the consumer, or through regulated rates, some form of regulation, so the risk to the federal taxpayer is extremely limited, especially in hydro when there's low technology risk.

M. Burpee : La plupart des gens tablent sur un prix qui se situe n'importe où entre 25 et 100 \$. Je comprends bien qu'il y a une grosse différence, mais 100 \$ n'est absolument pas impensable à l'un des extrêmes. Même si la réglementation fédérale devait changer, si c'est un impact de carbone, je sais que la réglementation des gaz à effet de serre des centrales au charbon intègre dans son modèle un coût social du carbone, ce qui reviendrait effectivement à dire 25 \$, et un autre modèle à 100 \$, juste pour voir quel serait l'impact.

Le sénateur Massicotte : Dans le Nord, n'importe quel projet hydroélectrique est un très grand projet, ce qui veut dire qu'on a besoin d'une participation gouvernementale. Vous avez aussi parlé essentiellement d'une subvention, d'une aide financière des gouvernements. On nous a beaucoup dit, il y a deux semaines, que ça ne marche pas. Il n'y a aucun scénario chiffré qui fonctionne pour n'importe quel grand projet, et le débat devient alors de savoir si le reste du Canada devrait subventionner ce genre de projet, et dans quelle mesure.

Où est-ce qu'on arrête? Est-ce que chaque Canadien mérite d'avoir de l'hydroélectricité quel que soit l'endroit où il habite? La réponse est probablement non, mais à partir de quel moment doit-on dire non? Dans quelle mesure les Canadiens devraient-ils subventionner d'autres Canadiens s'il se trouve qu'ils habitent là-bas ou décident de s'y installer?

M. Tenney : Si je reprends l'exemple de Muskrat Falls, je ne dirais pas qu'on a donné une subvention, mais on a simplement prévu un arrangement de secours pour que, si le projet n'était pas autorisé, parce qu'il y a une chance qu'un tel grand projet d'hydroélectricité puisse ne pas être autorisé, ce serait probablement plus un projet de gaz naturel à cycle combiné qui le serait. Donc, il y a beaucoup moins de risque à le réaliser. Pour un grand projet hydroélectrique, il est possible qu'on n'accorde pas le permis. Il y avait là-bas une position de repli faisant que les clients paieraient même si c'était l'échec. Je pense que c'est plus de cela que nous parlons, qu'il y ait une position de repli.

Le sénateur Massicotte : Je suis rassuré. Vous me dites que les Canadiens n'auront pas besoin de subventionner ces projets hydroélectriques à l'avenir?

M. Burpee : Je dis aussi qu'une garantie de prêt n'est pas réellement un montant en espèces. Ça permet simplement de réduire les frais de financement.

Le sénateur Massicotte : Et ça ne coûte donc rien?

M. Burpee : Dans le cas de la plupart de ces projets, vous savez que tout dépassement de coût sera assumé par le consommateur, ou par des tarifs réglementés, par une forme quelconque de réglementation, ce qui veut dire que le risque pour le contribuable fédéral est extrêmement limité, surtout en hydroélectricité où le risque technologique est faible.

If you're doing a loan guarantee where there is high technology risk, as happened in the U.S. with solar manufacturer Solara that made all the headlines when it failed, there was a loan guarantee that actually cost the U.S. taxpayer because it was a technology failure.

With hydroelectric transmission there is no technology risk, but if you can effectively lower the borrowing and financing cost, that consumer then gets the benefit. It's not the project proponent that gets the benefit but the consumer that gets the benefit. I don't consider it a subsidy.

Senator Massicotte: So beyond the loan guarantee there is no need for any subsidization at all, not only in Muskrat but relative to future projects up North?

Mr. Burpee: We focused on what's possible in the Mackenzie Valley, so let's talk about some of the more remote communities that don't have that as an option. If you're in Nunavut you will not be able to benefit from that. The question is: Do you have other technologies in the long run that will be cheaper? Now you're getting back there and you do have technology risks. If it's putting wind in, which is happening in a few areas, then you need storage to go with it. You had a question earlier about where storage technologies are, and they are still evolving. Or do you go with tidal? It is another emerging technology and a lot of Nunavut is on coastline that has predictable tides. Again, you need some form of storage or they have some hydro opportunities.

Sustainable Development Technology Canada did support a number of projects looking at hybrid systems with the diesel, wind, hydrogen and other forms of storage, and government support. That's not billions and billions of tax dollars, but that's ongoing support for new technologies until you get to the point you know what the technology risk is, because it's somewhat unknown today, until you get past there and look at the economics to see if that's a viable option to diesel.

Senator Seidman: If I could ask you a bit about the smart grid, I think there is now a demonstration project in the North in Nunavut and Iqaluit. I think the Canadian Electricity Association released a report some years ago, Mr. Burpee, which had a degree of caution about smart grid. I would like to know, what's your impression of the current state now in the North, the demonstration project and the future potential?

