



Third Session  
Fortieth Parliament, 2010-11

SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

**Energy, the  
Environment and  
Natural Resources**

*Chair:*

The Honourable W. DAVID ANGUS

---

Tuesday, February 15, 2011  
Thursday, February 17, 2011

---

**Issue No. 18**

**Forty-first and forty-second  
meetings on:**

The current state and future of Canada's energy sector  
(including alternative energy)

---

WITNESSES:  
(See back cover)

Troisième session de la  
quarantième législature, 2010-2011

SÉNAT DU CANADA

---

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de l'*

**Énergie, de  
l'environnement et  
des ressources  
naturelles**

*Président :*

L'honorable W. DAVID ANGUS

---

Le mardi 15 février 2011  
Le jeudi 17 février 2011

---

**Fascicule n° 18**

**Quarante et unième et quarante-deuxième  
réunions concernant :**

L'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada  
(y compris les énergies de remplacement)

---

TÉMOINS :  
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY, THE ENVIRONMENT AND  
NATURAL RESOURCES

The Honourable W. David Angus, *Chair*

The Honourable Grant Mitchell, *Deputy Chair*

and

The Honourable Senators:

Brown	Massicotte
* Cowan	McCoy
(or Tardif)	Mercer
Dickson	Meredith
Frum	Neufeld
* LeBreton, P.C.	Robichaud, P.C.
(or Comeau)	Seidman

\* Ex officio members

(Quorum 4)

*Changes in membership of the committee:*

Pursuant to rule 85(4), membership of the committee was amended as follows:

The Honourable Senator Meredith replaced the Honourable Senator Lang (*February 17, 2011*).

The Honourable Senator Mercer replaced the Honourable Senator Peterson (*February 16, 2011*).

The Honourable Senator Robichaud, P.C. replaced the Honourable Senator Banks (*February 16, 2011*).

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

*Président* : L'honorable W. David Angus

*Vice-président* : L'honorable Grant Mitchell

et

Les honorables sénateurs :

Brown	Massicotte
* Cowan	McCoy
(ou Tardif)	Mercer
Dickson	Meredith
Frum	Neufeld
* LeBreton, C.P.	Robichaud, C.P.
(ou Comeau)	Seidman

\* Membres d'office

(Quorum 4)

*Modifications de la composition du comité :*

Conformément à l'article 85(4) du Règlement, la liste des membres du comité est modifiée, ainsi qu'il suit :

L'honorable sénateur Meredith a remplacé l'honorable sénateur Lang (*le 17 février 2011*).

L'honorable sénateur Mercer a remplacé l'honorable sénateur Peterson (*le 16 février 2011*).

L'honorable sénateur Robichaud, C.P., a remplacé l'honorable sénateur Banks (*le 16 février 2011*).

**MINUTES OF PROCEEDINGS**

OTTAWA, Tuesday, February 15, 2011  
(41)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day, at 5:31 p.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable W. David Angus, presiding.

*Members of the committee present:* The Honourable Senators Angus, Banks, Brown, Dickson, Frum, Lang, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Peterson and Seidman (11).

*In attendance:* Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament; Ceri Au, Communications Officer, Communications Directorate.

*Also in attendance:* The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, March 11, 2010, the committee continued its examination of the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy). (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 1.*)

**WITNESSES:**

*Canadian Clean Power Coalition:*

David Butler, Executive Director.

The chair made an opening statement.

Mr. Butler made a statement and answered questions.

At 7:17 p.m., the committee adjourned to the call of the chair.

**ATTEST:**

OTTAWA, Thursday, February 17, 2011  
(42)

[*English*]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day, at 8:07 a.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable W. David Angus, presiding.

*Members of the committee present:* The Honourable Senators Angus, Brown, Dickson, Frum, Mercer, Meredith, Massicotte, Neufeld, Robichaud, P.C. and Seidman (10).

*In attendance:* Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament; Ceri Au, Communications Officer, Communications Directorate.

*Also in attendance:* The official reporters of the Senate.

**PROCÈS-VERBAUX**

OTTAWA, le mardi 15 février 2011  
(41)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 31, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable W. David Angus (*président*).

*Membres du comité présents :* Les honorables sénateurs Angus, Banks, Brown, Dickson, Frum, Lang, Massicotte, Mitchell, Neufeld, Peterson et Seidman (11).

*Également présents :* Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement; Ceri Au, agent de communications, Direction des communications.

*Aussi présents :* Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 11 mars 2010, le comité poursuit son étude sur l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement). (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 1 des délibérations du comité.*)

**TÉMOINS :**

*Canadian Clean Power Coalition :*

David Butler, directeur exécutif.

Le président ouvre la séance.

M. Butler fait une déclaration, puis répond aux questions.

À 19 h 17, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

**ATTESTÉ :**

OTTAWA, le jeudi 17 février 2011  
(42)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 7, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable W. David Angus (*président*).

*Membres du comité présents :* Les honorables sénateurs Angus, Brown, Dickson, Frum, Mercier, Meredith, Massicotte, Neufeld, Robichaud, C.P., et Seidman (10).

*Également présents :* Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service de recherche et d'information parlementaires, Bibliothèque du Parlement; Ceri Au, agent de communications, Direction des communications.

*Aussi présents :* Les sténographes officiels du Sénat.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, March 11, 2010, the committee continued its examination of the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy). (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 1.*)

*WITNESSES:*

*Canadian Association of Petroleum Producers (by video conference):*

Dave Collyer, President;

Tom Huffaker, Vice-President, Policy and Environment;

Greg Stringham, Vice-President, Markets and Oil Sands.

The chair made an opening statement.

Mr. Collyer, Mr. Huffaker and Mr. Stringham each made a statement and, together, answered questions.

At 10 a.m., the committee adjourned to the call of the chair.

*ATTEST:*

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 11 mars 2010, le comité poursuit son étude sur l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement). (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 1 des délibérations du comité.*)

*TÉMOINS :*

*Association canadienne des producteurs pétroliers (par vidéoconférence) :*

Dave Collyer, président.

Tom Huffaker, vice-président, Politiques et environnement;

Greg Stringham, vice-président, Marchés et sables bitumineux.

Le président ouvre la séance.

MM. Collyer, Huffaker et Stringham font une déclaration, puis répondent aux questions.

À 10 heures, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

*ATTESTÉ :*

*La greffière du comité,*

Lynn Gordon

*Clerk of the Committee*

**EVIDENCE**

OTTAWA, Tuesday, February 15, 2011

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 5:31 p.m. to study the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy).

**Senator W. David Angus** (*Chair*) in the chair.

[*English*]

**The Chair:** Good evening, colleagues, Mr. Butler, ladies and gentlemen in the room, and good evening to all on the CPAC network as well as on the World Wide Web, and people who are monitoring our dedicated website, [www.canadianenergyfuture.ca](http://www.canadianenergyfuture.ca). This is a formal meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. We continue our study on the energy sector, a major study that we have been working on since June of 2009.

It is quite interesting that the study is so current these days. Some of our viewers and some of our colleagues may have noticed today that Royal Dutch Shell has commissioned and published a huge report in which they say that, by 2050, the demand for energy will be three times what it is today. The population will have exploded. There will be a need for greater efficiency, greater sustainability and greener and cleaner sources of energy, all the things we have been saying. There is all the more reason to deal with this situation when an international company of this stature recognizes the need for some strategic policy making. It will not go away.

I am David Angus, a senator from Quebec, and I am the chair of this committee. I will introduce my colleagues so our witness and our viewers have an idea who they are dealing with. Senator Grant Mitchell, from Alberta, is the deputy chair of our committee. The folks from the Library of Parliament who help us so much in putting together our thoughts and providing us with wonderful research are Marc LeBlanc and Sam Banks. My predecessor is Senator Tommy Banks from Alberta. From Saskatchewan, we have Senator Robert Peterson. Our clerk is Ms. Lynn Gordon. Senator Daniel Lang is from the great Yukon Territory. Senator Linda Frum is from Toronto, Ontario, and from Montreal, Quebec, we have Senator Judith Seidman. Also from Quebec, we have Senator Paul Massicotte. Last but not least, the only elected senator is Senator Bert Brown from Alberta.

Mr. Butler, we are pleased that you could be here this evening. I understand you are the Executive Director for the Canadian Clean Power Coalition. The word "coalition" may have been chosen carefully. Mr. Butler is responsible for helping six power companies and several government agencies find economic ways to reduce CO<sub>2</sub> emissions from coal plants. He has twenty years of

**TÉMOIGNAGES**

OTTAWA, le mardi 15 février 2011

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 17 h 31, pour se pencher sur l'état actuel et futur du secteur de l'énergie au Canada (y compris les énergies de remplacement).

**Le sénateur W. David Angus** (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

**Le président :** Bonjour chers collègues, monsieur Butler, mesdames et messieurs présents dans la salle; bonjour aussi à tous ceux qui nous suivent sur le réseau de la CPAC ainsi que sur le Web; je salue également les personnes qui travaillent sur notre site Web spécialisé, dont l'adresse est la suivante : [www.canadianenergyfuture.ca](http://www.canadianenergyfuture.ca). Ceci est une séance officielle du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Nous allons poursuivre notre étude sur le secteur de l'énergie, une étude majeure sur laquelle nous travaillons depuis juin 2009.

Il est intéressant de voir à quel point cette étude est d'actualité. Certains de ceux qui suivent nos délibérations et plusieurs de nos collègues auront peut-être remarqué que la Royal Dutch Shell a commandé et rendu public un volumineux rapport dans lequel elle prévoit que d'ici 2050, la demande énergétique aura triplé. La population mondiale aura explosé. Nous aurons besoin de sources d'énergie plus efficaces, plus durables, plus vertes et plus propres, comme nous l'avons déjà dit. Voilà autant de raisons de nous préparer à faire face à la situation, surtout quand une compagnie internationale de cette envergure reconnaît la nécessité d'établir des politiques stratégiques. Le problème est là pour rester.

Je suis David Angus, sénateur du Québec, et je préside ce comité. Je vais vous présenter mes collègues, afin que notre témoin et ceux qui suivent nos travaux sachent à qui ils ont affaire. Le sénateur Grant Mitchell, de l'Alberta, est le vice-président de notre comité. Marc LeBlanc et Sam Banks, de la Bibliothèque du Parlement, nous sont d'un très grand secours pour rassembler nos idées et faire d'excellents travaux de recherche. Mon prédécesseur est le sénateur Tommy Banks, de l'Alberta. Le sénateur Robert Peterson représente la Saskatchewan. Notre greffière est Mme Lynn Gordon. Le sénateur Daniel Lang représente le grand territoire du Yukon. Nous avons aussi les sénateur Linda Frum de Toronto, en Ontario, et Judith Seidman de Montréal, au Québec. Représentant aussi le Québec, nous avons le sénateur Paul Massicotte. Et le dernier, mais non le moindre, est le seul sénateur élu, je veux parler du sénateur Bert Brown, de l'Alberta.

Monsieur Butler, nous sommes ravis de vous accueillir parmi nous aujourd'hui. Vous êtes le directeur exécutif de la Canadian Clean Power Coalition. J'imagine que le mot « coalition » n'a pas été choisi au hasard. M. Butler est chargé d'aider six sociétés d'énergie et plusieurs organismes gouvernementaux à trouver des façons économiques de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales

experience working in the power industry, primarily in the areas of economic analysis and business development. We did receive your deck of material. Everyone has a copy. It was nice to have it in advance, thank you. I believe you are familiar with our procedure here. You are free to make an opening statement of whatever length you deem appropriate. Senators will then be fascinated to question you. Mr. Butler, you have the floor.

**David Butler, Executive Director, Canadian Clean Power Coalition:** It is a pleasure to be with you this evening. I bring greetings from the management committee of the Canadian Clean Power Coalition. I hope to go through the presentation in your package this afternoon. I want to spend a few minutes discussing the CCPC, who we are and the recent work we have been doing, and then turn to an overview of coal in Canada and three major emission reduction technologies that may be of interest to the committee. The real meat of this discussion is related to the costs of reducing emissions from coal plants. I would like to spend a few minutes discussing some of the results from our more recent studies. Then I hope we will have a discussion this evening. I have a strong background in carbon capture technology, so I will be happy to entertain questions on that.

On page three, I discuss who we are. We are a coalition of Canadian and U.S. coal utilities and coal providers. You see in the third bullet the list of members participating with us. We are happy to include most of the coal users in Canada, the Electric Power Research Institute in the United States and Basin Electric, which is also an American utility. We have been heavily invested in or sponsored economically by Alberta Innovates over the course of time and the Saskatchewan Ministry of Energy and Resources, and we also have task sharing agreements with CanmetENERGY. We do a lot of work with them. They are doing a fine set of research at the national labs on various carbon capture technologies.

It was mentioned earlier that our mandate is to research technologies with a goal of developing and advancing commercially viable solutions that lower power plant emissions. We have been doing that for a decade. Our objective is to try to demonstrate that coal-fired electricity generation can effectively address environmental issues and move us towards a clean, energy future.

Why does the CCPC exist? Coal is vital for electricity generation nationally and internationally. Coal will be around for the long term. We need to address pressing air quality issues

au charbon. Il possède 20 années d'expérience dans l'industrie énergétique, principalement dans les domaines de l'analyse économique et du développement des affaires. Nous avons reçu toute la documentation que vous nous avez envoyée. Tout le monde en a une copie. Merci de nous l'avoir fait parvenir à l'avance, c'est gentil de votre part. Je crois que vous connaissez notre façon de fonctionner. Vous pouvez faire une déclaration liminaire, et c'est vous qui en déterminez la longueur. Lorsque vous aurez terminé, les sénateurs seront très intéressés à vous poser des questions. Monsieur Butler, la parole est à vous.

**David Butler, directeur exécutif, Canadian Clean Power Coalition :** Je suis ravi d'être ici aujourd'hui. Je vous transmets les salutations du comité de gestion de la Canadian Clean Power Coalition. J'espère avoir le temps de passer en revue les documents qui vous ont été remis. Je vais prendre quelques minutes pour vous donner un aperçu de la CCPC, de ce qu'elle est et de ses travaux récents. Ensuite, je vous parlerai de la production d'électricité au charbon au Canada et de trois importantes technologies de réduction des émissions susceptibles d'intéresser le comité. L'essentiel de la discussion portera sur les coûts liés à la réduction des émissions des centrales au Charbon. J'aimerais aussi prendre quelques minutes pour vous entretenir des résultats de nos plus récentes études. Ensuite, j'espère que nous pourrions discuter de tous ces sujets. Comme je connais très bien la technologie de captage du carbone, je serai heureux de répondre à vos questions en la matière.

À la page trois, j'explique qui nous sommes. La CCPC est une association de producteurs de charbon et d'électricité produite au charbon canadiens et américains. À la troisième puce figure la liste de nos membres participants. Nous sommes fiers de regrouper la plupart des utilisateurs de charbon au Canada, ainsi que l'Electric Power Research Institute des États-Unis, et Basin Electric, qui est aussi une entreprise de service public américaine. Nous avons pu compter sur les investissements massifs ou le parrainage économique d'Alberta Innovates, au fil des ans, ainsi que du ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan. Nous avons également conclu des ententes de partage des tâches avec CanmetÉNERGIE. Nous travaillons beaucoup avec cet organisme, qui réalise d'excellentes séries de recherches, dans ses laboratoires nationaux, sur les différentes technologies de captage du carbone.

On a dit plus tôt que notre mandat consiste à étudier des technologies en vue d'élaborer et de promouvoir des solutions commercialement viables permettant de réduire les émissions des centrales électriques au charbon. Nous nous vouons à cette mission depuis dix ans. Notre objectif est de démontrer que la production d'électricité au charbon peut se faire en tenant compte des préoccupations environnementales et nous mener vers un avenir énergétique plus propre.

Pourquoi la CCPC? Le charbon est essentiel à la production d'électricité, tant à l'échelle nationale qu'internationale, et il en sera ainsi pour longtemps encore. Il nous faut résoudre des

associated with coal-fired generation, and we recognize that. Technology is a long-term solution.

We cannot do this alone because of the technical risks and economic factors, so we continue to value our collective industry and government action on these issues. There is also the potential for transferable and exportable technology development, and we hope that comes to fruition.

What does the CCPC do? We have been focussing and spending our attention on three main things. We do a lot of work studying clean combustion technologies. We have been doing that for a decade. We are heading into our fourth phase of study work in that area. We also do a lot of collaboration with national and international organizations, working with them in the various areas we have discussed here. Finally, we try to do a lot of work educating people throughout Canada and the world about the information we have acquired as it relates to the cost of carbon capture and the designs of those technologies.

Turning to page 7, I would bring to your attention that our members have spent over \$50 million in the last decade in advancing CCS technologies. All our members have developed CCS projects of their own. Unfortunately, most of those have not proceeded at this point. Some of our members are involved in the four projects that have been sponsored in Alberta for carbon capture. If all four projects go forward, I was discussing this earlier with Senator Brown, we will have several times as much carbon capture in Alberta as in any other location on the face of the earth.

Right now there are locations that are capturing one or two megatonnes here and there. In five years we may have as much as five megatonnes of CO<sub>2</sub> being captured in Alberta if all four projects go forward. We are happy to be involved in some of those projects.

**The Chair:** In our travels and our studies in our mission, we have been told that a number of coal-fired power plants in Ontario will be closed down by government edict, but that their operations will continue with the firing replaced by another energy source. Some of us have asked whether it is economic and proper to replace a coal-fired power plant with gas, for example, especially if you have new technology which will reduce emissions. We are advised that in Ontario in at least two or three of these cases, they have replacement sources in mind, if not on line.

You might want to comment as you go along. We would like to understand that.

**Mr. Butler:** I will address biomass coal firing in particular, which is what they are doing in Ontario. When I get to that section I can speak to that.

problèmes pressants de qualité de l'air liés à la production d'électricité au charbon; nous en sommes conscients. La solution à long terme est technologique.

Mais nous ne pouvons travailler seuls en raison des risques techniques et des facteurs économiques. Voilà pourquoi nous devons joindre nos forces à celles de l'industrie toute entière et des gouvernements. Il est également possible de développer des technologies transférables et exportables; nous espérons que nos travaux en la matière porteront fruit.

Que fait la CCPC? Elle se concentre sur trois activités principales. Elle étudie beaucoup, depuis déjà dix ans, les nouvelles technologies de combustion propre. D'ailleurs, nous entrons maintenant dans la quatrième phase de cette étude. Nous collaborons également énormément avec des organisations nationales et internationales dans les différents domaines que je viens de vous citer. Enfin, nous nous efforçons d'informer les gens, partout au Canada et ailleurs dans le monde, sur les connaissances que nous avons acquises en ce qui concerne le coût du captage du carbone et la conception de ces technologies.

À la page 7, vous pouvez lire que nos membres ont consacré plus de 50 millions de dollars, au cours de la dernière décennie, à la promotion des technologies du CSC. Tous nos membres ont entrepris des projets de CSC, dont la plupart n'ont malheureusement pas abouti. Certains de nos membres prennent part aux quatre projets de captage du carbone parrainés en Alberta. Si ces quatre projets vont de l'avant, comme je le disais un peu plus tôt au sénateur Brown, le captage du carbone dans cette province aura atteint des niveaux plusieurs fois supérieurs à ce que l'on retrouve n'importe où ailleurs sur la planète.

Actuellement, à certains endroits, on capte une ou deux mégatonnes ici et là. Dans cinq ans, si les quatre projets avancent, on pourra capter jusqu'à cinq mégatonnes de CO<sub>2</sub> en Alberta. Nous sommes ravis de participer à quelques-uns des projets en cours.

**Le président :** Au cours de nos voyages et dans les études que nous avons réalisées, nous avons appris que les centrales au charbon de l'Ontario seraient fermées, sur ordre du gouvernement, mais qu'elles seraient ensuite rouvertes pour continuer à produire de l'énergie à partir d'une autre source. Plusieurs d'entre nous ont posé la question de savoir si ce serait rentable et adéquat de remplacer les centrales alimentées au charbon par des centrales au gaz, par exemple, particulièrement si on dispose d'une nouvelle technologie permettant de réduire les émissions de carbone. On nous a expliqué que l'Ontario envisageait sérieusement d'utiliser des sources de remplacement dans au moins deux ou trois de ses centrales.

Peut-être pourriez-vous nous dire ce que vous en pensez. Nous aimerions bien comprendre ce que cela implique.

**M. Butler :** Je vais vous parler en détail de la biomasse et de l'alimentation au charbon, c'est-à-dire de ce qui se fait en Ontario, quand nous arriverons à la partie que j'ai consacré à ce volet.

On page 8, I want to give an indication as to how coal fits into Canada's fossil resources. Coal represents almost two thirds of the fossil energy resources in Canada. Right now that represents about 89 billion tonnes of coal, most of it in places like Alberta and Saskatchewan.

If we can tap into technologies like underground coal gasification, which is one of the projects being advanced in Alberta, the Alberta government figures there is close to 2 trillion tonnes of coal that could be taken advantage of. If that were true, then coal would dwarf this graph in terms of the amount of energy available from underground resources in Western Canada. I want to give an indication that if some of these new technologies advance, there is a huge amount of additional energy that could be brought to bear in places like Alberta and Saskatchewan.

On page 9, I want to give an indication of how electricity in Canada is being produced. Canada is blessed with a substantial amount of hydro, so many places like B.C., Manitoba, Quebec and elsewhere take advantage of hydro resources. That represents almost two thirds of Canada's power production. The next largest source of power production is thermal and most of that is related to production of electricity from coal.

You can see that nuclear represents a fairly substantial chunk, and then there are other components like gas turbines, internal combustion and some green projects like wind, which still do not represent a significant amount of generation yet in Canada.

I do not want to spend too much time on this, but there were some rumours that regulations may affect coal plants once they reach a certain age. On page 10, I attempted to show the age of coal plants in Canada in 2020. You can see that there would be a handful of plants that would be 40 or 45 years old, at which time they would have reached the end of their economic life. From the graph you can also see the location of coal plants in Canada. You can see that the vast majority are that light blue shade at the top of most of the graphs, which means most of the coal plants in Canada reside in Alberta.

At the beginning of December we had about 6,000 megawatts of coal plants in Alberta. Since then, 550 megawatts of coal plants had been terminated because of technical problems. Over the next month or so we will be bringing on Keephills 3, which is a 450-megawatt coal plant and so we will be back to about 6,000-megawatts of coal generation in Alberta.

**The Chair:** Can you tell us how many coal-fired power plants there are in Canada?

**Mr. Butler:** If you assume that all the coal plants in Ontario have gone away or are going away, there are around 40.

**Senator Banks:** This graph presumes there are none in Ontario.

À la page 8, vous voyez la place qu'occupe le charbon parmi les combustibles fossiles au Canada. Il représente près des deux tiers des sources d'énergie fossiles au pays. Actuellement, cela équivaut à environ 89 milliards de tonnes de charbon, que l'on retrouve essentiellement en Alberta et en Saskatchewan.

Si on peut tirer parti de technologies telles que la gazéification in situ, comme on projette de le faire en Alberta, le gouvernement de cette province mettrait à profit près de 2 billions de tonnes de charbon. Si cela se concrétise, le charbon éclipserait dans le graphique que je vous ai présenté la quantité d'énergie disponible tirée de ressources souterraines dans l'Ouest du Canada. Si certaines de ces nouvelles technologies se révèlent concluantes, des provinces comme l'Alberta et la Saskatchewan pourront compter sur d'énormes quantités d'énergie supplémentaire.

À la page 9, je vous donne une indication de la façon dont est répartie la production d'électricité au Canada. Bien des provinces comme la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec, entre autres, profitent de toute l'énergie hydraulique dont nous jouissons pour tirer profit cette ressource. Cela représente près des deux tiers de la production d'énergie au Canada. En deuxième position arrive l'énergie thermique, issue en très grande partie de la production d'électricité à partir de charbon.

Vous pouvez constater que la part représentée par l'énergie nucléaire est assez importante. Ensuite, il y a d'autres composantes, comme les turbines à gaz, la combustion interne et quelques projets écologiques, comme ceux favorisant l'exploitation de l'énergie éolienne, qui occupent une place encore modeste dans la production d'énergie au Canada.

Je ne veux pas m'étendre sur le sujet, mais il y a des rumeurs selon lesquelles des mesures réglementaires pourraient viser les centrales au charbon qui auront atteint un certain âge. À la page 10, je vous présente un graphique indiquant l'âge qu'auront les centrales au charbon en 2020 au Canada. Vous remarquez que seules quelques-unes auront 40 ou 45 ans et, à ce moment-là, elles seront arrivées au terme de leur vie utile. Le graphique vous indique également où sont situées ces centrales sur le territoire national. La grande majorité, représentée par la bande bleu ciel, dans la partie supérieure du graphique, est concentrée en Alberta.

Début décembre, la production d'énergie tirée du charbon s'établissait à environ 6 000 mégawatts. Depuis, on a perdu 550 mégawatts à cause de problèmes techniques. Dans le prochain mois, on projette de relancer Keephills 3, une centrale au charbon de 450 mégawatts, ce qui ramènera la production des centrales alimentées au charbon à 6 000 mégawatts en Alberta.

**Le président :** Pourriez-vous nous dire combien le Canada compte en tout de centrales thermiques alimentées au charbon?

**M. Butler :** En tenant compte de la fermeture passée ou en cours de toutes les centrales ontariennes, on en dénombre environ 40.

**Le sénateur Banks :** Dans ce graphique, on présume qu'il n'y a aucune de ces centrales en Ontario.



**Mr. Butler:** That is correct. The expectation is by 2014 all the coal plants in Ontario will be gone, so in 2020 they would not be represented here. My understanding is roughly 40 coal plants.

**The Chair:** We have also been told also, and I heard something or saw something in the media today, that in China, today, every week there is a one new coal-fired power plant put into operation. Is that true?

**Mr. Butler:** That is my understanding.

**The Chair:** That would be 52 a year, more than we have in all of Canada.

**Mr. Butler:** We built one that is coming on line this year. The most recent one before that was built in 2005, so we are building one every five years or so. My view is it will be quite some time before we build another one, particularly in the absence of certainty around greenhouse gas legislation.

Except for one company, there are few plans I am aware of to build any more coal plants at this time.

**The Chair:** Is that notwithstanding the advent of new technology and what have you?

**Mr. Butler:** As we will see later on in this presentation, most of the new technology we are aware of, at least the stuff that is almost commercial, is still pretty much cost-prohibitive. I will get to the economics around that later on in the presentation.

The next page gives an indication of generating capacity by province. Going from west to east, B.C. has a significant amount of hydro at its disposal. Alberta and Saskatchewan employ a significant amount of coal. Manitoba is mostly a hydro system. Ontario currently has some coal but that slice will go away and largely be replaced by natural gas fired units, potentially some hydro and potentially some nuclear.

Quebec is mostly, as you would expect, hydro. Further east, there is some coal and hydro, and then Newfoundland and Labrador generate a significant amount of electricity from hydro.

I want to transition into talking about some of the new technologies related to carbon capture. Page 12 gives three basic ways we can use to reduce the emissions from a coal plant.

The first is to improve the efficiency and we have done that by employing something called supercritical pulverized coal plants. Essentially we have gone to much higher steam temperatures and higher steam pressures to make the plants more efficient. To take advantage of that you need to go to much more exotic types of metals and alloys to withstand those types of temperatures and

**M. Butler :** C'est exact. On s'attend à ce que d'ici 2014 elles aient toutes fermé dans cette province. C'est la raison pour laquelle elles ne sont pas représentées dans les projections pour 2020. À ma connaissance, il en reste à peu près 40.

**Le président :** On nous a dit également, et j'ai entendu ou vu quelque chose là-dessus dans les médias aujourd'hui, qu'on ouvre une nouvelle centrale thermique alimentée au charbon par semaine, actuellement, en Chine. Est-ce vrai?

**M. Butler :** C'est ce que je me suis laissé dire aussi.

**Le président :** Cela représente 52 centrales par année, soit plus que le nombre total de centrales que nous avons au Canada.

**M. Butler :** Nous sommes en train d'en construire une qui sera exploitée cette année. La dernière remonte à 2005; ce qui revient à dire que nous en ouvrons une tous les cinq ans. À mon avis, il va s'écouler encore beaucoup de temps avant que nous en construisions une autre, particulièrement à cause de l'incertitude entourant la législation sur les gaz à effet de serre.

À ma connaissance, à part une compagnie, rares sont ceux qui construisent des centrales au charbon ces temps-ci.

**Le président :** Est-ce sans compter l'apparition de nouvelles technologies et tout le reste?

**M. Butler :** Comme vous le verrez plus tard dans ma présentation, la majeure partie de la nouvelle technologie que nous connaissons, au moins celle qui est presque commerciale, atteint toujours des coûts prohibitifs. Je vais d'ailleurs vous parler du volet économique dans quelques instants.

À la page suivante est indiquée la capacité de production par province. D'ouest en est, la Colombie-Britannique dispose d'importantes ressources en hydroélectricité. L'Alberta et la Saskatchewan utilisent une forte quantité de charbon. Le Manitoba produit surtout de l'hydroélectricité. L'Ontario a actuellement quelques centrales alimentées au charbon, qui seront progressivement remplacées par des centrales au gaz naturel, et éventuellement hydroélectriques ou nucléaires.

Quant au Québec, comme vous le savez, il produit essentiellement de l'hydroélectricité. Plus à l'est, on retrouve quelques centrales au charbon et hydroélectriques, et enfin, Terre-Neuve-et-Labrador dispose d'une forte capacité hydroélectrique.

Je voudrais maintenant vous parler de quelques-unes des nouvelles technologies relatives au captage du carbone. À la page 12, on donne trois façons de réduire les émissions produites par les centrales alimentées au charbon.

La première consiste à améliorer le rendement, ce que nous avons fait en ayant recours à la combustion à pression supercritique de charbon pulvérisé. Selon ce procédé, on utilise des températures et des pressions de vapeur plus élevées pour accroître le rendement de la centrale. Afin de tirer profit de cette technologie, il faut employer des métaux et des alliages exotiques

pressures. That is the technical limitation at this point on trying to improve the basic efficiency of the coal plants.

The decision was made five years ago to build the first supercritical coal plant in Canada, which was Genesee 3, and in a matter of weeks Keephills 3, which is another supercritical coal plant, will be brought on line. One of the key decisions behind building that plant was to try and improve the efficiency to reduce its carbon footprint and to employ some of these more exotic alloys and metals to make the plant more efficient.

That gets you only so far. As you mentioned, there are other options, around fuel switching. So, people have looked at using certain proportions of biomass mixed in with the coal. In Ontario they are proposing to do 100 per cent biomass coal firing, completely replacing coal with biomass. In places like Nova Scotia, they are proposing to partially replace coal with biomass to reduce the emission footprint of the plants.

There are other places in North America where people are looking at potentially replacing coal with natural gas, but economically that does not make sense. There was a decision in Ontario a number of years ago not to do that with natural gas. It made more sense to build new natural gas combined cycle units, which were more efficient at burning natural gas than a typical coal plant would be if you tried to do that. Therefore our members are continuing to study biomass coal firing. We are not studying replacing coal with natural gas for a number of reasons.

The third option relates to new technologies to capture carbon dioxide. Basically this is applying new technologies to separate the CO<sub>2</sub> coming out of the plant and store it in some fashion.

Over the next two or three slides, I want to give a high level overview of the three basic ways of doing that. There are dozens and dozens of ways to do this, but I want to highlight three generic ways to do that.

The first one is post-combustion capture. That is, after you have combusted the coal, you then go in and try to capture the CO<sub>2</sub>. For those of you familiar with Project Pioneer, the project that TransAlta is moving forward with, it is a form of post-combustion capture.

The schematic on page 13 shows coal and air going into the power plant, producing power. You take the flue gas and use some technology to capture the CO<sub>2</sub> and let the remaining components, mostly nitrogen, go up the stack. Once you have captured the CO<sub>2</sub>, you have the option of storing it underground in some fashion, and hopefully keeping it there indefinitely.

capables de résister à ces niveaux de température et de pression. À ce stade-ci, on fait face à des limitations techniques dans l'amélioration du rendement de base des centrales alimentées au charbon.

Il y a cinq ans, on a pris la décision de construire, au Canada, la première centrale thermique utilisant un procédé de combustion à pression supercritique de charbon pulvérisé appelée Genesee 3. D'ici quelques semaines, on ouvrira Keephills 3, une autre centrale bâtie sur le même modèle. L'une des principales raisons justifiant la construction de telles installations est le souci de mieux réduire l'empreinte carbonique et d'utiliser quelques alliages et métaux exotiques permettant d'accroître le rendement de la centrale.

On ne peut pas aller plus loin. Comme vous l'avez mentionné, il existe d'autres options de remplacement de combustible. Certains se sont donc penchés sur la possibilité d'utiliser de la biomasse mélangée à du charbon. En Ontario, on propose de remplacer à 100 p. 100 le charbon par la biomasse. En Nouvelle-Écosse, on voudrait remplacer une partie du charbon par de la biomasse dans le but de réduire l'empreinte carbonique des centrales.

Il y a d'autres endroits, en Amérique du Nord, où on envisage de remplacer le charbon par du gaz naturel, mais ce ne serait pas une bonne solution économique. Il y a plusieurs années, en Ontario, on a justement décidé de ne pas utiliser de gaz naturel. Il était plus logique de construire des centrales à cycle combiné au gaz naturel, qui étaient plus efficaces pour la combustion du gaz naturel qu'une centrale au charbon classique. Par conséquent, nos membres continuent d'étudier la possibilité d'utiliser un mélange de biomasse et de charbon. Nous n'envisageons pas de remplacer le charbon par du gaz naturel pour plusieurs raisons.

La troisième option concerne l'utilisation de nouvelles technologies pour capter le dioxyde de carbone. Cela consiste essentiellement à utiliser ces nouvelles technologies pour séparer le CO<sub>2</sub> produit par la centrale et l'entreposer.

Dans les deux ou trois diapositives suivantes se trouve un bref survol des trois façons de procéder. Il existe des dizaines de manières de faire différentes, mais je vais me concentrer sur trois procédés génériques.

Le premier fait appel à la technologie du captage postcombustion, qui permet de capter le CO<sub>2</sub> après la combustion du charbon. Pour ceux qui le connaissent, le projet Pioneer, mis au point par TransAlta, utilise ce procédé.

Le schéma de la page 13 montre comment le charbon et l'air permettent de produire de l'énergie. On prend le gaz de combustion et on capte le CO<sub>2</sub> au moyen de la technologie appropriée, mais on laisse les autres composants, essentiellement de l'azote, s'échapper par la cheminée. Une fois qu'on a capté le CO<sub>2</sub>, on peut le stocker sous terre et le garder là indéfiniment.

The second option is similar to the first. Instead of burning the coal with air, which is full of nitrogen, if you burn the coal with oxygen, you get a fairly pure stream of carbon dioxide, which is much easier to capture. It is not diluted by a huge amount of nitrogen. People are looking at various ways to use oxygen in the front end to get a more concentrated stream of CO<sub>2</sub> to take a run at and capture at the back end.

The third technology is integrated gasification combined cycle, or IGCC. The premise is that you can take a solid fuel like coal, and partially oxidize it with oxygen. That will give you a synthetic gas composed of hydrogen, carbon monoxide and carbon dioxide. You can take the carbon dioxide out of that and that leaves you with hydrogen that you can then use either as a fuel or a feed stock for other purposes.

Some of you may be aware that over the last year or two, Capital Power, which used to be EPCOR, did a \$33 million FEED study on this technology. It was one-third funded by the Government of Canada. They did the most sophisticated study in Canada on this technology. I will show you some of the results from that study later on, in terms of the costs related to that technology, but Capital Power has focused their attention on that particular technology.

Going back one page, I should mention that SaskPower did a FEED study on oxyfuel technology a couple of years ago. That was a technology they felt at that time had promise, and they did a lot of internal work on that particular technology.

On page 15 gives a bit of a status on the nature of the three technologies that I have described. The first one is a little distressing, and that is there are no commercial-scale, coal-fired production facilities with carbon capture anywhere in the world. For those of us in the power industry, we are dealing with a technology that is not commercial.

There may be a few plants built in Alberta over the next couple of years which will be some of the first partial-scale technologies. For instance, the Project Pioneer plant that I alluded to earlier will capture maybe 30 per cent of the CO<sub>2</sub> from that facility, but it will not be capturing 90 per cent. It will only be a partial demonstration project, even in 2015.

We are a long way from having commercial-scale technologies. There are dozens and dozens of these technologies being developed right now, but it will take another decade for those to mature before we can figure out which of those new technologies are worth developing going forward.

Hopefully in five years there will be half a dozen commercial-scale units sprinkled around the world. There will be a lot to be learned from that.

La deuxième solution s'apparente à la première. Plutôt que de brûler le charbon avec de l'air, qui est chargé d'azote, on le fait avec de l'oxygène pour ainsi produire du dioxyde de carbone assez pur. Ce dernier est bien plus facile à capter, car il n'est pas dilué dans une quantité massive d'azote. On cherche actuellement divers moyens d'utiliser l'oxygène aux étapes initiales afin de produire du CO<sub>2</sub> plus concentré et de le capter en fin de processus.

La technologie suivante est la gazéification intégrée à cycle combiné ou GICC. Elle repose sur le principe selon lequel on peut oxyder partiellement un combustible solide comme le charbon avec de l'oxygène. On obtient ainsi un gaz synthétique composé d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Il est possible d'en extraire le dioxyde de carbone et d'utiliser l'hydrogène résiduel comme combustible ou charge d'alimentation à diverses fins.

Certains d'entre vous sauront peut-être que ces dernières années, Capital Power, autrefois appelée EPCOR, a réalisé une étude d'ingénierie préliminaire de 33 millions de dollars à cet égard. Le gouvernement du Canada a assuré le tiers du financement de cette initiative. La société a effectué l'étude la plus poussée au pays sur cette technologie. Je vous montrerai plus tard certains des résultats de cette étude concernant les coûts afférents à la technologie, à laquelle Capital Power s'intéresse particulièrement.

Si l'on revient à la page précédente, je devrais indiquer que SaskPower a mené une étude semblable sur le gaz oxygéné il y a quelques années. La société considérait à l'époque que cette technologie était prometteuse et a réalisé énormément de travaux à ce sujet.

La page 15 donne un aperçu de l'état des trois technologies dont j'ai parlé. Le premier point est quelque peu préoccupant, puisqu'il indique qu'il n'existe pas de centrale électrique au charbon de taille commerciale pratiquant le captage du CO<sub>2</sub>. L'industrie de la production d'énergie emploie une technologie non commerciale.

Au cours des prochaines années, il pourrait se construire quelques centrales en Alberta, lesquelles seront dotées des premières technologies de captage partiel. Par exemple, la centrale de Project Pioneer dont j'ai parlé plus tôt permettra de capter peut-être 30 p. 100 du CO<sub>2</sub> qu'elle produit, mais n'ira pas jusqu'à en capter 90 p. 100. Il ne s'agira que d'un projet de démonstration partiel, même en 2015.

Nous sommes loin d'avoir des technologies d'application commerciale. Des dizaines sont en cours de développement, mais il s'écoulera bien une décennie avant que l'on puisse savoir si elles valent la peine qu'on aille plus loin.

Nous espérons que d'ici cinq ans, une demi-douzaine de centrales commerciales ouvriront à l'échelle internationale, ce qui contribuera à enrichir nos connaissances.

For the first projects, it will likely cost more than \$90 to capture a tonne of CO<sub>2</sub>. To put that in perspective, right now there is a carbon tax in Alberta at \$15 a tonne on part of the CO<sub>2</sub> emissions. That will not be nearly enough to recover the costs related to doing carbon capture, based on the studies we have done.

Project Pioneer is the project that TransAlta is advancing; they claim their technology will be on the order of \$90 to \$100 per tonne.

This adds about an extra \$70 per megawatt hour at 90 per cent capture to the cost of power production. That assumes no CO<sub>2</sub> sales at that point. Depending on what power price you are familiar with, that could add anywhere from 60 per cent to 100 per cent to the cost of power production.

That is the quandary we are in. At this point, with regard to the stage of the technology, that is an expensive proposition, particularly for consumers and for our utilities. That is why we have been working for the last decade, along with numerous other groups, to find technologies that will reduce that cost significantly.

The CO<sub>2</sub> you do capture has an economic benefit to some extent. It can be sold to enhance oil recovery, and that is being done in a substantial way in Saskatchewan. It may be used to generate CO<sub>2</sub> credits. Depending on how the legislation works going forward, there may be an opportunity to get some benefit for that.