Mr. Burpee: I don't know the specific one that's being referred to, but evolution in Canada of the smart grid is going very well and there is a lot of good work in Ontario, B.C., Quebec, New Brunswick and Saskatchewan is starting now, too. Everywhere

Si vous obtenez une garantie de prêt là où le risque technologique est élevé, comme c'est arrivé aux États-Unis avec le fabricant de panneaux solaires Solara dont on a tellement parlé quand il a fait faillite, il y avait une garantie de prêt qui a en réalité coûté cher au contribuable américain parce que c'était une faillite de technologie.

En transmission d'hydroélectricité, il n'y a pas de risque technologique, mais, si vous pouvez réduire le coût de l'emprunt et du financement, c'est le consommateur qui en bénéficie. Ce n'est pas le promoteur du projet qui reçoit le bénéfice, c'est le consommateur. Je ne considère pas cela comme une subvention.

Le sénateur Massicotte : Donc, au-delà de la garantie de prêt, il n'y a aucun besoin de subvention, pas seulement à Muskrat Falls, mais aussi pour tous les projets futurs dans le Nord?

M. Burpee : Nous avons analysé ce qui serait possible dans la vallée du Mackenzie. Parlons donc de certaines des collectivités plus éloignées qui n'ont pas cette option. Si vous vous trouvez au Nunavut, vous ne pourrez pas bénéficier de cela. La question qui se pose est donc celle-ci : y a-t-il d'autres technologies à long terme qui coûteront moins cher? Ça nous ramène dans le secteur des risques technologiques. Si l'on parle d'énergie éolienne, comme ça se fait dans plusieurs régions, on a besoin d'entreposage en même temps. Vous avez posé tout à l'heure une question au sujet des technologies d'entreposage, pour savoir où elles en sont, et elles continuent d'évoluer. Voulez-vous aller avec l'énergie marémotrice? C'est une autre technologie émergente, et une bonne partie du Nunavut est située le long de côtes dont les marées sont très prévisibles. Là encore, cependant, on a besoin d'une certaine forme d'entreposage, où il y a des possibilités d'hydroélectricité.

Technologies de développement durable du Canada a appuyé un certain nombre de projets concernant des systèmes hybrides au diesel, au vent, à l'hydrogène, avec d'autres formes d'entreposage, et un soutien gouvernemental. Il ne s'agit pas de milliards de deniers publics, mais c'est un soutien continu pour de nouvelles technologies jusqu'à ce qu'on arrive au point où l'on sait quel est le risque technologique, parce que c'est relativement inconnu aujourd'hui, jusqu'à ce qu'on aille au-delà de cette étape et qu'on se penche sur les paramètres économiques pour voir si c'est une option viable au diesel.

La sénatrice Seidman : J'aimerais vous parler un peu de réseau intelligent, car je pense qu'il y a actuellement un projet de démonstration en cours dans le Nord au Nunavut et à Iqaluit. Je pense que l'Association canadienne de l'électricité a publié un rapport il y a quelques années, monsieur Burpee, qui contenait une certaine mise en garde au sujet d'un réseau intelligent. J'aimerais savoir ce que vous pensez de la situation actuelle dans le Nord, c'est-à-dire du projet de démonstration et de son potentiel?

M. Burpee : Je ne vois pas précisément de quel projet vous parlez, mais l'évolution au Canada du réseau intelligent avance très bien, et il se fait beaucoup de très bon travail en Ontario, en Colombie-Britannique, au Québec, au Nouveau-Brunswick, et

has some element of it. A lot of it is when the smart meters were added in Ontario and the other provinces, it provided a lot more information as a starting point in terms of, hour by hour, who is using what and where to allow them to better manage the system. They're starting to put other monitoring devices so you get more real-time management of the system.

This will eventually evolve so we can better incorporate distributive generation, whether it's solar or others, to manage the system better, as well as electric vehicle charging. I don't think electric vehicles for the far North is an answer, but certainly the more we understand in terms of individual use and, going back to one of the things mentioned earlier, where you can get variable demand. I'm not sure I'd do it on diesel, but if we got to a point where we had more wind at a Northern community and can use hot water storage or heating units, you need a smart grid application to do that. The smart grid is not just the individual components but how to manage it as a system. Distribution management systems are getting quite a bit smarter. We really don't refer to it as "smart grid" anymore. It's just grid modernization, so it's an evolving process modernizing the grid.

Senator Seidman: You're saying it is evolving well and I would think it's clear that it's going to be necessary to develop new technologies to deal with the challenges in the North because there are serious issues there. As you've already said to us, the small customer base is an additional huge challenge, even though hydro is so optimal a solution in so many ways.

Could you tell us about your knowledge of the current research going into new energy technologies, specifically as they apply to North energy use?