In Alberta right now, presumably the credits you can generate might be worth \$15 a tonne, but that is only part way towards compensating you for the \$90 a tonne it took to capture it in the first place.

Starting on page 16, I would like to go back a couple of years and disclose some of the information we found from some fairly large studies we did in phase 2 of our study work. To let you know what the quality of these studies is, these are feasibility level studies; they are plus or minus 30 per cent in terms of the cost estimates. They were derived in 2007 dollars and they are still some of the best information we have in terms of Canadian costs for these technologies. However, since they are in 2007 dollars, they will need to be escalated a little bit to get the current costs.

**The Chair:** Mr. Butler, two things. First, two additional senators have arrived since we began. Senator Dickson is from Nova Scotia and Senator Neufeld is from British Columbia.

The other thing, as you move on with this is that you have made a point that there is all this new technology being developed, but in the real world, there is not one coal-fired power plant that is benefiting from the new technology to reduce CO<sub>2</sub>.

Pour ce qui est des premiers projets, ils pourront probablement capter de CO<sub>2</sub> pour plus de 90 \$ la tonne. Pour mettre les choses en perspective, la taxe sur le carbone en vigueur en Alberta est fixée à 15 \$ la tonne pour les émissions de CO<sub>2</sub>, ce qui est loin d'être suffisant pour recouvrer les coûts du captage du carbone, selon les études que nous avons réalisées.

Project Pioneer est le projet mis de l'avant par TransAlta, qui affirme que sa technologie permettra le captage à 90 ou 100 \$ la tonne.

Cela se traduira par une hausse de 70 \$ par mégawattheure à un taux de captage de 90 p. 100, ce qui n'inclut pas la vente de CO<sub>2</sub>. Le coût de production augmenterait donc de 60 p. 100 à 100 p. 100, selon le prix de l'électricité en vigueur.

Voilà donc le dilemme auquel nous sommes confrontés. Si l'on prend la technologie telle qu'elle est aujourd'hui, la facture s'annonce salée, particulièrement pour les consommateurs et les services publics. C'est pourquoi nous travaillons depuis dix ans avec de nombreux autres groupes pour trouver des technologies qui permettront de diminuer considérablement le coût.

Il est possible de tirer un certain profit du CO<sub>2</sub> capté. On peut le vendre pour faciliter la récupération de pétrole, ce qui se fait beaucoup en Saskatchewan. On peut également obtenir des crédits de carbone. Selon la manière dont les lois évolueront, il sera peut-être possible de retirer certains avantages du captage.

En Alberta, les crédits accordés actuellement peuvent peut-être valoir 15 \$ la tonne, ce qui est loin de compenser les frais de 90 \$ la tonne qu'il faut dépenser pour capter le carbone.

À partir de la page 16, j'aimerais revenir quelques années en arrière et vous faire part de ce que nous avons découvert dans le cadre des études assez exhaustives que nous avons réalisées à la phase II de nos travaux. Pour vous donner une idée de la qualité de ces études, sachez qu'il s'agit d'études de faisabilité. Les coûts estimatifs peuvent varier de 30 p. 100 et sont affichés en dollars de 2007; ce sont toujours les estimations les plus justes que nous avons pour le coût de ces technologies au Canada. Cependant, comme les coûts sont calculés en dollars de 2007, il faudrait les revoir avec une légère hausse pour avoir une idée des coûts actuels.

**Le président :** Monsieur Butler, j'aurais deux remarques à formuler. Tout d'abord, deux sénateurs sont arrivés depuis le début de la séance : le sénateur Dickson, de la Nouvelle-Écosse, et le sénateur Neufeld, de la Colombie-Britannique.

De plus, toutes intéressantes que soient ces nouvelles technologies, dans les faits, il n'existe pas une seule centrale au charbon qui soit dotée de la nouvelle technologie permettant de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.

In other words, all these ones opening in China, one a week, are the old methods with an equal amount of atmosphere pollution. In the U.S., where we understand they are heavily reliant in at least 16 states on coal, they are building new coal-fired plants almost as quickly as China. I was down there last week and I understand they are building new plants; is that correct?

**Mr. Butler:** To my knowledge, there have been no new coal plants built in the last two years, although there are plans to build more.

**The Chair:** Maybe it is the planning I heard.

**Mr. Butler:** I would say that there are demonstration plants sprinkled around the world, but there are no plants, to my knowledge, using coal that are capturing more than 20 per cent of the CO<sub>2</sub> emissions. To my way of thinking, until they cross that threshold, that is not a commercial scale. That is still the demonstration stage.

There are a handful of gasification plants in the world capturing CO<sub>2</sub>. One is in North Dakota and they send the CO<sub>2</sub> to Saskatchewan, but they are not producing electricity. A handful of plants around the world are capturing CO<sub>2</sub> to produce chemicals for other purposes. There are a few in China and other places.

My point is, this technology has not been employed with coal for the production of electricity at a commercial scale anywhere at this point in time.

This study here, the phase 2 numbers I am about to show you, contains some of the best Canadian estimates we have. On page 17, on the left side, we have the cost of producing the power in dollars per megawatt hour.

If you had a supercritical coal plant, the cost of producing power from those plants in the first year is on the order of \$90 a megawatt hour. If you were to put amine scrubbing on these plants, assuming a healthy amount of revenue for the sale of the CO<sub>2</sub> that is embedded in these numbers, the numbers will go to at least \$130, if not more. Remember, these numbers are four years old now.

The first number there is for amine scrubbing, which is a form of post-combustion capture similar to the technology TransAlta is employing.

The next number is for oxyfuel. That is similar to the FEED study work that SaskPower did a number of years ago, which, again, is comparable costs. The bar on the right-hand side is related to gasification in an integrated gasification combined cycle. In those days, four or five years ago, we found that was a very expensive technology.

Again, these numbers are still fairly good. I would say that they are understated now because, as inflation and the cost of things have gone up over the last few years, I would have expected these

Autrement dit, toutes les nouvelles installations qui ouvrent en Chine au rythme d'une par semaine reposent sur les vieilles méthodes et rejettent toujours autant de pollution dans l'atmosphère. Aux États-Unis, où au moins 16 États dépendent énormément du charbon, les centrales au charbon poussent presque aussi rapidement qu'en Chine. J'étais justement là-bas la semaine dernière et j'ai cru comprendre qu'ils construisent de nouvelles centrales; est-ce le cas?

**M. Butler :** À ce que je sache, ils n'en ont pas construites depuis deux ans, même s'ils envisagent d'en bâtir d'autres.

**Le président :** C'est peut-être de cela dont j'ai eu vent.

**M. Butler :** Il existe des projets de démonstration un peu partout dans le monde, mais, d'après ce que je sais, aucune centrale au charbon ne capture plus de 20 p. 100 des émissions de CO<sub>2</sub>. Selon moi, en deçà de ce seuil, ce ne sont pas des centrales commerciales, mais des projets de démonstration.

Il existe de par le monde une poignée de centrales de gazéification qui captent le CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> capté dans celle du Dakota du Nord est envoyé en Saskatchewan, mais ne sert pas à produire de l'électricité. Quelques centrales situées en Chine et dans d'autres pays captent le CO<sub>2</sub> pour fabriquer des produits chimiques destinés à d'autres fins.

Là où je veux en venir, c'est que cette technologie n'a jamais été utilisée avec le charbon pour produire de l'électricité à des fins commerciales.

L'étude réalisée à la phase II dont je vais vous parler dans quelques instants contient certaines des meilleures estimations canadiennes dont nous disposons. À la page 17, du côté gauche, on peut voir le coût de la production d'électricité en dollars par mégawattheure.

Le coût de production d'électricité d'une centrale au charbon supercritique serait d'environ 90 \$ par mégawattheure la première année. Si ces centrales effectuaient l'épuration des amines et pouvaient tirer des revenus substantiels de la vente de CO<sub>2</sub>, il en coûterait au moins 130 \$, si ce n'est davantage. Rappelez-vous que ces chiffres datent de quatre ans.

Le premier chiffre concerne l'épuration des amines, une forme de capture après la combustion voisine de la technologie employée par TransAlta.

Le chiffre suivant concerne le gaz oxygéné et s'apparente aux résultats de l'étude d'ingénierie préliminaire effectuée par SaskPower il y a quelques années sur les coûts comparables. La colonne de droite correspond à la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné, une technologie que nous avons trouvée très onéreuse à l'époque, il y a quatre ou cinq ans.

Ces chiffres sont encore assez justes, quoiqu'un peu bas, puisque que l'inflation et la hausse des prix des dernières années devraient les avoir fait augmenter. Ils n'en démontrent pas moins

numbers to go up. Nevertheless, they still illustrate the point that capturing CO<sub>2</sub> from these technologies will significantly increase the costs for these plants, even assuming that you can get some benefit from the sale of the CO<sub>2</sub>.

On page 18, we have tried to indicate what it would cost to capture a tonne of CO<sub>2</sub>. For amine scrubbing, which is similar to the technology that TransAlta is applying, based on these four-year-old studies, we came up with numbers like \$90 a tonne. With oxyfuel we came up with numbers similar to that. With IGCC we are talking much more than that. The last column is "Polygen," and I will talk about this later. One of the advantages of gasification technology is that once you produce the hydrogen you can take the hydrogen and use it for various purposes. For instance, you can burn it in a power plant to produce electricity. You can take the hydrogen and use it for heavy oil upgrading, or you can use it as a feedstock to produce other chemicals. What "polygen" refers to is taking part of the hydrogen and producing power and then taking part of the remaining hydrogen and selling it as a commodity into the hydrogen market.

Because hydrogen, at least based on that study, has more economic value than power did, it tended to reduce the effective cost of capturing the CO<sub>2</sub>. We have an interest in looking at what is the best way to use our coal in this technology. If that means producing something other than power, that should interest us.

I want to leave you with a few comments here about the incremental cost of capturing CO<sub>2</sub>. On page 19, CCS refers to carbon capture and storage. The incremental cost of carbon capture and storage will be significant based on the technologies we have now. The costs of gasification were much higher than we anticipated, given the literature. I want to caution you about the literature. There is a lot of propaganda in the literature about the cost of this technology. As we start doing FEED studies, we are finding that the costs are a lot higher than we had anticipated. That is the reason the majority of gasification plants in the United States have been cancelled. They thought the costs were reasonable. Once they started doing the very expensive studies, they found that the costs were high. For that reason most of the gasification plants in the United States have been cancelled.

To give you some idea, it can take upwards of \$50 million to get a good cost estimate for some of these technologies. We spent \$33 million looking at the IGCC technology with Capital Power Corporation and they would have liked to have spent more money than that because they did not quite complete some of the costing around certain components. It is an expensive proposition to get to the bottom of what this costs. My point is that, until people have done this quality of study and built a few of these plants, it is tough to know how much this technology will cost.

Again, CO<sub>2</sub> compliance costs or mitigation costs need to approach \$90 a tonne before people would be interested in physically adopting these technologies. The point there is that, as a utility, we would likely prefer to buy our way out, if you want to call it that, as long as the cost did not exceed \$90 per tonne. That

que le captage du CO<sub>2</sub> avec ces technologies fera considérablement augmenter les coûts des centrales, même si ces dernières réussissent à tirer profit de la vente de CO<sub>2</sub>.

À la page 18, nous avons tenté d'illustrer combien coûterait le captage d'une tonne de CO<sub>2</sub>. Pour l'épuration des amines, qui ressemble à la technologie employée par TransAlta, nous avons établi, en nous fondant sur les études réalisées il y a quatre ans, qu'il en coûterait 90 \$ la tonne. Le coût serait environ le même pour le gaz oxygéné et bien plus élevé pour la GICC. La dernière colonne concerne la polygénération, dont je traiterai plus tard. L'un des avantages de la gazéification, c'est que l'on peut utiliser l'hydrogène qui résulte du processus à diverses fins. On peut, par exemple, le brûler dans une centrale électrique pour produire de l'électricité, l'utiliser pour la valorisation du pétrole lourd ou s'en servir comme matière première pour fabriquer des produits chimiques. La « polygénération » consiste à utiliser une partie de l'hydrogène pour produire de l'électricité, puis à vendre ce qui reste au marché de l'hydrogène.

Comme l'hydrogène a une valeur économique supérieure à l'électricité, du moins selon l'étude, il tend à réduire le coût réel du captage de CO<sub>2</sub>. Nous avons donc intérêt à déterminer quelle est la manière optimale d'utiliser notre charbon dans ce processus. Si on peut produire autre chose que de l'électricité, nous devrions y regarder de plus près.

J'aimerais terminer avec quelques observations sur le coût ajouté de la capture de CO<sub>2</sub>. À la page 19, CSC est l'acronyme du captage et du stockage de carbone. Ce processus aura un coût ajouté substantiel avec les technologies actuelles. Les coûts de la gazéification étaient bien plus élevés que ne le laissait entendre la documentation. Je vous conseille de prendre cette dernière avec un grain de sel, car elle contient beaucoup de propagande sur les coûts de la technologie. À mesure que nous entreprenons des études d'ingénierie préliminaire, nous constatons que ces coûts sont bien plus importants que prévu. C'est d'ailleurs pour cette raison que la majorité des projets d'usine de gazéification ont été annulés aux États-Unis. Les promoteurs croyaient que les coûts étaient raisonnables, mais quand ils ont commencé à effectuer des études à grands frais, ils ont constaté que ces coûts étaient faramineux. Ils ont donc mis fin aux projets.

Pour vous donner une idée, il peut en coûter jusqu'à 50 millions de dollars pour avoir une bonne estimation des coûts d'une de ces technologies. Nous avons dépensé 33 millions de dollars pour examiner la GICC avec Power Corporation, qui aurait voulu investir davantage parce qu'elle n'a pas terminé de calculer le prix de revient de certains éléments. La facture est salée si l'on veut déterminer précisément combien coûte la technologie. Ainsi, tant que l'on n'aura pas réalisé l'étude de qualité et construit quelques centrales, il sera difficile d'avoir l'heure juste.

Ici encore, les coûts liés à la conformité pour le CO<sub>2</sub> ou les frais d'atténuation doivent avoisiner les 90 \$ la tonne avant que l'on envisage d'adopter physiquement ces technologies. Tant que ce seuil n'est pas atteint, nous préfererions probablement passer notre tour, si je puis m'exprimer ainsi, car c'est à partir de là qu'il

is the point at which you start to do the trade-off between paying the financial cost of buying credits at \$90 a tonne versus adopting a technology that is very risky and not commercial. Those are the trade-offs that you would have to make at that point in time.

On page 20, there is no one silver bullet with regard to clean coal technologies. I spoke earlier this week with one of my counterparts who works for the National Energy Technology Laboratory, the DOE laboratories in the United States. They are investing \$900 million, basically studying 30 new emerging technologies. Based on his initial work and review of those technologies, he is agreeing that there is no silver bullet even coming out of their \$900 million studies. It may be quite some time before we find technologies that can capture CO<sub>2</sub> at much less than \$90 a tonne. The good news is that there are dozens of carbon capture pilot plants being built around the world. There are a few plants in Alberta and some other places in the world where people are beginning to adopt these technologies to try to figure out how they work and how to reduce the costs.

For this reason, and since carbon capture costs are high, we believe that further development in a wide variety of technologies is recommended to try to sort out which technologies make sense going forward.

I would like to spend a few minutes talking about the more recent study work we have done over the last few years. We have been involved in a large study with the Electric Power Research Institute (EPRI) in the United States on post-combustion capture. We have looked at things like coal beneficiation. We have done a lot of work with CanmetENERGY labs.

**Senator Banks:** What is coal beneficiation?

**Mr. Butler:** Coal can contain a lot of water and it can contain a lot of ash, neither of which you want to burn. The premise is that if you can get that stuff out of the coal to some extent, you can make the plant more efficient. We are looking at those technologies to see if that is possible. We have been studying that with the Electric Power Research Institute and Sherritt Technologies. We should have a study completed in several months looking at whether or not that makes sense. It does have the benefit of reducing CO<sub>2</sub> emissions to some extent — not a huge amount, but it is worth looking at from that perspective.

I mentioned earlier that one of our members did a \$33 million FEED study on gasification. We are looking at other advances related to gasification with EPRI. We completed a \$1.3 million study with Jacobs Consultancy looking at a host of gasification technologies, some of which I will speak to in a minute. We also studied biomass coal firing. Let me talk about that for a second.

commence à être rentable d'acheter des crédits à 90 \$ la tonne pour adopter une technologie très risquée et non commerciale. Pour l'instant, c'est le genre de compromis qu'il faut accepter de faire.

Comme nous l'indiquons à la page 20, il n'existe pas de solution miracle pour épurer le charbon. J'ai parlé plus tôt cette semaine avec l'un de mes homologues qui travaille pour le National Energy Technology Laboratory du Department of Energy des États-Unis. Cet organisme a investi 900 millions de dollars pour faire des études de base sur 30 nouvelles technologies. Après avoir pris connaissance de ces travaux et étudié les technologies en question, il a convenu qu'il n'existe pas de solution miracle; même ces études de 900 millions de dollars n'ont pas permis d'en trouver. Il faudra peut-être du temps avant que l'on ne mette au point des technologies permettant de capter le CO<sub>2</sub> pour beaucoup moins que 90 \$ la tonne. La bonne nouvelle, c'est que l'on construit actuellement des dizaines d'usines pilotes de captage de carbone dans le monde. Il y en a quelques-unes en Alberta et dans diverses régions du monde où l'on commence à adopter ces technologies pour tenter d'en comprendre le fonctionnement et de chercher à réduire les coûts.

Pour cette raison et comme les coûts de captage sont élevés, il est recommandé d'essayer un large éventail de technologies pour tenter de déterminer lesquelles ont un avenir.

J'aimerais maintenant prendre quelques instants pour parler des travaux plus récents que nous avons effectués ces dernières années. Nous avons entrepris une importante étude sur le captage après la combustion avec l'Electric Power Research Institute (EPRI), aux États-Unis. Nous nous sommes également intéressés à la valorisation du charbon et avons travaillé énormément avec les laboratoires de CanmetENERGY.

**Le sénateur Banks :** Qu'est-ce que la valorisation du charbon?

**M. Butler :** Le charbon peut contenir beaucoup d'eau et de cendre, des composantes non destinées à la combustion. En extrayant une partie de ces matières du charbon, on devrait pouvoir rendre la centrale plus efficace. Nous sommes en train de chercher à voir si c'est réalisable, en collaboration avec l'Electric Power Research Institute et Sherritt Technologies. Dans quelques mois, nous devrions avoir terminé l'étude sur la question. Cette technologie a l'avantage de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>; c'est minime, mais il semble que la technologie soit digne d'intérêt.

J'ai indiqué précédemment que l'un de nos membres a mené une étude d'ingénierie préliminaire de 33 millions de dollars sur la gazéification. Nous étudions les autres progrès réalisés à cet égard avec l'EPRI et avons effectué une recherche de 1,3 million de dollars avec Jacobs Consultancy sur un éventail de technologies de gazéification; je vous en exposerai certaines dans quelques instants. Nous avons également étudié la cocombustion avec la biomasse, dont j'aimerais vous entretenir brièvement.

There are various forms of biomass at our disposal throughout Canada, everything from flax and straw to wood chips; there are beetle-killed forms of wood in the stands in Alberta and British Columbia; there is the opportunity to put crops in like poplars and others to grow to provide biomass for coal plants. The difficulty with that is that biomass is expensive to move around because it is largely full of water. Economically, you can only move so much biomass within a certain radius of a coal plant. For that reason, most biomass plants we have in Canada today are relatively small.

Ontario is going ahead with completely swapping out coal for their plants and using biomass from various sources to fire those plants. The difficulty they will have is finding enough biomass at a reasonable price to do that, because to completely fire a coal plant requires monstrous amounts of biomass. That means bringing it in from long distances. We will see where that goes.

One of our members, Nova Scotia Power, is proposing to use biomass to partially fire some of their coal plants, to replace coal. We completed two studies this year looking at various ways to get biomass into coal plants. For instance, in Canada we export 1.3 million tonnes of wood pellets each year, mostly to Europe. We are working with the Wood Pellet Association of Canada to see if there is a way to keep some of that in Canada potentially and use it in some of our coal plants. We are working on that.

This brings me to page 22. This slide shows the cost of capturing CO<sub>2</sub> from various gasification technologies we studied last year. This is related to the results of the \$1.3 million study we did with Jacobs.

**The Chair:** Let me come back for a second on the wood pellets. That is part of biomass?

**Mr. Butler:** That is part of biomass, yes.

**The Chair:** We are exporting that to be used as fuel in other countries?

**Mr. Butler:** That is correct. In other countries CO<sub>2</sub> mitigation costs are much higher than in Canada, so they can afford to buy these materials to reduce their emissions. It is cheaper to do that than to buy the credits in those countries.

**The Chair:** Those are countries that have a carbon tax or cap and trade?

**Mr. Butler:** That is right.

**The Chair:** Thank you.

**Mr. Butler:** This slide shows the cost of capturing CO<sub>2</sub> from various gasification technologies. We looked at about eight or nine different technologies. Many of them are in different stages of development, so it is hard to get a good handle on the cost for

Il existe diverses formes de biomasse au Canada, comme le lin, la paille et les granules de bois; le bois d'arbres dévastés par les insectes en Alberta et en Colombie-Britannique; et les peupliers et d'autres arbres qui seraient cultivés pour alimenter les centrales au charbon. L'ennui, c'est que le transport de la biomasse est cher parce que la matière contient beaucoup d'eau. D'un point de vue économique, on ne peut transporter qu'une quantité donnée de biomasse dans un certain rayon de la centrale. C'est pourquoi la plupart des plantes utilisées comme biomasse au Canada sont relativement petites.

L'Ontario est en train de remplacer complètement le charbon par de la biomasse de diverses sources pour alimenter ses centrales. Il est cependant difficile de trouver une quantité suffisante de biomasse à un prix raisonnable, compte tenu de la quantité considérable de matière nécessaire pour alimenter complètement une centrale au charbon. Il faut donc transporter la matière sur de longues distances. Nous verrons bien ce qu'il adviendra de ce côté.

L'un de nos membres, Nova Scotia Power, propose de remplacer une partie du charbon par de la biomasse pour alimenter ses centrales. Nous avons mené deux études cette année pour voir comment on peut alimenter en biomasse les centrales au charbon. Par exemple, le Canada exporte annuellement 1,3 million de tonnes de granules de bois, principalement vers l'Europe. Nous collaborons avec la Wood Pellet Association of Canada pour voir s'il est possible de garder une partie de ces granules au pays pour alimenter certaines de nos centrales au charbon. Nous examinons la question.

Voilà que nous amène à la page 22. Cette diapositive présente le coût du captage du CO<sub>2</sub> au moyen des diverses technologies de gazéification que nous avons étudiées l'an dernier. Il existe un lien avec les résultats de l'étude de 1,3 million de dollars que nous avons menée avec Jacobs.

**Le président :** Permettez-moi de revenir un instant aux granules de bois. Font-ils partie de la biomasse?

**M. Butler :** Il s'agit bien de biomasse.

**Le président :** Et nous les exportons dans des pays qui l'utilisent comme combustible?

**M. Butler :** En effet. Comme les coûts d'atténuation des émissions de CO<sub>2</sub> sont beaucoup plus élevés dans ces pays qu'au Canada, ils peuvent se permettre d'acheter ces matières pour réduire leurs émissions. C'est moins cher que d'acheter des crédits.

**Le président :** Ces pays ont une taxe ou un programme de plafonnement et d'échange du carbone?

**M. Butler :** Oui.

**Le président :** Merci.

**M. Butler :** La présente diapositive montre le coût du captage du CO<sub>2</sub> au moyen de diverses technologies de gazéification. Nous en avons étudiées huit ou neuf. Comme un bon nombre d'entre elles en sont à diverses étapes de développement, il est



some of those technologies. For instance, for the Siemens technologies, the one that says Siemens 500, a few of those plants are being built. The number on the left-hand side there, which says Cap FEED, is the number related to the Capital Power FEED study completed earlier this year. The Alberta government is investing quite heavily in a demonstration plant of the PWR technology. The PWR is sitting at around \$120 per tonne. It is an attractive technology compared to other options. Our hope is that that will eventually be commercialized. That gives you an idea of some of the work we have been doing.

The next page is meant to give you an indication of what it would cost to produce electricity from these technologies. On the left-hand side we have the cost of producing power in dollars per megawatt hours. There is a bar on the left that says SCPC, which means supercritical pulverized coal. That is our reference. That is what we would do today if we were to start with coal. It is sitting a little under \$100 a megawatt hour, more or less.

From that bar on the left-hand side, the bars are the various technologies we looked at that use gasification to produce power. If you were to add the red bars and the blue bars together, that is the cost of those technologies. The red bars show what we are assuming we can sell the CO<sub>2</sub> for. The blue bar is the net cost, if you want to think about it that way.

**Senator Massicotte:** Do they all include CO<sub>2</sub> capture?

**Mr. Butler:** That is right. The red bars represent the value for selling the CO<sub>2</sub> that you captured. If you did not think there was any value in selling CO<sub>2</sub>, then the costs of all these technologies would sit at the top of the red bar. That is our way of indicating what we have put in there for CO<sub>2</sub>.

The point there is that gasification technology, with carbon capture, in many cases would have the effect of doubling the power price, which is an expensive proposition.

Another way to think about this is that that supercritical reference coal plant that we have there would cost you about \$2 billion to build. If you were to build the Siemens 500 unit, which is about the same size, it would cost you about \$5 billion. That does not include the fact that that technology is slightly less efficient and that it has a higher operations and maintenance cost. I am saying that this is just one of the costs, being the capital cost. There is a substantial cost difference there. This is part of the reason, as people have started doing the sophisticated studies of this technology in the United States, they have been abandoning this technology.

Our hope is that some of the advances that we have been studying, both on the gasifiers and other parts of this, will bring the cost down. You can see the one in the middle there. The costs look like they are coming down. With other technology advances, we think the costs will come down further. However, with the technologies that we have at our disposal right now, it is an expensive proposition.

difficile d'en évaluer les coûts. Par exemple, quelques centrales Siemens 500, représentées par cette colonne, sont en construction. Le chiffre de la colonne de gauche, intitulée Cap FEED, vient de l'étude d'ingénierie préliminaire que Capital Power a effectuée plus tôt cette année. Le gouvernement de l'Alberta investit des sommes considérables dans une centrale de démonstration dotée de la technologie PWR, dont le coût avoisine les 120 \$ la tonne. Elle est plus intéressante que les autres solutions. Nous espérons qu'elle sera un jour commercialisée. Cela vous donne un aperçu de nos travaux.

Dans la prochaine page, nous voulions vous donner une idée de ce qu'il en coûterait pour produire de l'électricité avec ces technologies. Sur la gauche figure le coût de production en dollars par mégawattheure. L'acronyme SCPC sous la colonne de gauche signifie charbon pulvérisé supercritique. C'est notre référence. C'est ce que nous ferions aujourd'hui si nous commençons avec le charbon. Le coût approximatif est légèrement inférieur à 100 \$ le mégawattheure.

Si l'on part de la colonne de gauche, les colonnes suivantes correspondent aux diverses technologies que nous avons étudiées pour produire de l'électricité au moyen de la gazéification. L'addition des segments rouges et bleus donne le coût de ces technologies. Les segments rouges indiquent le prix auquel nous pensons pouvoir vendre le CO<sub>2</sub>, alors que les segments bleus montrent le coût net, si l'on veut voir les choses sous cet angle.

**Le sénateur Massicotte :** Toutes ces technologies incluent le captage de CO<sub>2</sub>?

**M. Butler :** Oui. Les segments rouges correspondent à la valeur de vente du CO<sub>2</sub> capté. Si cette valeur de vente était nulle, alors les coûts de ces technologies seraient au sommet du segment. C'est notre façon d'indiquer ce que nous avons prévu pour le CO<sub>2</sub>.

Ce qu'il faut retenir, c'est que le recours à la gazéification pour le captage du carbone aurait souvent pour effet de doubler le prix de l'électricité, ce qui en fait une solution onéreuse.

On peut également aborder la question sous l'angle du coût de construction : celui de la centrale au charbon supercritique de référence est d'environ deux milliards de dollars, alors que celui de la centrale Siemens 500, qui est approximativement de la même taille, serait d'environ cinq milliards de dollars. Il ne faut pas oublier que cette dernière technologie est légèrement moins efficace et s'accompagne d'un coût d'exploitation et d'entretien plus élevé. Et ce n'est que l'un des coûts, soit le coût en capital. La différence de coût est substantielle dans le cas présent. C'est pourquoi les sociétés, après avoir commencé à réaliser des études poussées, ont abandonné cette technologie.

Nous espérons que certains des progrès que nous avons observés relativement aux gazéificateurs et à d'autres mécanismes se traduiront par une diminution des coûts. La colonne du milieu semble témoigner d'une certaine baisse des coûts. Nous pensons que cette baisse se poursuivra à mesure que la technologie évolue. Il s'agit toutefois d'une solution onéreuse avec la technologie dont nous disposons actuellement.

**Senator Massicotte:** What is the cost of capital?

**Mr. Butler:** For this one, we used the weighted average cost of capital of 9 per cent or little higher than that.

Page 24 illustrates polygen. The idea is that if you put your coke or coal or whatever your feed is with oxygen into your gasifier, you can produce a synthetic gas composed of hydrogen and other chemicals like carbon dioxide. If you separate the carbon dioxide out, you are left with hydrogen. I mentioned earlier that you can take the hydrogen and produce power with that, or you can take it and put it into the hydrogen market or use it as a feedstock for other chemicals. That is what we refer to as polygen. You are producing a blend of hydrogen and a blend of power.

We looked at this because we believed that hydrogen, all things being equal, probably has more value as hydrogen than as power. On page 25, we wanted to look at whether or not it makes sense to use coal to produce hydrogen versus using natural gas to produce hydrogen. The vast majority of hydrogen that is produced for heavy oil upgrading, for instance in Alberta, is using natural gas as a feedstock. They put the natural gas into something called a steam methane reformer. That is what SMR refers to. We compared the cost of producing hydrogen with coal with carbon capture to producing hydrogen with natural gas with carbon capture, because we wanted to know what made more sense. One of the projects that is going forward in Alberta is the Shell Quest project. They are taking three steam methane reformers, and they will put carbon capture on those units. We wanted to know if the gasification of coal would be more attractive than what Shell is doing. This was an attempt to answer that.

The table shows the cost of capturing CO<sub>2</sub> in dollars per tonne. If you have a steam methane reformer that only captures 50 per cent of the CO<sub>2</sub>, it will cost you roughly \$60 a tonne, based on our estimates, to do that. If you have polygen, a gasification technology where half the hydrogen will produce power and half will produce just hydrogen, you can see that the costs are expensive compared to steam methane reformers.

We did another case that looked at capturing 90 per cent of the CO<sub>2</sub> from a steam methane reformer. That will cost you more because the CO<sub>2</sub> that you will go after is more difficult to get at. We compared that to a polygen case where all the hydrogen is being diverted to the production of hydrogen and none is going, for instance, for the production of power. In those two technologies, the numbers were comparable.

**Le sénateur Massicotte :** Quel est le coût en capital?

**M. Butler :** Dans le cas présent, nous avons utilisé un coût en capital moyen pondéré de neuf pour cent ou légèrement plus élevé.

La page 24 traite de la polygénération. Le principe est le suivant : si l'on alimente le gazéificateur avec du coke, du charbon ou une autre matière avec de l'oxygène, on peut produire un gaz synthétique constitué d'hydrogène et d'autres composés chimiques, comme le dioxyde de carbone. Si l'on extrait ce dernier, il ne reste que l'hydrogène. J'ai indiqué plus tôt que l'hydrogène peut servir à produire de l'électricité, se vendre sur le marché de l'hydrogène ou servir de matière première pour la fabrication d'autres produits chimiques. Voilà ce que l'on entend par polygénération; on produit à la fois de l'hydrogène et de l'électricité.

Nous nous sommes intéressés à cette solution parce que nous croyons que, à situations égales, l'hydrogène a probablement une valeur plus élevée s'il est pris comme tel que s'il sert à produire de l'électricité. À la page 25, nous voulions déterminer s'il valait la peine ou non d'utiliser du charbon au lieu du gaz naturel pour produire de l'hydrogène. La vaste majorité de l'hydrogène produit pour la valorisation du pétrole lourd, comme on le fait en Alberta par exemple, est fait à partir de gaz naturel au moyen d'un processus appelé reformage du méthane à la vapeur. C'est à cette technique à laquelle l'acronyme SMR fait référence. Nous avons comparé le coût de la production d'hydrogène avec du charbon à celui de la production d'hydrogène avec du gaz naturel comprenant le captage du carbone, car nous voulions savoir quelle solution était la meilleure. Le projet Shell Quest, actuellement mis en œuvre en Alberta, consiste à capter le carbone à partir de trois réformateurs de méthane à la vapeur. Nous voulions déterminer si la gazéification du charbon serait plus intéressante que la technologie de Shell. C'est ce que nous cherchions à savoir.

Le tableau présente le coût du captage du CO<sub>2</sub> en dollars par tonne. Si un réformateur de méthane à la vapeur ne capte que 50 p. 100 du CO<sub>2</sub>, cette technologie coûtera environ 60 \$ la tonne, selon nos estimations. Avec la polygénération, une méthode de gazéification où la moitié de l'hydrogène produira de l'électricité et l'autre moitié ne produira que de l'hydrogène, on peut constater que les coûts sont supérieurs à ceux de la méthode précédente.

Nous avons également examiné une autre technologie permettant de capter 90 p. 100 du CO<sub>2</sub> d'un réformateur de méthane à la vapeur. Cette solution s'est révélée plus onéreuse, car le CO<sub>2</sub> est plus difficile à capter. Nous avons comparé cette technologie à la polygénération où l'hydrogène sert intégralement à la production d'hydrogène et n'est pas utilisé pour la production d'électricité, par exemple. Les chiffres de ces deux technologies sont comparables.

Basically, the take away from this is that if you do not have to capture 90 per cent, then steam methane reformers, which take advantage of the high pressure, high concentration parts of the CO<sub>2</sub> available, have a relatively low cost of capture, if you consider “low” being \$60 a tonne.

The next slide shows the actual costs of producing the hydrogen in terms of dollars per tonne. Typically a steam methane reformer costs about \$2,000 to produce a tonne of hydrogen. If you were to put partial carbon capture on that technology, much like Shell is doing, the costs do not go up much. However, if you employ polygen, which is the middle case there, where half of the hydrogen is diverted to power production, then the costs are pretty high. Likewise, if you had a steam methane reformer and decided to capture almost all of the carbon dioxide, that is also a pretty expensive proposition. We were trying to give an indication as to whether it made sense to use coal rather than natural gas to produce hydrogen. At this point, with prevailing natural gas prices, the answer is that it does not make sense in my view to use coal at this point. That may change as the technology advances or the price of natural gas goes up, but that is what we concluded from that work.

I would now like to go to the next slide, which is NETL green field costs. NETL is the National Energy Technology Laboratories, which are the Department of the Environment laboratories in the United States. They have produced some high quality reports recently on various technologies. On page 28, the top table shows the costs in dollars per megawatt hour. That is their estimate of the cost of producing power in the United States. By way of explanation, that first number refers to SCPC, which is supercritical pulverized coal. That is like the technology that we are employing in Alberta in Genesee 3 and Keephills 3. They have the number at \$68 a megawatt hour. Apparently it is cheaper to do that down there than in Alberta.

The next number is for IGCC. That refers to integrated gasification combined cycle. You can see that the costs increased by almost 90 per cent with that technology. Amine refers to amine scrubbing, which is a form of post combustion capture. The numbers there go up by almost 90 per cent.

One of the interesting things about that study is they are suggesting that oxyfuel may have a competitive advantage over some of these other technologies. Therefore, that is one of the technologies we want to study in more depth over the next couple of years.

The lower table shows “avoided cost.” That is similar to the cost of capturing the CO<sub>2</sub>. For the first two technologies, you can see it is around \$85 per tonne, more or less, and that the oxyfuel technologies from that basic study suggests that the costs could be a bit lower than that. Again, that is a technology that we want to spend more time studying over the next little while.

Essentiellement, on peut en retenir que si l’on ne cherche pas à capter 90 p. 100 du CO<sub>2</sub>, alors le reformatage du méthane à la vapeur, qui tire parti de la haute pression et de la concentration élevées de CO<sub>2</sub>, permet le captage à un coût relativement faible, si l’on considère que 60 \$ la tonne est économique.

La diapositive suivante montre les coûts réels en dollars par tonne de la production d’hydrogène. Habituellement, un réformateur de méthane à la vapeur produit une tonne d’hydrogène pour environ 2 000 \$. Si l’on effectue un captage partiel du carbone avec cette technologie, à l’instar de Shell, les coûts n’augmentent pas beaucoup. Par contre, si l’on recourt à la polygénération, une technologie où la moitié de l’hydrogène sert à la production d’électricité, qui est illustrée par la colonne du milieu, alors les coûts sont substantiels. Il en va de même si l’on cherche à capter la quasi totalité du dioxyde de carbone avec un réformateur de méthane à la vapeur. Nous voulions déterminer s’il était rentable d’utiliser du charbon au lieu du gaz naturel pour produire de l’hydrogène. Pour l’instant, les prix du gaz naturel étant ce qu’ils sont, il ne vaut pas la peine d’utiliser le charbon. La situation pourrait changer si la technologie progresse ou le prix du gaz naturel augmente, mais ce sont là nos conclusions.

J’aimerais passer à la diapositive suivante, qui présente les coûts établis par le NETL en zone verte. NETL est l’acronyme correspondant aux National Energy Technology Laboratories, c’est-à-dire les laboratoires du ministère de l’Environnement des États-Unis, qui ont publié récemment d’excellents rapports sur diverses technologies. À la page 28, le tableau du haut montre les coûts en dollars par mégawattheure. C’est l’estimation que ces laboratoires ont faite du coût de la production d’électricité aux États-Unis. Pour vous expliquer ce qu’il en est, le premier chiffre correspond au SCPC, soit le charbon pulvérisé supercritique, une technologie semblable à celle que nous employons à Genesee 3 et Keephills 3, en Alberta. On peut voir que le coût est de 68 \$ par mégawattheure. Le coût de production est apparemment moins élevé aux États-Unis qu’en Alberta.

Le chiffre suivant fait référence au IGCC, ou charbon intégré à un cycle combiné. Les coûts augmentent de près de 90 p. 100 avec cette technologie. « Amine » correspond à l’épuration à l’amine, une forme de captage après la combustion. Les chiffres bondissent de près de 90 p. 100.

Il est intéressant de constater que l’étude donne à penser que le gaz oxygéné pourrait avoir un avantage concurrentiel sur d’autres technologies. Cette solution fait donc partie de celles que nous entendons étudier plus à fond au cours des prochaines années.

Le tableau du bas illustre le coût évité. C’est semblable au coût du captage du CO<sub>2</sub>. On peut voir, pour les deux premières technologies, que le coût est d’environ 85 \$ la tonne, alors que celui du gaz oxygéné pourrait être légèrement inférieur, selon cette étude de base. Une fois encore, il s’agit d’une technologie que nous voulons examiner plus en profondeur dans l’avenir.

Avoided cost is different from the capture cost. The capture cost involves throwing a lot of costs and energy at this technology. You take that cost for capturing the CO<sub>2</sub> and divide it through by the CO<sub>2</sub> you capture. The problem with these technologies, though, is that you produce CO<sub>2</sub> to capture the CO<sub>2</sub> because you must use energy. Instead of dividing through by the CO<sub>2</sub> you capture, you divide through by the CO<sub>2</sub> you capture less the CO<sub>2</sub> you produce to capture the CO<sub>2</sub>. It is the net. By definition the net amount is less than what you capture and that tends to drive the avoided costs up above the capture costs. There are various ways to express this, but that is what that avoided cost means.

By way of conclusion, I want to bring a few messages from our management committee to you. CCS technology, or carbon capture and storage technology, is not ready yet for full scale adoption for power production. We are almost there. In five years we hope to have a few of these plants up and running, but it is really not a commercial full-scale technology at this point in time.