Mr. Burpee: I'm trying to think. I looked at this STTC project list yesterday and saw at least five or six that were applied to remote communities and different combinations, whether it was storage, hydrogen, fuel cells, integration of wind and diesel and BC Hydro has some specific work under way. The Nalcor project is critical, and it will all be in terms of some of the existing technologies. The really evolving one would be tidal where you have in-stream tidal or hydrokinetic units rather than taking advantage of water that's already flowing. It sits on the bed of the ocean or a river stream and connects using kinetic energy of flowing water. It has a long way to go, but when you consider Canada's coastline, Ireland is a country putting a lot of money behind it. Canada has put a bit but not to the same degree. STTC is supporting at least three companies on top of the other projects.

maintenant aussi en Saskatchewan. Tout le monde y contribue dans une certaine mesure. Il s'agit dans beaucoup de cas d'installer des compteurs intelligents, comme on l'a fait en Ontario et dans d'autres provinces, ce qui donne beaucoup plus d'informations comme point de départ en termes de, heure par heure, qui utilise quoi et où pour permettre de mieux gérer le système. On commence à installer des dispositifs de surveillance afin d'avoir plus de gestion du système en temps réel.

Cela évoluera finalement vers un système permettant de mieux intégrer la production distributive, que ce soit solaire ou autre, pour mieux gérer le système, ainsi que pour charger les véhicules électriques. Je ne pense pas que des véhicules électriques soient la solution pour le Grand Nord, mais, mieux nous comprendrons leur utilisation individuelle, ce qui nous ramène à l'une des choses dont on a parlé tout à l'heure, mieux on pourra gérer une demande variable. Je ne suis pas sûr que je le ferais pour le diesel, mais si nous arrivons au point où nous aurions plus d'énergie éolienne dans une communauté du Nord et pourrions utiliser l'entreposage d'eau chaude ou des unités de chauffage, il faudrait une application de réseau intelligent pour gérer cela. Le réseau intelligent ne représente pas seulement les composants individuels, mais la manière de gérer le système. Les systèmes de gestion de la distribution deviennent de plus en plus intelligents. On ne parle d'ailleurs plus de « réseau intelligent ». C'est juste la modernisation du réseau, et c'est donc un processus évolutif de modernisation du réseau.

La sénatrice Seidman : Vous dites que ça évolue bien et je suppose qu'il est parfaitement clair qu'il sera nécessaire de mettre au point de nouvelles technologies pour faire face aux défis du Grand Nord, parce qu'il y a de sérieux problèmes là-haut. Comme vous l'avez déjà dit, le fait que la clientèle soit très petite représente un énorme défi supplémentaire, même si l'hydroélectricité est une solution tellement optimale à tant d'égards.

Pourriez-vous nous parler un peu des recherches qui se font actuellement dans les nouvelles technologies d'énergie, notamment en ce qui concerne leur application dans le Grand Nord?

M. Burpee : J'essaye de me souvenir. Je regardais hier une liste de projets de TDDC et j'en ai vu au moins cinq ou six qui s'appliquaient à des collectivités isolées et dans des combinaisons différentes, qu'il s'agisse d'entreposage, d'hydrogène, de piles à combustible, d'intégration de l'éolien et du diesel, et BC Hydro a quelques projets en cours. Le projet Nalcor est crucial pour ce qui est de certaines technologies existantes. Le secteur qui évolue beaucoup est celui de l'énergie marémotrice où l'on place des unités marémotrices ou hydrocinétiques dans le courant plutôt que de tirer avantage de l'eau qui s'écoule déjà. Elles sont positionnées sur le plancher océanique ou au fond des cours d'eau et utilisent l'énergie cinétique du courant. Il y a encore beaucoup de travail à faire à ce sujet, mais, si l'on considère la longueur des côtes du Canada, l'Irlande est un pays qui met beaucoup d'argent

Senator Seidman: Who makes the financial commitment to doing the kind of R&D that's necessary? As you say, we have the tidal, the rivers up North to supply a certain amount of hydro, but one needs to do the necessary research and development to bring it to fruition.

Mr. Burpee: The R&D comes out of some of the current manufacturers, universities and STTC plays a critical role at that startup phase so you're ready for early stage deployment.

If you have something where you can say you know what the revenue potential is, venture capital starts coming into it. But it's a lot of work to get to that point, especially in electricity, when the other options are so well-known. The other challenge, apart from isolated communities, is that in general the cost of electricity is very low in Canada. So to get into a whole new technology and through the period of technology risk when you figure out what works and doesn't requires a patient investor.

Senator Sibbeston: We were in the North, of course, in Yellowknife and had a whole day of hearings there and heard from N.W.T. Power Corporation and others. I don't know whether we heard from Northland Utilities that distributes power in Yellowknife, but hearing from them they gave us probably the best assessment in terms of the electrical situation for the people there, and it seems as if things are at a bit of a standstill. The mines could use power and all the adjoining communities could use cheaper power, but things are at a standstill because no one is willing to put their money into a grid, and there is uncertainty about the length of the mine. That's the situation.

What would you say your influence was? I'm wondering why you're here tonight in the sense that the answers are in the North and with respect to ATCO — the documents are all from ATCO — your role in the North at the moment is very limited to just distributing power in Yellowknife. I think you're involved in Providence and Hay River; is that right?