The other message is that carbon capture and storage is an expensive technology and it is very risky. It is risky because no one has actually built them so we are not really sure how they will run, how well they will run and what kind of technical problems we will face if we try to adopt this technology. It is one thing to build a green field unit from scratch. It is quite another thing to do what TransAlta is doing, which is to go into an existing plant, do surgery on it and add \$1 billion of capital to that plant and try and get that to run. There are all kinds of risks even related to that part of the technology, and they are adopting that technology on a brand new plant. If you try to adopt these new technologies on a 40-year-old plant, you are in for a world of technical issues. You probably need to spend a couple hundred million to extend the life of that plant for another 20 years to make it worthwhile to have put these technologies on.

The third point is that new technologies should be developed and existing technologies should be built. That is the only way we can bring the cost of these technologies down. There are groups all around the world trying to develop and further these new technologies. There are a lot of neat things in the lab and they need to come out of the lab eventually, in 10 years from now, and hopefully they will be available.

We also need to do what TransAlta and others are doing, which is to build these things so you know how to do it better next time. Until you do that, you will not be able to drive the costs down because you will not have learned how to do it better the next time. For these reasons, government and industry support will likely be required to promote wider adoption of carbon capture and storage technologies in the future.

Those are some of the messages that I would like to leave you with. I would be happy to entertain further questions if there are any.

Le coût évité diffère du coût de captage, qui entraîne des coûts et une consommation d'énergie considérables. On divise donc le coût de captage par la quantité de CO<sub>2</sub> capté. L'ennui, avec ces technologies, c'est qu'elles produisent du CO<sub>2</sub> pour capter du CO<sub>2</sub> parce qu'elles consomment de l'énergie. Donc, au lieu de diviser par la quantité de CO<sub>2</sub> capté, on le fait par la quantité de CO<sub>2</sub> capté moins la quantité de CO<sub>2</sub> produit pour capter le CO<sub>2</sub>. Voilà où le bât blesse. Par définition, le chiffre net est inférieur à la quantité captée, ce qui fait que les coûts évités tendent à être supérieurs aux coûts de captage. On peut expliquer l'équation de diverses façons, mais c'est ce que l'on entend par coût évité.

En guise de conclusion, j'aimerais vous transmettre quelques messages de notre direction. La technologie de captage et de stockage du carbone, ou CSC, n'est pas encore prête à être entièrement adoptée pour la production d'électricité. Nous y sommes presque. Dans cinq ans, nous espérons que quelques centrales seront en activité, mais, pour l'instant, ce n'est pas encore une technologie pleinement commerciale.

Sachez en outre que le captage et le stockage du carbone est une solution onéreuse et très risquée. Comme cette technologie n'a jamais été construite, nous ne sommes pas certains de la manière dont elle fonctionnera et des genres de problèmes techniques qui surgiront si nous essayons de l'adopter. La construction d'une toute nouvelle centrale diffère totalement de la voie empruntée par TransAlta, qui consiste à implanter la technologie dans une centrale déjà existante et à modifier l'installation au coût d'un milliard de dollars pour tenter de faire fonctionner le tout. Cette facette comporte à elle seule toutes sortes de risques, et, pourtant, c'est dans une nouvelle centrale qu'on installe la technologie. Si l'on tente d'implanter ces technologies nouvelles dans une centrale vieille de 40 ans, on risque de rencontrer une foule de problèmes techniques. Il faudra probablement investir quelques centaines de millions de dollars pour prolonger de 20 ans la vie de la centrale pour que l'aventure en vaille la peine.

Troisièmement, il faudrait élaborer de nouvelles technologies et mettre en pratique les technologies existantes afin d'abaisser les coûts. C'est le seul moyen. Partout dans le monde, il y a des groupes qui y travaillent. On fait plein de découvertes intéressantes en laboratoire et nous espérons que d'ici dix ans, nous pourrions en tirer parti.

Nous devons également nous inspirer des initiatives de TransAlta et des autres, notamment en mettant au point des installations qui nous permettront de faire mieux la prochaine fois. Tant que cela n'est pas fait, nous n'arriverons pas à diminuer les coûts. Pour ces raisons, le gouvernement et l'industrie doivent faire leur part pour promouvoir une adoption plus large des technologies de captage et de séquestration du carbone dans le futur.

Voilà ce que je tenais à vous dire. C'est avec plaisir que je répondrai à vos questions.

**The Chair:** Thank you Mr. Butler. That was a thoughtful and for us perhaps quite a technical presentation. We are all interested and we are trying to get our minds around it. I have a list of questioners. The first one is Senator Mitchell.

**Senator Mitchell:** Thank you, Mr. Butler. This was an intense presentation and it was very good.

I have a specific question to begin with. On page 15 you mentioned that for the first projects it will likely cost more than \$90 to capture one ton of CO<sub>2</sub>. On page 22, I look at the cost per ton and I do not see any of those bars that go to \$90; they are all above that. How do I square that?

**Mr. Butler:** Those numbers are for gasification technologies. The technologies that I am referring to on page 15 are the ones that are likely to go ahead, which are not gasification technologies. They are more things like post-combustion capture technologies; the technologies that TransAlta is investing in.

**Senator Mitchell:** Have you just thrown this gasification thing in because you show that it does not work even though it is discussed?

**Mr. Butler:** I threw it in because we spent a fair amount of time trying to answer the question about whether it made sense to do those technologies.

**Senator Mitchell:** Okay, I see.

On page 25 of the deck, I see SMR 50 per cent capture at below \$60 per tonne.

**Mr. Butler:** Yes. The steam methane reformers referred to are the technologies using natural gas typically in industry to produce hydrogen. They are not using coal and they are not producing any electricity. We wanted to compare the polygen technologies that do use coal that produce both hydrogen and power to what is standard in industry to produce hydrogen to see whether we could compete. That first bar there, again, that is the standard technology using natural gas.

**Senator Mitchell:** That brings me to my more general question, which is this issue of the announced phase-out of coal plants unless they can meet natural gas levels of emissions. Why do you not just go to natural gas and forget coal?

I do not mean to sound as brutal as I did though.

**Mr. Butler:** That question is not addressed here because we did not look at power plants that use natural gas to produce power. We only looked at natural gas being used to produce hydrogen. It is true that with prevailing natural gas prices, the cost of fuel for natural gas combined cycles is relatively attractive at this point in time. If that changes, there are big issues with that. Natural gas

**Le président :** Merci, monsieur Butler. C'était un exposé fort réfléchi et assez technique pour la majorité d'entre nous. Il va sans dire que ce dossier nous intéresse grandement, et nous nous efforçons de comprendre. J'ai ici une liste d'intervenants. Le premier à prendre la parole est le sénateur Mitchell.

**Le sénateur Mitchell :** Merci, monsieur Butler. Votre exposé était intense et très intéressant.

Tout d'abord, j'aimerais vous demander une précision. À la page 15, il est indiqué que dans le cas des premières centrales, il en coûtera probablement plus de 90 \$ pour capter une tonne de CO<sub>2</sub>. À la page 22, quand je regarde le coût par tonne, je ne vois aucune colonne qui s'arrête à 90 \$; elles sont toutes au-dessus. Qu'est-ce que je suis censé comprendre?

**M. Butler :** Ces chiffres font référence aux technologies de gazéification. Les technologies dont il est question à la page 15 seront probablement mises en œuvre et ne sont donc pas des technologies de gazéification. Il s'agit plutôt de technologies de captage post-combustion, comme celles dans lesquelles investit TransAlta.

**Le sénateur Mitchell :** Avez-vous ajouté ce graphique sur la gazéification simplement pour montrer que ce n'est pas efficace même si cela fait actuellement l'objet de discussions?

**M. Butler :** Je l'ai indiqué parce que nous avons longtemps remis en question la pertinence d'aller de l'avant avec ces technologies.

**Le sénateur Mitchell :** D'accord, je vois.

À la page 25 de votre mémoire, je vois qu'un réformateur de méthane à la vapeur peut capter 50 p. 100 du CO<sub>2</sub> pour moins de 60 \$ la tonne.

**M. Butler :** Tout à fait. Les réformateurs de méthane à la vapeur sont des technologies qui utilisent habituellement le gaz naturel pour produire de l'hydrogène. Ils ne se servent pas du charbon et ne produisent pas d'électricité. Nous avons comparé les technologies de polygénération qui utilisent le charbon pour produire à la fois de l'hydrogène et de l'électricité afin de voir si c'était rentable. La première colonne que vous voyez représente la technologie usuelle qui utilise le gaz naturel.

**Le sénateur Mitchell :** Cela m'amène à poser une question plus générale. On a parlé de remplacer graduellement les installations alimentées au charbon à moins de prouver qu'elles produisent un niveau d'émissions équivalent aux centrales alimentées au gaz naturel. Pourquoi alors ne pas laisser tomber le charbon et plutôt opter pour le gaz naturel?

Je ne voulais pas vous paraître brutal en vous posant cette question.

**M. Butler :** Cette question n'est pas traitée ici parce que nous ne nous sommes pas attardés sur les centrales qui produisent de l'électricité à partir du gaz naturel. Nous nous sommes seulement penchés sur le gaz naturel utilisé dans la production de l'hydrogène. Les prix du gaz naturel étant ce qu'ils sont, il est vrai que nous pourrions produire de l'électricité à un coût

fired plants are fairly risky in nature because you cannot hedge the price of the natural gas for a sufficient period of time. What is happening in Ontario is that the state has taken the gas price risk. Consumers in Ontario are taking that. That is why those plants are being built. Companies that are building the plants are going to their banks with a long-term power purchase arrangement from Ontario, and they are not taking any fuel costs or risks so the banks are quite happy to sit down with them.

If, however, you go to the banks and say we have no way to hedge the cost of our fuel for 20 years, which is the situation we have in Alberta, then it is a different story. You are taking a significant amount of volatility with you on the fuel side, which is the lion's share of the cost of a natural gas combined cycle unit and there is potential exposure then to the power price in Alberta, which is also volatile.

With a coal plant, the vast majority of your cost of coal is locked in day one when you buy all of the drag lines, the trucks and shovels so by definition your coal costs are largely hedged from day one. It is a different story and coal does not represent as much of a cost in a coal plant as it does in natural gas.

**Senator Mitchell:** Do plants that use coal own the coal? They do not go and buy it.

**Mr. Butler:** Typically, yes.

**Senator Mitchell:** Implicit in all of this effort you are making, not explicit in all this effort you are making, is answering the question of what do we do with climate change and carbon emissions. What is your industry's appreciation of the severity of the climate change issue? Do you accept it or are you just doing this because you have to? Would you see it as essential to price carbon? If so, would you like to see a tax or a cap and trade?

**Mr. Butler:** Our organization has not given me a mandate to discuss things related to positions on climate change or what legislation should be or things of that nature. If you go back to the first bullet here, and I want to emphasize this, our objective is to demonstrate that coal-fired plants can effectively address environmental issues and move us towards a cleaner future.

We do recognize that we need to find viable solutions to lower coal plant emissions. We have been doing that for over a decade. As a testimony to our commitment to that, we spent over \$50 million over the last decade doing that.

One of the messages that I can bring on this is that the industry is looking for clarity. It is difficult for us — going back to your earlier question — to answer the question of what to build, because if the carbon price is high, that may dictate we build these

attractant grâce aux centrales électriques au gaz naturel à cycle combiné. Toutefois, si les prix du gaz augmentent, la situation pourrait changer. Les centrales alimentées au gaz naturel renferment des risques parce qu'on ne peut pas se protéger contre de futures fluctuations des prix. En Ontario, on a décidé d'aller de l'avant quand même. Les consommateurs ontariens prennent ce risque. C'est la raison pour laquelle on construit ces centrales. Les compagnies à l'origine de ces centrales se présentent à leur banque avec un contrat d'achat d'électricité à long terme conclu avec l'Ontario, et les banques veulent bien faire affaire avec elles, étant donné qu'elles ne prennent pas de risques.

Or, si vous vous présentez à la banque en disant qu'il n'y a aucun moyen de se protéger contre les pertes associées à l'augmentation du prix du combustible pour les 20 prochaines années, comme c'est le cas en ce moment en Alberta, c'est une autre paire de manches. Il y a beaucoup d'instabilité du côté des combustibles, ce qui compte pour beaucoup dans le coût d'une installation au gaz naturel à cycle combiné, et ce, sans parler de l'exposition potentielle au prix de l'électricité en Alberta, qui fluctue aussi énormément.

Dans le cas d'une centrale alimentée au charbon, le coût du charbon est fixé en grande partie dès le départ, au moment même d'acheter les grues, les camions et les pelles. C'est très différent, et le charbon n'est pas ce qu'il y a de plus coûteux dans une centrale, comparativement au gaz naturel.

**Le sénateur Mitchell :** Les centrales alimentées au charbon possèdent-elles le charbon? Elles ne vont pas l'acheter?

**M. Butler :** Habituellement, oui.

**Le sénateur Mitchell :** Que fait-on sur les plans des changements climatiques et des émissions de carbone qui, compte tenu de vos activités, sont deux préoccupations incontournables? Qu'est-ce que votre industrie pense de la sévérité des normes relatives aux changements climatiques? Y adhérez-vous par obligation? Considérez-vous qu'il serait essentiel d'attribuer un prix aux émissions de carbone? Si oui, envisageriez-vous une taxe ou un système de plafonnement et d'échange?

**M. Butler :** Notre organisation ne m'a pas demandé de me prononcer sur la question des changements climatiques ni sur les mesures législatives qui s'imposent. Si vous retournez au premier point, et je tiens à le souligner, vous verrez que notre objectif est de montrer que la production d'électricité au charbon peut répondre à des préoccupations environnementales et nous mener vers un avenir énergétique plus propre.

Nous reconnaissons la nécessité de trouver des solutions viables afin de réduire les émissions des centrales au charbon. Nous le faisons depuis plus d'une décennie. Nous avons d'ailleurs investi plus de 50 millions de dollars pour atteindre cet objectif.

Ce que je peux vous dire à ce sujet, c'est que l'industrie veut que les choses soient claires. Il nous est difficile — si je reviens à votre question — de vous dire ce qu'il faut faire, car si le prix du carbone est élevé, cela nous obligera à mettre au point ce genre de

kinds of technologies; but if the carbon price or the requirement to mitigate CO<sub>2</sub> is lower, that may open the door for us to build other technologies.

In the absence of clarity on that, it is difficult for our members to sort out what to build. They are taking enormous risks on that. If they bet on one technology and things turn out differently, they are in a different situation.

As it relates to the issue of climate change, our members recognize that they do need to do something about the emissions. That is what we have been spending a fair amount of our time on. In the early days, we looked at other emissions, like mercury, sulphur and other things. More recently, we have been focusing our attention on carbon capture technologies.

**Senator Mitchell:** Ultimately — again, this is more direct than I want to be — what difference does it make to you if whatever fuel you use keeps you competitive? If everyone has to use gas, why does TransAlta mind that it uses gas, particularly if it is saving the planet by doing it?

**Mr. Butler:** Looking at the economics of one technology versus another, it is not immediately clear that natural gas combined cycles —

**Senator Mitchell:** Because of this hedging problem. Everyone has that.

**Mr. Butler:** There is the risk issue but there is also the cost issue. If natural gas prices go back up to where they were three or four years ago, it is not immediately apparent that natural gas combined cycle units are competitive with coal units.

One natural gas combined cycle unit built just outside Calgary a few years ago, ran into financial difficulties because of the risk issues related to natural gas. That is one of the reasons we have so few in Alberta. Coal is abundant. It is essentially dirt; it is cheap and our members own a lot of it. Historically, they have taken advantage of that.

The question I have is that natural gas can be used for a lot of other purposes; and if industry in North America is forced away from coal, the demand for natural gas will go through the roof. It place upward pressure on the cost of natural gas, notwithstanding, in my view, shale gas. There is an issue there.

**Senator Brown:** These are very interesting proposals and figures that you have given us.

I was thinking that the Canadian Clean Power Coalition would be a coalition of more than just coal. I was thinking that maybe you would make some comparisons against other technologies that are trying to replace coal. Have you done any thinking about that at all — comparing wind power, for instance, where it costs a

technologies; à l'inverse, si le prix du carbone est bas ou si l'exigence à l'égard des émissions de CO<sub>2</sub> est inférieure, cela nous donnera la possibilité de construire d'autres technologies.

En l'absence de consignes claires, nos membres auront du mal à savoir vers quoi se tourner. Ils prennent des risques énormes. S'ils misent sur une technologie en particulier et que les choses se passent autrement, ils se retrouvent dans une situation différente.

Pour ce qui est des changements climatiques, nos membres sont conscients qu'ils doivent prendre des mesures concernant les émissions. C'est d'ailleurs pourquoi nous y avons consacré autant de temps. Au début, nous nous sommes plutôt attardés aux autres émissions, c'est-à-dire au mercure, au sulfure, et cetera. Plus récemment, nous nous sommes concentrés sur les technologies de captage du carbone.

**Le sénateur Mitchell :** Pardonnez-moi encore une fois d'être aussi direct, mais qu'est-ce que ça peut bien vous faire puisqu'au bout du compte, n'importe quel combustible vous permet de demeurer concurrentiel? Si tout le monde doit utiliser le gaz, en quoi cela dérange-t-il la société TransAlta, surtout si cela peut contribuer à sauver la planète?

**M. Butler :** Si on examine les coûts d'une technologie par rapport à une autre, il n'est pas clair que ce sont les centrales au gaz naturel à cycle combiné...

**Le sénateur Mitchell :** En raison de ce problème de protection. Tout le monde a ce problème.

**M. Butler :** Il y a la question des risques, mais aussi des coûts. Si le prix du gaz naturel retourne à ce qu'il était il y a 3 ou 4 ans, il n'est pas évident tout de suite que les installations au gaz naturel à cycle combiné peuvent faire le poids contre les centrales au charbon.

L'une des centrales au gaz naturel à cycle combiné qui a été construite tout près de Calgary il y a quelques années a éprouvé des difficultés financières en raison des risques dont je viens de parler. C'est la raison pour laquelle on en retrouve si peu en Alberta. Le charbon est une ressource abondante. Même si c'est une énergie polluante, elle ne coûte pas cher et nos membres en ont beaucoup. Il en ont toujours profité.

Ce qui me préoccupe, c'est que le gaz naturel peut servir à beaucoup d'autres fins; et si l'industrie en Amérique du Nord doit renoncer au charbon, la demande de gaz naturel va exploser. À mon avis, il y aura une pression à la hausse sur le coût du gaz naturel, et ce, même en dépit de l'exploitation du gaz de schiste. C'est risqué.

**Le sénateur Brown :** Vous nous avez exposé des propositions et des chiffres intéressants.

Je pensais que la Canadian Clean Power Coalition serait plus ouverte à d'autres combustibles que le charbon. J'aurais pensé que vous auriez peut-être fait des comparaisons avec d'autres technologies destinées à remplacer le charbon. Avez-vous envisagé l'énergie éolienne qui, par exemple, coûte beaucoup

lot of money to start with and then it gets 20 per cent of what was expected of it, and then you have solar power? Have you done any studies on those?

**Mr. Butler:** I can speak to that. I will start with solar. In the Province of Ontario, the Ontario Power Authority is granting contracts for people who build solar plants at \$440 a megawatt hour. That is six or seven times the prevailing power price as of now. If people want to do that, fine. If the government of Ontario wants to subsidize technologies that cost five or six times the prevailing cost of power they are free to do so. That is well above the cost of any technology I have shown you here today.

On wind, they are offering contracts for projects at \$135 per megawatt hour, and that is well above the \$90 per megawatt hour I have talked to you about in our presentation here today.

Again, wind is more expensive but it has a very green footprint. One of the difficulties with wind is that it is intermittent. You cannot tell when the wind will blow. If you want the lights to be on all the time, you cannot rely heavily on wind which will not be available all the time.

We do not have any difficulty with it, and most of our members have invested heavily in wind projects. TransAlta and Capital Power and others have a substantial amount of wind in their portfolio; but from a system perspective, you can only take so much because it is so intermittent.

There is room to build more wind projects. We recognize that, but it is difficult to finance them at this point because the costs in places like Alberta far exceed the prevailing cost of power in our markets right now.

**Senator Banks:** It is comforting, I think, to everyone to know that we will virtually never run out of coal. When we need power, when things get tough and everything else becomes a problem, we have lots of coal.

It is also comforting to know that the people who own it and consume it in our country are working hard. I was intrigued by Senator Mitchell's question and your answer to it as to why you are working hard, but let us ascribe it to altruism for the moment.

Most of the folks who are members of your association are consumers and producers of coal. Capital Power, for example, owns a lot of coal where we live. However, that is not true in Nova Scotia, so they import a lot of coal. They used to use Nova Scotia coal but they do not any more. They import it from Virginia mostly, I think.

There are some pretty big coal-producing companies in Canada who export coal, for example, and whose coal is not used in power generation domestically.

plus cher au départ et qui nous permet d'atteindre 20 p. 100 de nos objectifs, ou l'énergie solaire? Avez-vous réalisé des études à ce chapitre?

**M. Butler :** Je peux répondre. Je vais commencer par parler de l'énergie solaire. En Ontario, l'Office de l'électricité de l'Ontario octroie des contrats à des gens qui construisent des générateurs solaires au coût de 440 \$ par mégawattheure. Cela représente six ou sept fois le prix courant de l'électricité. Si les gens veulent le faire, tant mieux. Si le gouvernement ontarien accepte de financer des technologies qui reviennent cinq ou six fois plus cher que ce que coûte actuellement l'électricité, il est libre de le faire. C'est bien au-dessus du coût de toutes les technologies que je vous ai présentées aujourd'hui.

Quant à l'énergie éolienne, on offre des contrats pour des projets au coût de 135 \$ par mégawattheure, ce qui est de loin supérieur aux 90 \$ dont je vous ai parlé plus tôt.

Encore une fois, l'énergie éolienne est plus onéreuse, mais beaucoup plus verte. L'une des difficultés avec le vent, c'est que c'est intermittent. On ne peut pas prévoir quand le vent va souffler. Si vous voulez que les lumières soient constamment allumées, vous ne pouvez pas compter strictement sur l'énergie éolienne.

Nous n'y voyons aucun inconvénient, et nos membres ont investi massivement dans les projets d'énergie éolienne. Les sociétés TransAlta et Capital Power, entre autres, ont une proportion importante de leur portefeuille investie dans l'énergie éolienne; mais on ne peut pas dépendre uniquement d'un tel système, car c'est beaucoup trop irrégulier.

Chose certaine, il y a place à d'autres projets d'énergie éolienne. Nous en sommes conscients, mais il est difficile de les financer actuellement, étant donné que les coûts en vigueur dans des provinces comme l'Alberta dépassent largement le prix courant de l'électricité sur nos marchés actuels.

**Le sénateur Banks :** C'est tout de même rassurant de savoir qu'on ne sera jamais à court de charbon. Si les temps sont difficiles, au moins, nous avons du charbon en abondance pour produire de l'électricité.

Il est également rassurant de savoir que les gens qui possèdent et consomment le charbon au pays travaillent fort. J'ai été intrigué par la question du sénateur Mitchell ainsi que par votre explication à savoir pourquoi il en était ainsi, mais attribuons cela à l'altruisme pour l'instant.

La plupart des membres de votre association sont des consommateurs et des producteurs de charbon. La société Capital Power, par exemple, possède beaucoup de charbon où nous habitons. Cependant, ce n'est pas le cas en Nouvelle-Écosse, et on y importe beaucoup de charbon. On utilisait auparavant le charbon de la province, mais plus maintenant. Je pense que la majeure partie vient de la Virginie.

Il y a d'importantes compagnies productrices de charbon au Canada qui exportent du charbon, par exemple, et dont le charbon ne sert pas à produire de l'électricité au pays.



**Mr. Butler:** That is correct.

**Senator Banks:** Have you tried to attract to your membership coal producers per se? Have they any interest?

We do not hear much about the coal industry contributing to this research. We read a lot about the consumers of it contributing to this research, but the coal mining industry does not seem to have much to do with this.

**Mr. Butler:** Sherritt Coal, which is a very large producer of coal in Canada, is one of our members.

The second issue, as it relates to coal, is that there are two basic commodities for coal. There is thermal coal, which is used for the production of power and metallurgical coal, which is used for the production of heat. A significant amount of the coal in Canada is being exported overseas and other places.

We have approached organizations like the Coal Association of Canada about joining our organization. The vast majority of their members are metallurgical coal producers and they do not have a vested interest in doing anything to do with carbon capture because their coal is going to another continent.

**Senator Banks:** I understand the economic problems with that. You cannot say to someone who is exporting our coal to China that they have to pay more for our coal because we will invest in research to make it cleaner. However, the winds are not observers of national boundaries, and a lot of the pollution which is directly attributable to coal in our country is not generated in our country.

I guess you have answered my question; they are not interested. I think they should be.

**Mr. Butler:** I tried. We are looking for more members all the time.

**Senator Banks:** I hope they join you in this effort. With respect, in terms of what is at stake and the numbers that are involved in energy production and electricity consumption from all sources, but certainly from coal, \$5 million a year over 10 years is not a lot of money. To me, anything with more than three zeros on it is a lot of money and I do not even understand it, but \$5 million a year over a decade in the matter of producing and exporting energy is not a lot of money. That is a comment.

Where does the North Dakota CO<sub>2</sub> come from? Is it from a plant that makes something and it is a side product? We have always been intrigued by the fact that NRCAN is importing CO<sub>2</sub>. We blow it up into the air and NRCAN is paying a lot of money to bring in CO<sub>2</sub> on a pipeline that they largely helped to finance for purposes of oil enhancement, not for sequestration. Where does it come from?

**M. Butler :** C'est exact.

**Le sénateur Banks :** Avez-vous essayé d'attirer des producteurs de charbon parmi vos membres? Si oui, ont-ils manifesté de l'intérêt?

Nous n'entendons pas beaucoup parler du fait que l'industrie du charbon contribue à cette étude. Nous lisons que les consommateurs y contribuent, mais il semble que l'industrie charbonnière n'ait pas beaucoup à voir avec cette étude.

**M. Butler :** Sherritt Coal, qui est un important producteur de charbon au Canada, est l'un de nos membres.

Deuxièmement, sachez que le charbon a deux principales utilités. Il y a le charbon thermique, qui est utilisé dans la production de l'électricité, et le charbon métallurgique, qui sert à produire de la chaleur. Une grande proportion de notre charbon est exportée à l'étranger.

Nous avons demandé à des organisations comme l'Association charbonnière du Canada de se joindre à notre organisation. La grande majorité de ses membres sont des producteurs de charbon métallurgique et, par conséquent, ils n'ont pas d'intérêt direct dans le captage du carbone, étant donné qu'ils exportent leur charbon sur un autre continent.

**Le sénateur Banks :** Je comprends la situation. Vous ne pouvez pas dire à quelqu'un qui exporte du charbon en Chine que ses acheteurs doivent payer plus cher parce que nous devons investir dans la recherche afin de rendre cette énergie plus propre. Cependant, les vents ne tiennent pas compte des frontières nationales, et une grande partie de la pollution dans notre pays qui est directement attribuable au charbon n'est pas générée par notre pays.

J'imagine que vous avez répondu à ma question; ils ne sont pas intéressés. Je pense qu'ils devraient l'être.

**M. Butler :** J'ai essayé. Nous sommes toujours à la recherche de nouveaux membres.

**Le sénateur Banks :** J'espère qu'ils joindront leurs efforts aux vôtres. Avec respect, compte tenu de la situation et des chiffres liés à la production d'énergie et à la consommation d'électricité provenant de toutes les sources, mais particulièrement du charbon, sachez que cinq millions de dollars par année sur 10 ans, ce n'est pas beaucoup d'argent. Et je considère que tout ce qui compte plus de trois zéros représente beaucoup d'argent, mais à mon avis, cinq millions de dollars par année sur 10 ans pour produire et exporter de l'énergie, ce n'est pas beaucoup. C'est mon opinion.

D'où vient le CO<sub>2</sub> dans le Dakota du Nord? D'une usine qui fabrique quelque chose, un sous-produit? Nous avons toujours été intrigués par le fait que RNCAN importe du CO<sub>2</sub>. Nous le rejetons dans l'air et RNCAN paie beaucoup d'argent pour amener le CO<sub>2</sub> dans un pipeline qu'il a largement financé à des fins de récupération du pétrole, et non pas de séquestration. D'où cela provient-il?

**Mr. Butler:** There is a gasification plant in North Dakota and they are producing synthetic natural gas. They are actually producing methane or natural gas.

**Senator Banks:** This is a by-product.

**Mr. Butler:** Yes. That plant effectively went bankrupt a number of years ago. It is my understanding that the capital related to that plant has been largely written off. As part of the restructuring number of years ago, a plan was put in place to create economic value related to the CO<sub>2</sub>. A deal was struck between Saskatchewan and different government entities in the United States to bring large amounts of CO<sub>2</sub> into Saskatchewan for enhanced oil recovery purposes.

There are about 90 projects worldwide using enhanced oil recovery with CO<sub>2</sub>. That technology is fairly mature as it relates to enhanced oil recovery. The hope is that more of those projects will go forward.

**Senator Peterson:** Are you familiar with the IPAC-CO<sub>2</sub> in Regina?

**Mr. Butler:** Yes.

**Senator Peterson:** In terms of carbon capture, what process are they using?

**Mr. Butler:** The test centre is set up to test a number of different technologies. They have a supply of flue gas, much like a coal plant, and they can make that available to various people who want to study their technology with that flue gas. They are using a lot of what we call post-combustion capture technologies like the technologies that TransAlta is employing. They would set up test facilities there to take advantage of the flue gas available and that centre would allow them to use various measuring means and technologies to get a handle on how well the technology is working.

**Senator Peterson:** Did they ever get the demonstration project going at Boundary Dam?

**Mr. Butler:** My understanding is that they decided for the large scale project to postpone that technology.

**Senator Peterson:** That is the one with Saskatchewan and Montana.

**Mr. Butler:** I am not sure how they configured it, but more recently, for the Boundary Dam project, they had a proposal to reconfigure one of their 150-megawatt units with post-combustion capture. They were going to use the Cansolv technology. My understanding is that they made a public announcement several weeks back that they had suspended work on that project. They are going ahead with the rebuild of the underlying coal plant, but they are not going ahead with the carbon capture part of it.

**Senator Peterson:** I thought they had indicated they thought they were within five years of commercialization for carbon capture. Would you agree with that? That is maybe a little aggressive.

**M. Butler :** Il y a une usine de gazéification dans le Dakota du Nord où on produit du gaz naturel synthétique. On produit du méthane ou du gaz naturel.

**Le sénateur Banks :** C'est un sous-produit.

**M. Butler :** Oui. Effectivement, cette usine a fait faillite il y a quelques années. Je crois savoir qu'on a fait une croix sur le capital. Dans le cadre de la restructuration, il y a quelques années, on avait mis en place un plan en vue de rehausser la valeur économique. Une entente avait été conclue entre la Saskatchewan et différentes entités gouvernementales aux États-Unis pour acheminer de grandes quantités de CO<sub>2</sub> en Saskatchewan à des fins de récupération assistée du pétrole.

Il y a environ 90 projets partout dans le monde qui utilisent le CO<sub>2</sub> dans la récupération assistée du pétrole. De ce point de vue, cette technologie est bien mûre. Nous espérons que d'autres projets de ce genre seront mis en branle.

**Le sénateur Peterson :** Connaissez-vous le centre IPAC-CO<sub>2</sub>, situé à Regina?

**M. Butler :** Oui.

**Le sénateur Peterson :** Quel procédé de captage du carbone y utilise-t-on?

**M. Butler :** Le centre d'évaluation a été conçu pour mettre à l'essai différentes technologies. On offre un approvisionnement en gaz de charbon, semblable à ce qu'on retrouve dans une centrale au charbon, aux gens qui souhaitent mener des travaux de recherche dans le domaine. On y utilise beaucoup de ce que nous appelons les technologies de captage post-combustion, comme celles employées par TransAlta. On a mis en place des installations d'essai où les gens peuvent avoir accès à du gaz de charbon ainsi qu'à divers outils et mesures pour évaluer l'efficacité de la technologie.

**Le sénateur Peterson :** A-t-on travaillé sur le projet de démonstration du barrage Boundary?

**M. Butler :** Si j'ai bien compris, on a décidé de reporter le projet d'envergure.

**Le sénateur Peterson :** Le projet mené par la Saskatchewan et le Montana.

**M. Butler :** J'ignore comment on a procédé, mais plus récemment, en ce qui concerne le projet du barrage Boundary, on avait proposé de reconfigurer l'une de ces unités de 150 mégawatts en la dotant d'une technologie de captage post-combustion. On allait utiliser la technologie Cansolv. Je crois savoir qu'on a annoncé la suspension des travaux il y a plusieurs semaines. On poursuit la reconstruction de la centrale au charbon existante, mais on ne procède pas tout de suite au captage du carbone.

**Le sénateur Peterson :** Je croyais qu'on avait indiqué que la technologie de captage du carbone serait mise en œuvre d'ici cinq ans. Y croyez-vous? C'est peut-être un peu trop ambitieux.

**Mr. Butler:** We are hoping in Alberta to have a few plants built in five years. I do not know of any plants being built in Saskatchewan other than the Boundary Dam project, which was the one furthest along.

**Senator Massicotte:** Let me describe how I respond to your presentation and you can tell me where I am wrong. Sometimes a bit of information is dangerous.

I start with the premise that coal is highly polluting. It has serious consequences for our planet. I also acknowledge, you may not agree, that some people say that in the United States, 110,000 people die a year from the ash and the remnants of using coal-fired generation, and in Canada it must be 10,000 or 11,000 people a year. You say, what a disaster. We have to get rid of this stuff.

Then the practical side of me says that, from what I read, the world will spend a lot of money with alternative energy, wind and all kinds of stuff. Many countries doubled the use of alternate forms of energy, solar and wind predominantly, but in spite of that immense investment, I understand the increase of coal-fired production last year was even greater than all the alternative energy combined, predominantly in China. Here we are increasing the use of coal more than the alternative energies, in spite of the heavy subsidies we have.

How do we get out of this pickle? We are dependent on energy and coal. It is immensely important to society, but it has immense consequences.

I go fast forward. I am a big believer in the market. I guess the market will set a price taking in the cost of carbon, to make it fair to everyone else. So let the market decide how to allocate. If I did that speculation, I would not be surprised if we never get to \$90 or \$100 for a tonne of coal, because people will find alternate ways to reduce their consumption or other technology will arrive where the \$90 will never come to. In other words, coal will not be produced because people will find another way to save that \$90, if ever they had to pay for it. How do you respond to that? I know there is a lot of speculation there.

**Mr. Butler:** I am not disputing anything you say up to the \$90 a tonne. I do not have too much difficulty with all the commentary before that.

It is hard for me to speculate on behalf of my members. Let us say the carbon price in Canada was two things; one, \$90 a tonne and, two, you had to reduce your emissions by 90 per cent. It is one thing if it is \$90 a tonne but you only have to reduce your emissions by 10 per cent, and quite another thing if it is \$90 a tonne and you have to reduce your emissions by 90 per cent. There are two parts to that.

**M. Butler :** Nous espérons que l'Alberta aura construit quelques centrales d'ici cinq ans. Mis à part le projet du barrage Boundary, qui est le projet le plus avancé, je ne crois pas qu'il y ait d'autres centrales qui sont en construction actuellement en Saskatchewan.

**Le sénateur Massicotte :** Permettez-moi de répondre à votre exposé et dites-moi si j'ai tort. Il est souvent dangereux d'avoir peu d'information.

Je pars du principe que le charbon est très polluant. Il entraîne de graves conséquences pour notre planète. Vous pouvez ne pas être d'accord, mais certains disent qu'aux États-Unis, 110 000 personnes meurent chaque année à cause des cendres et des impacts de la combustion du charbon. Au Canada, cela toucherait entre 10 000 et 11 000 personnes chaque année. C'est un désastre. Nous devons nous débarrasser du charbon.

Par ailleurs, sur le plan pratique, d'après ce que j'ai lu, le monde entier déboursa beaucoup d'argent pour la production des énergies de remplacement, soit éolienne ou autre. De nombreux pays utilisent aujourd'hui deux fois plus les énergies de remplacement, surtout solaire et éolienne, mais malgré cet investissement substantiel, je crois que l'augmentation de l'électricité produite par les centrales alimentées au charbon l'an dernier était supérieure à toutes les énergies de remplacement combinées, surtout en Chine. Ici, nous avons davantage recours au charbon qu'aux autres formes d'énergie de remplacement, malgré les subventions considérables dont nous disposons.

Comment s'en sort-on dans ce cas? Nous dépendons de l'énergie et du charbon. Le charbon est très important pour la société, mais il a d'immenses répercussions.

Revenons à aujourd'hui. Je crois fermement aux forces du marché. Je présume que le marché établira un prix en fonction du coût du carbone, afin que ce soit juste pour tout le monde. Laissons donc les forces du marché agir. Si je faisais cette spéculation, je ne serais pas surpris qu'on n'obtienne jamais 90 \$ ou 100 \$ pour une tonne de charbon, parce que les gens trouveraient d'autres moyens de réduire leur consommation ou opteraient pour d'autres technologies. Autrement dit, on ne produirait plus de charbon parce que les gens trouveraient une autre façon d'économiser ces 90 \$, s'ils devaient payer pour cela. Qu'en pensez-vous? Je sais qu'il y a beaucoup de spéculations là-dessus.

**M. Butler :** Je suis d'accord avec vous sur ce qui précède les 90 \$ la tonne. J'ai toutefois du mal à accepter le reste.

Il m'est difficile de spéculer au nom de mes membres. Supposons qu'au Canada, deux mesures s'appliquent au carbone; d'une part, il faut payer 90 \$ la tonne et, d'autre part, il faut réduire les émissions de 90 p. 100. Si on doit payer 90 \$ la tonne et réduire ses émissions de 10 p. 100, c'est une chose, mais si on doit payer 90 \$ la tonne et réduire ses émissions de 90 p. 100, c'en est une autre. Il y a deux éléments ici.

If you only had to reduce your emissions by 10 per cent, chances are people would try to buy their way out.

At \$90 a tonne and if you had to capture 90 per cent of your CO<sub>2</sub>, chances are people would want to try to buy their way out.

I am speaking personally as I cannot speak on behalf of my members. The reason for that is that even if I had a technology at \$90 a tonne right now, the risk of me buying the credits is zero. However, my adopting a technology that has never been built that I think is \$90 a tonne is a risky proposition at this point. I would think that the cost would have to go above \$90 before I would want to adopt a technology that is risky.

I would tend to agree with you that if the carbon price goes that high, at least in the short term with the technologies we have, it is unlikely that many of these plants would be built. There would be a few. I think you are right. People would try to find other ways to keep the lights on, and maybe there are those ways. I am not sure. Building these technologies is a very expensive proposition and is very risky.

**Senator Massicotte:** Many countries in Europe and cities in the United States have higher electricity costs than we do. We have a lot of bright people in our country and they all arrive at the same answer, let the market do so. The problem is political. Consumers respond negatively to price increases, in spite of the fact that in Quebec we are super-cheap.

If you look at how much other countries are paying for electricity, can you learn from that? If you try to convert that into a CO<sub>2</sub> carbon tax or cost, what would you see happening in Canada if we did go to the full price of carbon? You mentioned earlier we are subsidizing wind, which is probably not the right solution. What would you do?

**Mr. Butler:** A couple of things would happen. If you went to \$90 a tonne, consumers would then have a price that would be an incentive to conserve electricity. That is something they might adopt on their own if the pricing is high enough.

I was speaking to someone at NRCan who lived in Europe, who said that the power prices were so high there that they thought twice before doing certain things with electricity. They might find other ways to deal with it.

There are many provinces and states that are looking at conserving electricity as a cheaper means than generating it. I would agree with you that there are other green technologies that could be adopted more widely than available right now. As I mentioned with wind, there is an opportunity to build more wind, but you cannot rely too heavily on it because it is so intermittent.

Si on n'a qu'à réduire les émissions de 10 p. 100, il y a de fortes chances que les gens essaient de s'en tirer en payant.

Si on doit payer 90 \$ la tonne et capter 90 p. 100 de ses émissions de CO<sub>2</sub>, il est fort probable que les gens voudront se tirer d'affaire à coup d'argent.

C'est mon opinion personnelle, car je ne peux pas parler à la place de mes membres. Ce qui explique cela, c'est que même si j'avais une technologie qui coûte 90 \$ la tonne, les chances que j'achète des crédits sont nulles. Toutefois, pour l'instant, je considère qu'il serait risqué d'adopter une technologie qui n'a jamais été construite et qui me coûterait 90 \$ la tonne. Il faudrait que le coût soit supérieur à 90 \$ pour que je veuille adopter une technologie qui comporte des risques.