Mr. Tenney: Our community serves Yellowknife; distribution buys the power from the Power Corporation. In Hay River, we buy from the Power Corporation in the Taltson system. The other communities we serve — Dory Point, Kakisa, Wekweeti and Trout Lake — have diesel-fired generation. So we are looking at alternative energy to displace the diesel. Kakisa is one that comes to mind. It has a micro-hydro site that would work to displace the diesel fuel. However, it doesn't have storage, so you can't rely on it 100 per cent of the time, so you have to leave the diesel capacity.

là-dedans. Le Canada en a mis un peu, mais pas du tout autant. TDDC appuie au moins trois entreprises en plus des autres projets.

La sénatrice Seidman : Qui prend l'engagement financier de faire la R-D qui est nécessaire? Comme vous dites, nous avons les marées, les rivières du Nord pour fournir une certaine quantité d'hydroélectricité, mais il faut quand même faire aussi de la R-D pour mener cela à bien.

M. Burpee : La R-D est faite par certains des fabricants actuels, par des universités, et TDDC joue un rôle crucial à cette étape de démarrage afin d'être prêt pour un déploiement précoce.

Si vous avez un projet pour lequel vous pouvez dire que vous savez ce qu'est son potentiel de revenu, vous pourrez attirer du capital-risque. Mais il faudra faire beaucoup de travail pour arriver à cette étape, surtout dans le secteur de l'électricité, alors que les autres options sont tellement bien connues. L'autre défi, outre les collectivités isolées, est que le coût de l'électricité est généralement très bas au Canada. Donc, pour se lancer dans une toute nouvelle technologie, en acceptant le risque technologique pendant la période nécessaire pour déterminer si ça va marcher, il faut un investisseur patient.

Le sénateur Sibbeston : Nous sommes allés dans le Grand Nord, bien sûr, à Yellowknife, où nous avons tenu une journée complète d'audiences, et nous avons entendu des représentants de N.W.T. Power Corporation, entre autres. Je ne sais pas si vous avez déjà entendu parler de Northland Utilities qui distribue l'électricité à Yellowknife, mais ce sont ses représentants qui nous ont probablement fourni la meilleure évaluation de la situation de l'électricité pour les populations locales, et il semble que les choses soient plus ou moins à l'arrêt. Les mines pourraient utiliser de l'électricité, et toutes les collectivités environnantes pourraient utiliser de l'électricité moins chère, mais les choses semblent bloquées parce que personne n'est prêt à investir d'argent dans un réseau, et on ne sait pas vraiment pendant combien de temps durera la mine. Voilà la situation.

Pourriez-vous me dire quel est votre degré d'influence? Je me demande pourquoi vous êtes ici ce soir dans la mesure où les réponses se trouvent dans le Nord et, en ce qui concerne ATCO — tous les documents sont d'ATCO —, votre rôle dans le Nord est en fait très limité à la simple distribution d'électricité à Yellowknife. Je pense que vous êtes aussi présents à Providence et à Hay River, n'est-ce pas?

M. Tenney : Notre communauté dessert Yellowknife. La distribution achète l'énergie à Power Corporation. À Hay River, nous l'achetons à Power Corporation dans le système Taltson. Les autres collectivités que nous desservons — Dory Point, Kakisa, Wekweeti et le lac Trout — ont de l'électricité au diesel. Nous cherchons d'autres formes d'énergie pour remplacer le diesel. Kakisa est un exemple qui me vient à l'esprit. Elle a une microcentrale hydroélectrique qui pourrait remplacer le diesel, mais elle n'a pas de système d'entreposage, ce qui fait qu'on ne peut pas s'y fier à 100 p. 100 du temps et qu'on doit donc conserver une capacité au diesel.

At the same time, when you met with the Power Corporation and they talked about going around the west side of Great Slave Lake to connect into the Yellowknife, they would be building a transmission line that would go right past Kakisa. It seems kind of pointless to build a micro-hydro site when you might be connecting to a bigger hydro system.

So it's a bit on hold, but I believe the guys up there are still taking a look at it.

Senator Sibbeston: In terms of ATCO, do you hope to become a bigger player in terms of hydro, particularly of hydro power, in the North? You've obviously done some work and thinking in terms of looking at potential. From my perspective, you are not in the power-producing business — not very much — only in a number of small communities. The bigger ones are the N.W.T. Power Corporation.

So do you hope to become a bigger player in terms of hydro development in the North? You have some figures in terms of developing the Mackenzie and on the Bay River. If these projects ever come to fruition, they would be very big. Do you hope to expand your role in the North?

Mr. Tenney: The simple answer to your question is “absolutely.”

Senator Sibbeston: I was also cognizant of the fact that people in the North are very sensitive about their rivers being developed — on the Mackenzie River and the Bay River. I know that examinations have been done with respect to the possibility of developing hydro on the Bear, but not so far on the Mackenzie that I'm aware. If anything ever develops on the Mackenzie, perhaps in the next 100 years or more, it would be up in the Fort Good Hope area where there is a drop in the river. There are rapids and high cliffs, so all the conditions seem to be right for development; would you say?

Mr. Tenney: I would agree with all of your statements. I recognize these rivers we're talking about are very controversial in terms of talking about these projects. I didn't have a chance to highlight that those numbers came from the Government of the Northwest Territories. They had a hydro strategy, I believe, back in 2008 or 2009, where they talked about the 11,500 megawatts.

But as you would know, when you're talking about the Mackenzie River, you're talking about the highway system. Putting a dam on the highway system isn't a good idea. However, in the fullness of time, things can change.

There are a lot of other rivers that are possibilities. For instance, the Taltson is a close one to where the Slave hydro site would be. I think there is upwards of 200-megawatts of potential on that river system. The Power Corporation looked at a 56-megawatt expansion.

Quand vous avez rencontré les représentants de Power Corporation et qu'ils vous ont parlé de passer par le côté ouest du Grand lac des Esclaves pour rejoindre Yellowknife, cela voulait dire qu'ils construiraient une ligne de transmission qui passerait juste à Kakisa. Il semble donc relativement inutile de construire une microcentrale hydroélectrique alors qu'on pourrait se brancher directement sur un plus gros système en réseau.

La situation est donc relativement bloquée, mais je pense que les gens sur place n'ont pas totalement renoncé.

Le sénateur Sibbeston : En ce qui concerne ATCO, espérez-vous devenir un acteur plus important en termes d'hydroélectricité dans le Nord? Vous avez à l'évidence effectué certaines études à cet égard et avez réfléchi au potentiel. À mon avis, vous n'êtes pas présents dans le secteur de la production d'électricité — ou pas tellement — seulement dans un certain nombre de petites collectivités. Les plus gros sont N.W.T. Power Corporation.

Espérez-vous donc devenir un acteur plus important dans le domaine de l'hydroélectricité dans le Grand Nord? Vous avez certains chiffres concernant des projets sur le Mackenzie et sur la rivière Bay. Si ces projets sont jamais réalisés, ils seront très gros. Espérez-vous donc devenir un plus gros acteur dans le Nord?

M. Tenney : Une réponse très simple : absolument.

Le sénateur Sibbeston : Je sais également que les gens du Nord sont très sensibles quand on leur parle de harnacher leurs rivières — le fleuve Mackenzie et la rivière Bay. Je sais qu'on a fait des études sur la possibilité d'exploiter le potentiel hydroélectrique de la Bear, mais pas tellement celui du Mackenzie, à ma connaissance. Si jamais on réalise quelque chose sur le Mackenzie, peut-être avant la fin de ce siècle, ce sera dans le secteur de Fort Good Hope où il y a une grosse dénivellation. Il y a des rapides et de grandes falaises, c'est-à-dire toutes les conditions nécessaires pour un aménagement hydroélectrique. Qu'en pensez-vous?

M. Tenney : Je suis d'accord avec tout ce que vous venez de dire. Je sais que les rivières dont nous parlons sont très controversées lorsqu'on évoque ce genre de projet. Je n'ai pas eu l'occasion de dire que ces chiffres venaient du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Ce gouvernement a formulé une stratégie hydroélectrique, je crois, en 2008 ou 2009, dans laquelle il parlait de 11 500 mégawatts environ.

Toutefois, comme vous le savez, quand vous parlez du Mackenzie, vous parlez en fait du réseau routier. Mettre un barrage sur un réseau routier n'est pas une bonne idée. Il se peut cependant que la situation change avec le temps.

Il y a beaucoup d'autres rivières qui offrent des possibilités. Par exemple, la Taltson est proche du site où se trouverait la centrale hydroélectrique des Esclaves. Je pense que ce système fluvial offre un potentiel de plus de 200 mégawatts. La Power Corporation a étudié une expansion de 56 mégawatts.

You need to have a vision for it to ever be thought about, and I would say that ATCO's is a vision of a green energy corridor.

Senator Sibbeston: I notice the Liard River is not on a schedule of rivers. It's a major river, and I know that BC Hydro came into the North about a decade or maybe two decades ago, looking at that. It scared us a bit — the possibility of dam on the river. Certainly, I think the Liard River should be added.

Mr. Tenney: We tried to simplify it and make it as easy as we could. To be clear, I should add that ATCO has a long-standing history of engagement with Aboriginal communities, and it's a respectful engagement. In the North, if we don't have a genuine partnership, it's not like we'll come in and say, "We're building right here and that's the end of it." It will be in true partnership or it won't happen.

The Chair: I have a question for both of you. Our study is looking at the three territories, and Senator Massicotte talked about not subsidizing. The taxpayers of Canada — everyone; not just those in the territories — already subsidize the electricity in those small communities a huge amount to provide electricity. That will probably stay because of the small market. I understand those kinds of things and how spread out they are.