J'aurais tendance à penser comme vous que si le prix du carbone est aussi élevé, du moins, à court terme, avec les technologies dont nous disposons, il est probable que bon nombre de ces centrales ne voient pas le jour. On en construirait peu. Je pense que vous avez raison. Les gens essaieraient de trouver d'autres moyens, et il y a peut-être d'autres options. Je ne suis pas sûr. Chose certaine, l'élaboration de ces technologies est très onéreuse et risquée.

**Le sénateur Massicotte :** Les coûts d'électricité sont plus élevés dans de nombreux pays d'Europe et villes américaines. Notre pays regorge de gens brillants, et ils arrivent tous à la même conclusion : laissons les forces du marché agir. Le problème est d'ordre politique. Les consommateurs répondent très négativement à la hausse des prix, et ce, en dépit du fait que l'électricité est très bon marché au Québec.

Si vous pensez au prix que paient les autres pays pour l'électricité, quelle leçon pouvez-vous en tirer? Si vous essayez de convertir cela en une taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> ou sur le carbone, à votre avis, que se passerait-il au Canada si nous devions payer le plein prix du carbone? Vous avez indiqué plus tôt que nous finançons l'énergie éolienne, ce qui n'est probablement pas la bonne solution. Que feriez-vous?

**M. Butler :** Plusieurs choses se produiraient. Si on devait payer 90 \$ la tonne, le prix que devraient payer les consommateurs les inciterait à économiser l'électricité. C'est peut-être quelque chose qu'ils feraient par eux-mêmes de toute façon si les prix étaient trop élevés.

J'ai parlé à un employé de NRCan qui a habité en Europe, et cette personne m'a dit que les coûts d'électricité étaient si élevés qu'ils y pensaient à deux fois avant d'utiliser l'électricité. Ils essaient de trouver des façons de s'en passer.

De nombreux États et provinces considèrent qu'il est moins coûteux de réduire la consommation d'énergie. Je suis d'accord avec vous pour dire qu'il y a d'autres technologies vertes qui pourraient être adoptées à plus grande échelle que ce que nous avons à l'heure actuelle. Comme je l'ai dit plus tôt, il y a place à d'autres projets d'énergie éolienne, mais on ne peut pas se fier uniquement à cette source parce que le vent est trop intermittent.

**Senator Massicotte:** If you look at Europe, in spite of very high electricity costs, wind is still being subsidized. Even at \$90, I am not sure what the conversion price is, it is not adequate.

**Mr. Butler:** There are still opportunities to build more hydro facilities. They have not been built because they are so far away from load centres that they are expensive to build. People might look at that. I have not looked at the studies more recently, but things like nuclear might be of interest to people because the carbon footprint is low. That may or may not be attractive to people, but in a small market like Alberta, if you were to build two nukes, which is what you need to do to take advantage of economies of scale, that would add about five or six years worth of generation growth in one year, which would be problematic for that small market. There are market issues for why it would be problematic to adopt that in a small market.

I would agree with you that, at \$90 a tonne, there may be other things people would look at, like biomass co-firing. There are other things that you might want to do. I am not trying to push carbon capture. I am just saying that this is what we found about carbon capture, and we found that there may be cheaper ways to reduce the emissions from power production than that technology.

If you want to reduce emissions on a large scale, we cannot ignore that technology. It is something we have to keep in our back pocket. Hopefully, over time, the costs will come down.

**Senator Neufeld:** Thank you for your presentation. I appreciate it very much. I apologize for being late.

**Mr. Butler:** It is okay.

**Senator Neufeld:** Is it? I am sure the chair will chastize me later.

You talked about conservation a minute ago. Conservation is the cheapest form of energy you can get today. There are ways to actually make conservation work. I agree with you that some provinces, but not all, are doing a lot of work. The province I live in is doing a lot of work. It costs a bit, but there are great ways to save a lot of energy.

I have been to Europe and looked at some of the plants there, where they grow the trees on site, burn them, generate electricity and have heat for the community. Their prices are somewhat higher than what we have, depending on where you are in Europe.

When we look at sequestration for coal-fired generation, the U.S. is over 50 per cent coal-fired. Can I ask how closely your organization works with organizations in the U.S.? I know quite a few are doing a tremendous amount of work. They know they have to do something. They have an awful lot of clean up to do in the U.S. Do you work closely with the U.S.? I think governments

**Le sénateur Massicotte :** Si vous prenez l'Europe, malgré des coûts d'électricité très élevés, l'énergie éolienne est tout de même subventionnée. Même à 90 \$ la tonne — j'ignore quelle est la conversion —, ce n'est toujours pas adéquat.

**M. Butler :** Il est toujours possible de construire d'autres installations hydroélectriques. Si on n'a pas mis là-dessus, c'est parce qu'elles sont beaucoup trop loin des centres de consommation et qu'elles coûtent très cher à construire. Les gens devraient y réfléchir. Je n'ai pas examiné les études qui ont été menées récemment, mais je pense que l'énergie nucléaire, entre autres, pourrait intéresser les gens, étant donné qu'elle produit de très faibles émissions de carbone. Cela peut être attrayant ou non, mais dans un petit marché comme l'Alberta, si vous deviez construire deux centrales nucléaires, ce qui est nécessaire pour réaliser des économies d'échelle, cela équivaldrait à cinq ou six années de production en un an, ce qui serait problématique pour ce petit marché. Il y a donc certains facteurs qui pourraient poser problème dans un petit marché.

Je conviens qu'à 90 \$ la tonne, il se peut que les gens se tournent vers d'autres choses, comme la cogénération à la biomasse. Il y a peut-être d'autres options. Je ne privilégie pas le captage du carbone. Je ne fais que vous faire part de nos découvertes concernant le captage du carbone, et nous avons conclu qu'il y a possiblement des moyens plus économiques que cette technologie pour réduire les émissions découlant de la production d'électricité.

Cependant, si vous voulez réduire les émissions à grande échelle, vous ne pouvez pas faire fi de cette technologie. C'est une option qu'il faut garder en réserve. Il est à espérer qu'au fil du temps, les coûts diminueront.

**Le sénateur Neufeld :** Merci pour votre exposé. Je vous en suis très reconnaissant. Je vous prie d'excuser mon retard.

**M. Butler :** Ce n'est pas grave.

**Le sénateur Neufeld :** Vous êtes sûr? Je suis certain que le président n'hésitera pas à me réprimander plus tard.

Vous avez parlé d'économie d'énergie il y a une minute. C'est la forme d'énergie la moins coûteuse qu'on puisse avoir aujourd'hui. Il y a des façons d'y arriver. Je suis d'accord avec vous pour dire que certaines provinces, pas toutes, déploient des efforts dans ce sens. C'est le cas de ma province. Ça coûte un peu d'argent, mais il y a bien des façons de réduire notre consommation d'énergie.

Je suis allé en Europe et j'ai vu quelques-unes des usines qui y sont établies. On y cultive les arbres sur place, on les brûle, et on génère de l'électricité et de la chaleur pour la communauté. Les coûts d'électricité sont plus élevés là-bas, dépendamment de l'endroit où vous êtes.

Quand il est question de séquestration du carbone, il faut se rappeler que 50 p. 100 de l'électricité produite aux États-Unis provient du charbon. Votre organisation collabore-t-elle étroitement avec les organisations américaines? J'en connais quelques-unes qui font de l'excellent travail. Elles savent qu'elles doivent faire quelque chose. Il y a un gros ménage à faire aux

in Canada and the U.S. ought to be working closely to try to figure out how to use carbon capture, because I think it is one of the answers, along with industry and organizations like yours. Do you actually work closely?

**Mr. Butler:** Sure. Let us go back to page 3 to Basin Electric, and you see in brackets it says it includes the Lignite Energy Council. The Lignite Energy Council is a coalition of about 30 utilities that produce power with coal in the United States. We have become a member of that organization, and they sit on our technical committees. We share information. We are hoping to share studies going forward. We started doing some of that work. One of their members is a formal member of our organization. We are working closely together on study work and sharing information.

The third bullet down is the Electric Power Research Institute in the United States, which is a large organization that does fundamental work on the electric power industry. They are doing a lot of work trying to find ways to green up coal, for instance. Not only are they a member of our organization, but we have actually commissioned them to do studies for us as well.

The third element is that one of the studies we commissioned the Electric Power Research Institute to do is of particular interest to the National Energy Technology Lab in the United States. They are coming to one of our technical committee meetings in March to sit down and talk to us about the results of that work, and we will share notes in March. We are trying to work closely with them.

I am doing a lot of work with an entity called the CO<sub>2</sub> Capture Project, which is a group of seven international oil and gas companies. I have a lot of hats on. I am trying to find ways to work with those folks and to share information with those folks as well.

**Senator Neufeld:** You talked about pellets. We produce most of the pellets in Western Canada in British Columbia. They are shipped to Europe.

**The Chair:** These are wood pellets.

**Senator Neufeld:** Wood pellets, yes.

**The Chair:** What type of wood does that come from?

**Senator Neufeld:** It comes from waste.

**The Chair:** Is it softwood?

**Senator Neufeld:** It can come from either, but mostly softwood, pine beetle wood or waste from plants, spruce and so forth.

États-Unis. Travaillez-vous en étroite collaboration avec eux? J'estime nécessaire que les gouvernements canadien et américain collaborent afin de trouver comment procéder au captage du carbone, parce qu'à mon avis, c'est l'une des options qui s'offrent à l'industrie et aux organisations comme la vôtre. Alors qu'en est-il de vos relations avec les États-Unis?

**M. Butler :** Nous sommes très près des États-Unis. Si nous revenons à la page 3, à la coopérative Basin Electric, vous verrez, entre parenthèses, le Lignite Energy Council. Il s'agit d'une coalition qui regroupe près de 30 services publics d'électricité au charbon aux États-Unis. Nous avons adhéré à cette organisation, tout comme elle siège à nos comités techniques. Nous échangeons de l'information. Nous espérons pouvoir mettre en commun des études dans le futur. Nous avons déjà entrepris des travaux dans ce sens. Un de ses membres est membre officiel de notre organisation. Nous travaillons de concert sur des études et nous échangeons de l'information.

Le troisième point est l'Electric Power Research Institute, qui est une importante organisation américaine très active dans le secteur de l'électricité. Il s'emploie notamment à trouver des moyens de rendre la production d'électricité au charbon plus propre. Non seulement fait-il partie de notre organisation, mais il réalise aussi des études pour notre compte.

D'ailleurs, l'une des études que nous avons commandées intéresse tout particulièrement le National Energy Technology Lab des États-Unis. Des membres de cette organisation assisteront à l'une des réunions de notre comité technique en mars prochain afin que nous discutons des résultats de cette étude et que nous mettions nos notes en commun. Nous essayons de travailler en étroite collaboration avec eux.

Je m'implique également beaucoup auprès d'une entité appelée le CO<sub>2</sub> Capture Project, qui est un groupe de sept compagnies gazières et pétrolières internationales. J'occupe plusieurs rôles. J'essaie de travailler avec eux et d'échanger de l'information.

**Le sénateur Neufeld :** Vous avez parlé des granules. La grande majorité des granules sont produites dans l'Ouest canadien, en Colombie-Britannique. Elles sont ensuite acheminées vers l'Europe.

**Le président :** Ce sont des granules de bois.

**Le sénateur Neufeld :** Tout à fait.

**Le président :** De quel type d'arbre cela provient-il?

**Le sénateur Neufeld :** Ils sont produits à partir de déchets.

**Le président :** Du bois résineux?

**Le sénateur Neufeld :** Entre autres, mais surtout des conifères, des arbres ravagés par le dendroctone du pin ou des déchets d'origine végétale, des épinettes, et cetera.

I believe Sweden has a large coal-fired plant where they burn about half of the pellets produced in British Columbia. Sweden is a long way away. Sweden's rates for electricity were not that much different than what we experience.

Can you tell me why they do not use more pellets in Alberta? I noticed you said that we have to keep more of those here. When I talk to the pellet guys, they say it is a matter of actually making a commitment to buy them. It is not about trying to keep them here, but about the industry that burns coal to generate electricity not ponying up to the pump back home. Can you tell me why?

**Mr. Butler:** The Swedes are doing this not because the fuel is cheap. The pellets are not cheap. They are doing this because their CO<sub>2</sub> mitigation costs are expensive. They are doing this as a way to avoid having to pay substantial dollars on a dollar per tonne basis to reduce CO<sub>2</sub> emissions. At \$15 a tonne in Alberta, it does not make sense for us to buy wood pellets. There are cheaper ways to either pay the \$15 a tonne or find other ways to reduce our CO<sub>2</sub> emission. Most people are paying the \$15 a tonne, I would suspect, and that is much cheaper than buying pellets from B.C.

**Senator Neufeld:** What is the per tonne cost in Sweden of CO<sub>2</sub>?

**Mr. Butler:** I am not familiar with that.

**Senator Neufeld:** It is actually not much different than here. I do have some difficulty with the industry. You recognize we have to clean up a bit. We have a product that is made in Canada that is actually closer to Alberta than Sweden is to British Columbia, and we are not using that. I think it is mostly because of dollar value, and there are probably no rules in place to make it happen. I hate to see those things happen. I would rather see it happen voluntarily.

On the page about generating capacity by province, page 11, when I look at the colours, do you show Newfoundland, the last one, as having nuclear?

**Mr. Butler:** No. That is the second bullet down, being hydro.

**Senator Neufeld:** I got the blue, but there is a little blue mark down at the very bottom. I had to take my glasses off too, sir. That relates to the nuclear. You have none in New Brunswick.

**Mr. Butler:** That would be heavy oil.

**Senator Neufeld:** That is heavy oil? Yellow? I can tell the difference between yellow and blue. New Brunswick, which does have nuclear energy, has nothing showing it is there. That is just a comment on your chart.

**Mr. Butler:** You are right. I will have to talk to Statistics Canada about their statistics.

Si je ne me trompe pas, la Suède a une importante centrale électrique alimentée au charbon où on brûle près de la moitié des granules produites en Colombie-Britannique. La Suède, ce n'est pas la porte à côté. Et les coûts d'électricité là-bas ne sont pas si différents d'ici.

Dans ce cas, pourriez-vous me dire pourquoi on n'utilise pas davantage de granules en Alberta? Je vous ferai remarquer que vous avez dit que nous devrions en garder davantage ici. Quand j'ai parlé aux responsables, on m'a dit qu'il suffisait de conclure une entente avec eux. Il n'est donc pas question de les garder ici; l'industrie préfère produire de l'électricité à partir du charbon et ne veut pas assumer les coûts. Pourriez-vous nous dire pourquoi?

**M. Butler :** Les Suédois ne choisissent pas ce combustible parce qu'il est bon marché. Au contraire, les granules coûtent cher. Ils font plutôt cela en raison des coûts élevés liés à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Ils s'évitent ainsi de devoir payer une somme considérable pour chaque tonne afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. À 15 \$ la tonne en Alberta, ce n'est pas avantageux pour nous d'acheter des granules de bois. Il y a des façons plus économiques de payer 15 \$ la tonne ou de trouver d'autres moyens de réduire nos émissions de CO<sub>2</sub>. Je présume que la plupart des gens paient les 15 \$ la tonne, et cela revient moins cher que d'acheter des granules de la Colombie-Britannique.

**Le sénateur Neufeld :** Quel est le coût par tonne en Suède en ce qui concerne les émissions de CO<sub>2</sub>?

**M. Butler :** Je l'ignore.

**Le sénateur Neufeld :** Ce n'est pas très différent d'ici. J'éprouve certaines réserves à l'égard de l'industrie. Vous reconnaissez qu'il faut remédier à la situation. Nous avons un produit qui est fabriqué au Canada et qui est beaucoup plus près de l'Alberta que de la Suède, et nous ne l'utilisons pas. Je pense que c'est principalement attribuable à la valeur du dollar, et il n'y a probablement aucune règle en place pour que cela se fasse. Je déteste quand de telles choses se produisent. Je préférerais que ce soit volontaire.

Si vous prenez la page 11, qui illustre la capacité de production par province, pouvez-vous me dire si Terre-Neuve-et-Labrador, la dernière colonne, produit de l'énergie nucléaire?

**M. Butler :** Non. Cela se rapporte à l'énergie hydroélectrique.

**Le sénateur Neufeld :** Je vois le bleu, mais on dirait qu'il y a une ligne très fine dans le bas. J'ai dû également enlever mes lunettes, monsieur. Il s'agit de l'énergie nucléaire. Il n'y en a pas au Nouveau-Brunswick.

**M. Butler :** Dans ce cas, ce serait le pétrole lourd.

**Le sénateur Neufeld :** Le pétrole lourd? En jaune? Je peux très bien distinguer le jaune du bleu. Le Nouveau-Brunswick produit de l'énergie nucléaire et cela n'est pas indiqué ici. C'est simplement une observation.

**M. Butler :** Vous avez raison. Je devrai en discuter avec Statistique Canada.

**Senator Neufeld:** We have trouble with Statistics Canada and their statistics.

**Senator Dickson:** I want to follow up on some of the questions Senator Neufeld asked. I apologize as well for being a bit late. It was an excellent presentation.

In the area of cooperation, you enumerated certain agencies that you cooperate with in the United States. Would you like to comment about the SuperGen project in the United States and how closely we work there, or not, and where that stands?

**Mr. Butler:** I believe you are referring to FutureGen. There was FutureGen 1.0, and now we are dealing with FutureGen 2.0.

FutureGen 1.0 was one of these gasification technologies that we referred to earlier. The thinking several years ago, based on what I call the propaganda literature, was that that technology was the way to go. When the Department of Energy started looking into this and the costs became clearer, it became clear that that was an expensive technology, so they abandoned that technology.

FutureGen 2.0 is an oxyfuel technology, which is what I referred to earlier. B&W, one of the largest boiler makers in the world, is involved in that technology, and they are doing a big study with EPRI on the cost of doing oxyfuel. We are hoping to do a subsequent study with EPRI based on that information. We are not directly involved in the FutureGen project, but we will hopefully get involved in some of the study work that will be done related to the cost of oxyfuel from the folks who are actually building FutureGen.

**Senator Dickson:** Perhaps I am wrong on this, but considering the cooperation between the present President of the United States and our Prime Minister in Canada, is there some way or another that we can leverage into that more directly?

**Mr. Butler:** I am not familiar with that. I spoke with the folks at NRCan today who are doing work with cooperation between Canada and the United States and that certainly has not come up. To my knowledge, there is no opportunity for us to get involved in that project. The closest we can get involved in it is through these other studies that we are hopefully getting involved in.

**Senator Dickson:** One of the companies participating in the project in the United States was Xstrata Coal, and they have an interest in Canada. Is there any way to work through Xstrata to get closer to that project?

**Mr. Butler:** If Xstrata were one of our members there would certainly be the opportunity to do that. They are not at this point. It is not something our members have expressed a strong interest in.

**Le sénateur Neufeld :** Nous avons des problèmes avec Statistique Canada et leurs statistiques.

**Le sénateur Dickson :** J'aimerais revenir sur certaines questions qu'a posées le sénateur Neufeld. Veuillez aussi excuser mon retard. Votre exposé était excellent.

Sur le plan de la collaboration, vous avez énuméré certaines organisations avec qui vous collaborez aux États-Unis. Pourriez-vous nous parler du projet SuperGen, qui est mené aux États-Unis, et nous dire dans quelle mesure nous y participons ou non et ce qu'il advient de ce projet?

**M. Butler :** Je pense que vous faites plutôt référence au projet FutureGen. Il y a eu FutureGen 1.0, et nous travaillons maintenant sur FutureGen 2.0.

FutureGen 1.0 était l'une de ces technologies de gazéification dont nous avons parlé plus tôt. Il y a plusieurs années, en fonction de ce que j'appelle la littérature de propagande, on pensait que cette technologie serait la solution. Lorsque le ministère de l'Énergie s'est penché là-dessus et a constaté à quel point cette technologie était onéreuse, on a abandonné le projet.

FutureGen 2.0 est une technologie d'oxycombustion, dont j'ai parlé plus tôt. B&W, l'un des plus grands chaudiéristes dans le monde, utilise cette technologie et mène une étude importante de concert avec l'EPRI sur les coûts liés à l'oxycombustion. Nous espérons effectuer une étude ultérieure avec l'EPRI en fonction des informations recueillies. Nous ne participons pas directement au projet FutureGen, mais nous prendrons part, espérons-le, à une partie des travaux d'étude relatifs aux coûts de l'oxycombustion qui seront effectués par les gens qui préparent actuellement le projet FutureGen.