Maybe I misunderstood Senator Massicotte, but my opinion is that if it is a mine or something that large, there has to be a significant amount of capital put into it by whatever mining firm to actually backstop someone like ATCO going out and building something. I'm not here to say we shouldn't be subsidizing those kinds of commercial operations, but we do have to look at those smaller communities. They're basically all diesel. The numbers are here. You know them as well as I do.

What could be done to reduce the cost? The cost of electricity in some of those places is astronomical. Is there something we can do to reduce it? Do either of you have any suggestions? Is it new diesel generation that's a lot more efficient than the 40-year-old stuff? Is it a combination of other kinds of electricity generation? Give us some ideas.

We need to put in our report something that maybe the government could look at, because they already subsidize the diesel hugely — by 50 per cent, actually. In some places, it's \$100 a megawatt; it's actually \$200. When you put that one up there that's too expensive, that's what it costs in some of places. You know that. So give me some ideas.

Mr. Tenney: I will start, but Mr. Burpee will do a better job of explaining things in our global context. When we talked to the Government of the Northwest Territories, the economics are the economics. It's doubtful there is a magic solution that decreases

Il faut avoir une vision à long terme pour envisager ce genre de choses, et je dirais que la vision d'ATCO est un corridor d'énergie verte.

Le sénateur Sibbeston : Je constate que la Liard ne figure pas dans votre liste des rivières. C'est pourtant une rivière importante, et je sais que BC Hydro est allée dans le Nord il y a environ une décennie, ou peut-être deux, pour en étudier le potentiel. Cela nous avait un peu effrayés, l'idée de voir un barrage sur cette rivière. Cela dit, je pense que la Liard devrait certainement être sur la liste.

M. Tenney : Nous avons essayé de la simplifier et de présenter la chose aussi simplement que possible. Pour être tout à fait clair, je devrais ajouter qu'ATCO collabore depuis fort longtemps avec les collectivités autochtones, dans une relation de respect. Dans le Grand Nord, si nous n'avons pas de partenariat sincère, ce n'est pas comme si nous allons arriver sur place et dire : « Nous allons construire ici, que ça vous plaise ou non. » Ce sera un vrai partenariat ou ce ne sera pas.

Le président : Je voudrais vous poser une question à tous les deux. Notre étude porte sur les trois Territoires, et le sénateur Massicotte a parlé de ne pas fournir de subventions. Les contribuables du Canada — tous les contribuables, pas seulement ceux des Territoires — subventionnent déjà énormément l'électricité dans ces petites collectivités. Cela va probablement continuer parce que le marché est très petit. Je comprends ce genre de choses parce que ces collectivités sont tellement dispersées.

J'ai peut-être mal compris le sénateur Massicotte, mais mon opinion est que, s'il s'agit d'une mine ou d'un projet aussi vaste, il doit y avoir une quantité importante de capital qui est investie par la société minière pour qu'une société comme ATCO accepte d'aller sur place et construise quelque chose. Je ne suis pas ici pour dire qu'on ne devrait pas subventionner ce genre d'opérations commerciales, mais nous devons aussi tenir compte des besoins de ces petites collectivités. Elles fonctionnent quasiment toutes au diesel. Les chiffres sont là. Vous les connaissez aussi bien que moi.

Que pourrait-on faire pour réduire le coût? Le coût de l'électricité dans certaines de ces collectivités est astronomique. Y a-t-il quelque chose qu'on puisse faire pour le réduire? Pouvez-vous recommander quelque chose? Pourrait-on avoir recours à de nouveaux systèmes au diesel qui seraient beaucoup plus efficaces que ceux d'il y a 40 ans? Pourrait-on avoir recours à une combinaison d'autres formes d'électricité? Donnez-nous des idées.

Nous avons besoin de mettre dans notre rapport quelque chose qui intéressera le gouvernement, parce qu'il subventionne déjà énormément le diesel, à hauteur de 50 p. 100, en fait. Dans certains endroits, c'est 100 \$ le mégawatt, pour un coût réel de 200 \$. Quand vous donnez ces informations disant que ça coûte trop cher, voilà ce que ça coûte dans certaines collectivités. Vous le savez fort bien. Donnez-moi donc des idées.

M. Tenney : Je vais commencer, mais M. Burpee fera mieux que moi pour vous expliquer les choses dans notre contexte global. Quand nous avons parlé aux gouvernements des Territoires du Nord-Ouest, les facteurs économiques ont été

the cost in some of these communities far from sources. But one of the concepts we thought might be worth considering is to have some kind of a partnership relationship with the GNWT, as we're chasing some of these large-scale hydro projects, for export back to southern Canada. You can use those profits to subsidize the high cost in those communities, because the load is fairly small, so it wouldn't take a lot of profits from large-scale hydro to be able to subsidize their electrical bills.

Mr. Burpee: The Canadian Gas Association has been in and probably talked about the merits of LNG versus diesel, so you've got that one. In the long-term, an internal combustion engine is not efficient and will not get efficient. It's a limitation of physics.

A lot of these communities probably already do a reasonable job recapturing waste heat, because the inefficiency in a diesel engine is heat that's created both in the water jacket cooling or from the exhaust gas. You can capture some of that heat and heat public centres. A lot of these communities probably already do that.

In terms of optimizing the existing system, there is probably not a lot of opportunity. Then it's different technologies all together, whether it's wind, tidal or some form of hydro. In each case, the operating costs should be reasonably low — at least the fuel costs are virtually nil. It's a question of high capital costs and subsidizing part of the high capital costs for a period of time. If you look at the chart that Doug used in terms of levelized unit energy costs, if you look at hydro over a long period of time, it's cheap. If you look at the initial shock of paying for the capital at the beginning, it looks expensive — as your horizon — 5 years, 10 years or 100 years.

But it goes back to having some form of vision for electricity supply that really has essentially low cost or free fuel, and you're limited in the technologies for that today. You also have to make a capital investment as well as the storage. You have to spend a lot of money and a lot of capital to save money in the long term.

The Chair: You spoke about tidal projects. My experience around tidal is that it's a long way from ever getting to a point where it's going to be affordable, even at the high diesel cost. Would I be correct in that assumption?

Mr. Burpee: I'll be careful not to take a position to agree with you, but I know a lot of people who would agree with you.

mentionnés. Il est douteux qu'il existe une solution magique permettant de réduire le coût dans certaines de ces collectivités tellement éloignées des sources. Par contre, l'un des concepts qui nous semblaient mériter d'être pris en considération serait d'établir une sorte de relation de partenariat avec le GTNO, au sujet de certains de ses projets d'hydroélectricité à grande échelle, dans un but d'exportation de l'électricité dans le Sud du Canada. On pourrait employer ces profits pour subventionner le coût élevé de l'électricité dans ces collectivités, parce que la charge est relativement petite, et il ne faudrait donc pas énormément de profits des projets d'hydroélectricité à grande échelle pour pouvoir subventionner leurs factures d'électricité.

M. Burpee : L'Association canadienne du gaz a témoigné devant votre comité et vous a probablement parlé des mérites du GNL par rapport au diesel, et je n'ai donc rien à y ajouter. À long terme, un moteur à combustion interne n'est pas efficient et ne deviendra pas efficient. C'est une question de physique.

Bon nombre de ces collectivités font probablement déjà un travail assez raisonnable de récupération de la chaleur perdue, parce que l'inefficacité d'un moteur au diesel est la chaleur qui est dans le refroidissement de la chemise d'eau ou dans le gaz d'échappement. On peut récupérer une partie de cette chaleur pour chauffer des lieux publics, et beaucoup de ces collectivités le font probablement déjà.

En ce qui concerne l'optimisation du système existant, il n'y a probablement pas grand-chose qu'on puisse faire. Cela nous amène alors à des technologies complètement différentes, que ce soit l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice ou une certaine forme d'hydroélectricité. Dans chaque cas, les coûts d'exploitation devraient être raisonnablement bas — en tout cas, les coûts en carburant sont quasiment nuls. C'est donc plus une question de coûts en capital élevés et de subventionnement de ces coûts en capital pendant un certain temps. Si vous examinez le graphique que vous a présenté Doug au sujet des coûts moyens actualisés de l'énergie, vous constatez que, sur une longue période, l'hydroélectricité est bon marché. Si vous voyez le choc initial du coût en capital de départ, ça semble cher, dépendant de votre horizon : 5 ans, 10 ans ou 100 ans.

Cela nous ramène à l'idée qu'il faut avoir une certaine forme de vision globale de l'approvisionnement en électricité qui a réellement un coût essentiellement faible ou est un carburant gratuit, et les technologies dont on dispose aujourd'hui pour atteindre cet objectif sont limitées. Il faut également investir du capital dans l'entreposage. Il faut donc dépenser beaucoup d'argent et beaucoup de capital pour économiser de l'argent à long terme.

Le président : Vous avez parlé d'énergie marémotrice. Mon expérience à ce sujet est qu'on est encore très loin du point où cette forme d'énergie sera abordable, même avec un diesel qui coûte cher. Ai-je raison?

M. Burpee : Je vais être prudent en disant que je ne prends pas position pour ou contre ce que vous dites, mais je sais que beaucoup de gens seraient d'accord avec vous.

The Chair: So do I, so I'll leave it at that.

Mr. Burpee: It's technology that's unknown. Wind is better known, but the limitation of wind, to some degree, is that it gets really cold so that the people can't go up the towers if they need servicing. I think for Diavik, which has a wind diesel operation in the Northwest Territories, once it gets below minus 25, they can't go up. If it breaks below minus 25, they can't fix it until the weather warms up. That, hopefully, will change over time. Wind and existing hydro, whether it's run-of-river but you have a more conventional turbine, have much less technology risk than, say, tidal.

The Chair: For wind also, now that you've talked about it a bit, if it's the right weather, it takes a good part of the generation of the wind to actually keep the ice off the blades. That's all depending on the weather.

Mr. Burpee: That's one of the other issues.

The Chair: If it's moist and freezing, you don't get a lot of electricity. Hopefully, the wind is blowing and will keep the ice off the blades. There are some downsides to all of it. I know there's no silver bullet.

Mr. Burpee: We don't have silver bullets, no.

The Chair: I'm not asking for a silver bullet, but there could be some things out there. If there are other things, please let us know.

Senator Black: Following on the chair's question, is LPG an option, do you think, in rural communities in the North?

Mr. Burpee: I honestly don't have any data or background to understand the fuel costs and what the long-term commodity pricing risks on that are. So I'm sorry; I can't answer that.

Mr. Tenney: I don't have much to add. I would just caution you that a lot of those communities have no road access, so I'm not sure how they will get LPG in.

The Chair: They would get it in the wintertime on the winter roads. That's how they actually get the diesel.

Mr. Tenney: Right, and I don't know how long you can store LPG.

The Chair: You can store it indefinitely.

Le président : Très bien, je n'insiste pas.

M. Burpee : C'est une technologie inconnue. On connaît mieux l'énergie éolienne, mais la limitation de l'énergie éolienne, dans une certaine mesure, est que nous vivons dans un climat qui peut être extrêmement froid, ce qui empêche les techniciens d'aller dans les tours quand elles ont besoin de maintenance. Je pense que pour Diavik, qui a une centrale vent-diesel dans les Territoires du Nord-Ouest, on ne peut plus faire la maintenance une fois qu'on atteint 25° sous zéro. Si l'on tombe en dessous de 25° sous zéro, il faut attendre que la température remonte pour pouvoir réparer. On peut espérer que ça changera avec le temps. L'énergie éolienne et l'hydroélectricité existante, que ce soit dans les cours d'eau, mais vous avez une turbine plus conventionnelle, présentent beaucoup moins de risques technologiques que la marémotrice, disons.

Le président : En ce qui concerne le vent, maintenant que vous venez d'en parler, si c'est le bon climat, une bonne partie de l'énergie éolienne qui est produite doit servir aussi à maintenir les pales libres de glace. Tout dépend encore une fois du climat.

M. Burpee : C'est l'un des autres problèmes.

Le président : Si c'est humide et qu'il gèle, vous n'obtenez pas beaucoup d'électricité. Idéalement, si le vent souffle, il permet aux pales de ne pas se givrer. Il y a toujours un inconvénient ou un autre. Je sais qu'il n'y a pas de solution magique.

M. Burpee : Nous n'avons pas de solutions magiques non plus.

Le président : Je ne demande pas de solution magique, mais il pourrait y avoir quelque chose que nous ne connaissons pas encore. Si ça arrive, n'hésitez pas à nous le dire.

Le sénateur Black : Je reviens sur une question du président : à votre avis, le GPL est-il une option envisageable dans les collectivités rurales du Nord?

M. Burpee : Honnêtement, je n'ai aucune donnée ou information qui me permette de comprendre les coûts et ce que seraient les risques de tarification à long terme. Je regrette, je ne peux répondre à votre question.

M. Tenney : Je n'ai pas grand-chose à ajouter à cela. Je ferai simplement une mise en garde : beaucoup de ces collectivités ne sont absolument pas accessibles par la route et je ne vois donc pas comment on pourrait les approvisionner en GPL.

Le président : Il faudrait le faire en hiver, sur les routes d'hiver. En fait, c'est comme ça qu'on les approvisionne en diesel.

M. Tenney : Exactement, mais je ne sais pas pendant combien de temps on peut entreposer du GPL.

Le président : On peut l'entreposer indéfiniment.

Senator Black: Following up on what the chair asked, I thought that, on the list of options, it was possibly an option.

Thank you, Mr. Chair.

The Chair: Okay, thank you very much. I appreciate that.
(The committee adjourned.)

Le sénateur Black : Considérant ce que le président avait demandé, je m'étais dit que c'était peut-être une option envisageable.

Merci, monsieur le président.

Le président : Très bien. Merci beaucoup.
(La séance est levée.)

WITNESSES

Thursday, May 8, 2014

Canadian Gas Association:

Paula Dunlop, Director, Public Affairs and Strategy;
Paul Cheliak, Director, Market Development.

Tuesday, May 27, 2014

Canadian Electricity Association:

Jim R. Burpee, President and CEO.

ATCO Power:

Doug Tenney, Vice President, Aboriginal and Government
Relations.

TÉMOINS

Le jeudi 8 mai 2014

Association canadienne du gaz :

Paula Dunlop, directrice, Affaires publiques et stratégie,
Paul Cheliak, directeur, Développement des marchés.

Le mardi 27 mai 2014

Association canadienne de l'électricité :

Jim R. Burpee, président et premier dirigeant.

ATCO Power :

Doug Tenney, vice-président, Relations avec les gouvernements et
les Autochtones.