**Le sénateur Dickson :** Je fais peut-être fausse route, mais n'y aurait-il pas moyen de tirer parti de façon plus directe de la collaboration qui existe entre le président actuel des États-Unis et notre premier ministre du Canada?

**M. Butler :** Je n'en sais rien. J'ai discuté aujourd'hui avec les gens de RNCan qui participent à cette collaboration entre le Canada et les États-Unis, mais il n'en a pas été question. À ma connaissance, il n'y a aucun moyen pour nous de prendre part à ce projet. La meilleure façon d'y participer, c'est par les autres études.

**Le sénateur Dickson :** Xstrata Coal est l'une des entreprises participant au projet aux États-Unis et elle s'intéresse au Canada. Y aurait-il moyen de passer par Xstrata pour avoir accès à ce projet?

**M. Butler :** Si Xstrata était membre de notre coalition, ce serait certainement possible de le faire. Mais elle ne l'est pas en ce moment, et ce n'est pas quelque chose qui semble intéresser particulièrement nos membres.



**Senator Dickson:** Let us turn our minds to Australia. Is it so that the former Prime Minister of Australia and our Prime Minister had a cooperation agreement in so far as clean coal technologies were concerned?

**Mr. Butler:** If there is one I am not aware of it.

**Senator Dickson:** It would be interesting to pursue that.

**Mr. Butler:** We are members of the Global CCS Institute as well, which is an Australian organization. In terms of cooperation, we are involved in that organization. We get access to their study work and the insights. TransAlta, which is building the Pioneer Project, also has a separate contract with the Global CCS institute to share information. They are quite involved with that organization as well in Australia.

**Senator Dickson:** Coming to the cost per ton of producing coal, what kind of figures were you using per ton for production? Are they new figures or old figures? What method of production was it? Was it strip mining?

**Mr. Butler:** It depends on which province you are in. I do not want to get into the details, but when we looked at some of the study work we looked at three types of coals: The coals that were imported into Nova Scotia, the coals that were being mined in Saskatchewan and the coals that were being mined in Alberta. For Alberta and Saskatchewan purposes, we were using extension of the existing strip mines. For some of the study work we are currently doing for Nova Scotia, we were looking at roughly the cost of importing it into Nova Scotia.

We were looking at \$20 or \$30 a ton, maybe \$40 a ton as the range of the cost of acquiring coal in, say, Saskatchewan and Alberta, in that kind of range.

**Senator Dickson:** What was it in Nova Scotia?

**Mr. Butler:** I do not have the numbers offhand with me. It would be higher than that because they are importing it and the transportation costs would be higher.

**Senator Dickson:** Would you be surprised to learn that production per ton and per man hour has come down really substantially in the past five years with regard to underground mining in Nova Scotia is concerned? In other words, at one time the Crown Corporation employed roughly, do not hold me to these figures, 1,200 miners underground. Now they can produce almost twice as much coal with 250 men. That is a big difference, is it not?

**Mr. Butler:** That is. We have not taken a look at that. We have been provided with the numbers from Nova Scotia Power that they were prepared to disclose to us.

**Senator Dickson:** That is right. That is fine, sir.

**The Chair:** Will you set him straight on Xstrata?

**Le sénateur Dickson :** Parlons maintenant de l'Australie. Est-il vrai que l'ancien premier ministre de l'Australie et notre premier ministre avaient conclu un accord de coopération en ce qui concerne les technologies du charbon épuré?

**M. Butler :** S'il y en a un, je ne suis pas au courant.

**Le sénateur Dickson :** Il serait intéressant d'examiner cette question.

**M. Butler :** Nous sommes aussi membres du Global CCS Institute, une organisation australienne. Nous collaborons avec cette organisation. Nous avons accès à leurs travaux et aux données. TransAlta, qui met sur pied le projet Pioneer, a aussi un contrat distinct avec le Global CCS Institute pour le partage de renseignements. Elle collabore étroitement avec cette organisation également en Australie.

**Le sénateur Dickson :** En ce qui a trait au coût par tonne de la production du charbon, quelles données utilisiez-vous? Était-ce de nouvelles ou d'anciennes données? De quelle méthode de production s'agissait-il? De l'exploitation en découverte?

**M. Butler :** Tout dépend de la province. Je ne veux pas entrer dans les détails, mais dans le cadre de notre examen des travaux, nous nous sommes penchés sur trois types de charbon : le charbon importé en Nouvelle-Écosse, le charbon extrait en Saskatchewan et le charbon extrait en Alberta. Pour l'Alberta et la Saskatchewan, nous avons utilisé les données des mines à ciel ouvert existantes. Dans le cadre des travaux que nous effectuons actuellement pour la Nouvelle-Écosse, nous nous sommes penchés sur les coûts d'importation du charbon dans cette province.

Les coûts d'acquisition du charbon se situaient entre 20 \$ et 30 \$ la tonne, peut-être 40 \$ la tonne, environ, en Saskatchewan et en Alberta.

**Le sénateur Dickson :** De combien parlait-on en Nouvelle-Écosse?

**M. Butler :** Je n'ai pas les chiffres en tête. Ils sont plus élevés parce qu'on importe le charbon et que le coût du transport est supérieur.

**Le sénateur Dickson :** Seriez-vous surpris d'apprendre que la production par tonne et par heure-personne a diminué considérablement au cours des cinq dernières années en ce qui concerne l'exploitation minière souterraine en Nouvelle-Écosse? Autrement dit, à un certain moment, la société d'État employait, si je ne m'abuse, environ 1 200 mineurs sous terre. Maintenant, elle peut produire presque deux fois plus de charbon avec seulement 250 hommes. C'est toute une différence, n'est-ce pas?

**M. Butler :** En effet. Nous ne nous sommes pas penchés sur cette question. La Nova Scotia Power nous a fourni les chiffres qu'elle était prête à divulguer.

**Le sénateur Dickson :** C'est exact. C'est bien, monsieur.

**Le président :** Lui direz-vous ce qu'il en est au sujet de Xstrata?

**Senator Dickson:** I was thinking about doing that, but a bit later.

**The Chair:** We will be monitoring that conversation on the ethics committee.

**Senator Mitchell:** The Global CCS Institute is international, as the name suggests. Is it just coal-related industries or does it include other industries that produce lots of carbon?

**Mr. Butler:** I believe their emphasis is on coal but a lot of the technologies they document could be applied to other things.

**Senator Mitchell:** That was really the thrust of my next question. Could these technologies you have been experimenting with be applied, say, to the oil sands or to refineries or to other major manufacturers or are there fundamental differences? Either way, do you collaborate with those industries as well and if not why not?

**Mr. Butler:** For instance, oxyfuel can be used to produce heat just like in a coal plant. The CO<sub>2</sub> Capture Project, which is this group of international companies, will hopefully test fire oxyfuel on one of their boilers over the next year or two in order to see what how it performs and what it does to the boilers.

Amine scrubbing is widely used to clean up natural gas before it gets into the main line. That is already being employed in the natural gas industry. Amine scrubbing is a form of post-combustion capture. Some of these techniques are already being employed in various quarters. The difficulty with the oil and gas industry is that many of the sources of CO<sub>2</sub> are very dilute and small in nature. That makes it problematic to take a run at them. One of the advantages of a coal plant is it is a big point source, and the CO<sub>2</sub> is at about 15 per cent concentration. It is a natural target. There are a few opportunities in the oil and gas industry with large sources, but for a fair amount of the CO<sub>2</sub> coming out of a large refinery or heavy oil industry, the sources are either very dilute or very distributed all over kingdom come.

Yes, many of these technologies can be deployed in the oil and gas industry. For instance, gasification is being employed by OPTI/Nexen for the production of hydrogen, but they have not employed carbon capture on that technology.

**Senator Neufeld:** At a large gas plant, at least this is what I have been told and I do not know the numbers per tonne, because they already stripped the CO<sub>2</sub> out just to use it in our system, and the carbon is just vented to the atmosphere. It is relatively inexpensive to capture that. You have to store it and that is another thing. That is compared to taking it out in a coal plant. That is where the cost comes because you have to strip it out; would that be correct?

**Le sénateur Dickson :** J'y ai pensé, mais je le ferai un peu plus tard.

**Le président :** Nous suivrons cela de près au comité de l'éthique.

**Le sénateur Mitchell :** Comme son nom l'indique, le Global CCS Institute est une organisation internationale. Cette organisation compte-t-elle uniquement des industries liées au charbon? Y a-t-il aussi d'autres industries qui produisent beaucoup de carbone?

**M. Butler :** Je crois qu'elle s'occupe surtout du charbon, mais bon nombre des technologies sur lesquelles elle se penche pourraient s'appliquer à d'autres industries.

**Le sénateur Mitchell :** C'est ce dont je voulais parler dans ma prochaine question. Ces technologies pourraient-elles s'appliquer, disons, aux sables bitumineux, aux raffineries ou à d'autres grandes industries, ou existe-t-il des différences fondamentales? Dans un cas comme dans l'autre, collaborez-vous également avec ces industries? Sinon, pourquoi?

**M. Butler :** L'oxycombustion peut être utilisée, par exemple, pour produire de la chaleur comme dans une centrale au charbon. Le CO<sub>2</sub> Capture Project, un groupe de sociétés internationales, testera l'oxycombustion sur l'une de ces chaudières au cours des deux prochaines années afin d'en évaluer le rendement et les résultats.

L'épuration des amines est largement utilisée pour épurer le gaz naturel avant qu'il n'entre dans la conduite principale. Cette technique est déjà utilisée dans l'industrie du gaz naturel. L'épuration des amines est une forme de captage post-combustion. Certaines de ces techniques sont déjà utilisées dans divers milieux. Ce qui est difficile dans l'industrie pétrolière et gazière, c'est que bien souvent, les sources de CO<sub>2</sub> sont très petites et très diluées. C'est donc un problème de les éliminer. L'un des avantages d'une centrale au charbon, c'est qu'il s'agit d'une grande source ponctuelle, et que la concentration de CO<sub>2</sub> y est d'environ 15 p. 100. C'est une cible naturelle. Il y a quelques possibilités dans l'industrie pétrolière et gazière pour les sources importantes, mais bien souvent, les sources de CO<sub>2</sub> émis par les grandes raffineries ou l'industrie du pétrole lourd sont très diluées ou réparties un peu partout.

Oui, beaucoup de ces technologies peuvent être utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière. Par exemple, OPTI/Nexen utilise la gazéification pour la production d'hydrogène, mais n'utilise pas le captage du carbone pour cette technologie.

**Le sénateur Neufeld :** C'est ce qui se produit dans une grande usine de production gazière, du moins c'est ce qu'on m'a dit, mais je ne connais pas les chiffres par tonne, car on a déjà extrait le CO<sub>2</sub> pour l'utiliser dans notre système, et le carbone est simplement dispersé dans l'atmosphère. Il est relativement peu coûteux de procéder de cette façon. Mais si on doit le stocker, c'est une toute autre histoire; c'est bien différent de le capturer dans une centrale au charbon. C'est là où les coûts augmentent, car on doit le retirer, n'est-ce pas?

**Mr. Butler:** That is what Spectra is doing, and that is correct. They have to do certain things to the CO<sub>2</sub> to get it into a pipeline, dry it up, get the water out and oxygen out, if necessary. Many of those plants are in the middle of nowhere and it costs a significant amount to pipe it somewhere and then deal with it in terms of storage.

**Senator Neufeld:** Just so you know, I live in one of those place that you call nowhere, so be careful, my friend. Spectra is doing that as we speak. They have actually been injecting CO<sub>2</sub> for quite a few years in the province I come from, along with acid gas.

**Mr. Butler:** That is true.

**Senator Neufeld:** It is not in the middle of nowhere, my friend.

**The Chair:** I once asked Senator Neufeld where was Fort St. John and he said 99 miles north and 99 miles south of nowhere.

**Senator Banks:** These kinds of comparisons are odious given the demand. However, for the purpose of our overall understanding it would be helpful for the record to know what the comparison is.

It would be fair to say that the Genesee 3 plant, if you looked at what is going on in the world today, is at the top of the list in terms of efficiency and reduction of emissions by comparison with practically everything else. Is that a fair statement?

**Mr. Butler:** It was in 2005. There are a few plants in places in Asia and Europe where they have gone to even higher temperatures using more exotic metals that are not tried and true. In those places coal costs are substantially higher than Alberta so they have an incentive to push the limits on efficiency to reduce costs.

**Senator Banks:** What is that incentive in Asia?

**Mr. Butler:** Because they do not have their own domestic supplies of coal, the cost of coal for them is much higher than it would be if you were just mining the coal next door.

**Senator Banks:** What is their incentive to reduce emissions?

**Mr. Butler:** They may not have an incentive to reduce emissions, what they have is an incentive to reduce fuel costs. For that reason they have pushed the limits of metallurgy. Back in 2001 or 2002, when they were designing the plant, that was as far as they were prepared to go in terms of risks on metals. Now that more of these plants have been built, maybe their comfort level on the new metals is better than it was.

**Senator Banks:** We are concerned with the Canadian energy framework. In North American terms, Genesee 3 is at the front of the line at the moment.

**Mr. Butler:** It is near the front of the line.

**M. Butler :** C'est ce que fait Spectra, et c'est très bien. Ils doivent faire diverses choses au CO<sub>2</sub> pour l'envoyer dans un pipeline et en extraire l'eau et l'oxygène, si nécessaire. Beaucoup de ces centrales se trouvent au milieu de nulle part et cela coûte beaucoup d'argent pour le transporter ailleurs et le stocker.

**Le sénateur Neufeld :** Je tiens à vous dire que je vis dans l'un de ces endroits que vous appelez nulle part, alors attention, mon ami. Spectra le fait en ce moment. En fait, elle injecte du CO<sub>2</sub> depuis de nombreuses années, dans la province d'où je viens, avec du gaz acide.

**M. Butler :** C'est vrai.

**Le sénateur Neufeld :** Ce n'est pas au milieu de nulle part, mon ami.

**Le président :** J'ai déjà demandé au sénateur Neufeld où était situé Fort St. John, et il m'a répondu que c'était à 99 milles au nord et à 99 milles au sud de nulle part.

**Le sénateur Banks :** Ce genre de comparaison est déplacé, compte tenu de la demande. Toutefois, pour notre compréhension globale, il serait utile de savoir ce qu'on compare.

Je pense qu'il serait juste de dire que la centrale Genesee 3, par rapport à ce qui se passe dans le monde d'aujourd'hui, figure en tête de liste sur le plan de l'efficacité et de la réduction des émissions. Cette affirmation vous paraît-elle juste?

**M. Butler :** C'était en 2005. Quelques centrales d'Asie et d'Europe ont utilisé des températures encore plus élevées en servant de métaux exotiques qui ne sont pas éprouvés. Là-bas, les prix du charbon sont beaucoup plus élevés qu'en Alberta; il y a donc un incitatif à repousser les limites de l'efficacité pour réduire les coûts.

**Le sénateur Banks :** Quel est cet incitatif en Asie?

**M. Butler :** Puisqu'ils n'ont pas leurs propres réserves, le coût du charbon est beaucoup plus élevé que si on pouvait extraire le charbon juste à côté.

**Le sénateur Banks :** Quel est leur incitatif pour réduire les émissions?

**M. Butler :** Ils n'en ont peut-être pas, mais ils ont un incitatif pour réduire les coûts du carburant. C'est la raison pour laquelle ils ont repoussé les limites de la métallurgie. En 2001 ou 2002, lorsque la centrale a été construite, on n'a pas voulu prendre trop de risques en ce qui concerne les métaux. Maintenant, davantage de centrales ont été construites et on est peut-être plus à l'aise qu'auparavant pour ce qui est des nouveaux métaux.

**Le sénateur Banks :** Le cadre national de l'énergie nous préoccupe. En Amérique du Nord, Genesee 3 est un chef de file en ce moment.

**M. Butler :** Elle est presque un chef de file.

**Senator Banks:** You said the others that made the improvements are non-commercial; they are practically theoretical in terms of the likelihood of their being put in place. Given that, if I am half right, and for the record, what is the difference between the emissions from a gas-fired electricity generating plant on the one hand, and the best we have at the moment, which is Genesee 3?

**Mr. Butler:** With Genesee 3, there is no carbon capture.

**Senator Banks:** Right. You said there is not any anywhere in the world.

**Mr. Butler:** Pretty much. To give you a ballpark number, Genesee 3 and Keephills 3 produce less than 0.9 tonnes of CO<sub>2</sub> per megawatt hour. That is generally where supercritical technologies are. A natural gas combined cycle unit will produce anywhere from about 0.36 to 0.42 tonnes per megawatt hour. It is a little less than half. If you go to co-generation, it theoretically could be less than that. Simple cycle gas turbines, because they are less efficient, may be around 0.6 tonnes per megawatt hour.

**Senator Banks:** In terms of the impact on the direct landscape, I visited Genesee 3 the week after it opened. As coal-fired generating plants go, it is pretty nice by comparison.

We have not talked about anything but CO<sub>2</sub>. What about mercury?

**Mr. Butler:** Sure. There are regulations coming in to deal with mercury. We have a number of technologies at our disposal to try and take a run at mercury. It depends how the mercury is bound in the coal, to some extent, as to what kind of technology you want to try and employ.

I know that many of our members have done a fair amount of research trying to sort that out. In Alberta, work is being done to try to come up with more robust mercury reduction requirements. Certainly that is becoming more of an issue in the United States.

However, to my knowledge, there are very few plants that are employing or attempting to employ mercury reduction technologies. From my recollection, Genesee 3 and Keephills 3 should have lower emissions of mercury compared to some of the older plants.

**Senator Banks:** Because of their efficiency — pulverization and burning it?

**Mr. Butler:** That is right.

**Senator Banks:** Would you agree that with respect to CO<sub>2</sub>, there are questions about the extent to which it could be called a pollutant, but there is no question about mercury being a pollutant?

**Mr. Butler:** Mercury is mutagenic, which means that it harms.

**Senator Banks:** It harms everything.

**Le sénateur Banks :** Vous avez dit que les autres centrales ayant fait des améliorations sont non commerciales; les probabilités qu'elles soient mises en place sont presque théoriques. Compte tenu de cela, si j'ai en partie raison, quelle est la différence entre les émissions d'une centrale électrique alimentée au gaz naturel d'une part, et celles de Genesee 3, soit la meilleure centrale que nous avons en ce moment, d'autre part?

**M. Butler :** Avec Genesee 3, il n'y a pas de captage du carbone.

**Le sénateur Banks :** Oui. Vous avez dit qu'il n'y en a nulle part dans le monde.

**M. Butler :** Pratiquement. Je vais vous donner un chiffre approximatif : Genesee 3 et Keephills 3 produisent moins de 0,9 tonne de CO<sub>2</sub> par mégawattheure. C'est généralement là où on trouve les technologies supercritiques. Une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel produira environ 0,36 à 0,42 tonne par mégawattheure. C'est un peu moins de la moitié. Si on utilise la cogénération, en principe, ce pourrait être encore moins. Les turbines à cycle simple alimentées au gaz naturel, parce qu'elles sont moins efficaces, produisent autour de 0,6 tonne par mégawattheure.

**Le sénateur Banks :** Pour ce qui est des impacts sur l'environnement immédiat, j'ai visité Genesee 3 une semaine après son ouverture. En comparaison des centrales électriques alimentées au charbon, elle est assez bien.

Nous n'avons parlé que du dioxyde de carbone. Qu'en est-il du mercure?

**M. Butler :** Des règlements seront adoptés à ce sujet. Nous avons un certain nombre de technologies à notre disposition pour nous attaquer à ce problème. La technologie à utiliser dépend de la manière dont le mercure est lié au charbon.

Je sais que beaucoup de nos membres ont fait passablement de recherches pour y voir plus clair. En Alberta, on travaille à élaborer des exigences de réduction du mercure plus strictes. Cela devient certainement un enjeu plus important aux États-Unis.

Cependant, à ma connaissance, très peu de centrales utilisent ou essaient d'utiliser des technologies de réduction du mercure. Si je me souviens bien, Genesee 3 et Keephills 3 devraient avoir des émissions de mercure plus faibles comparativement à certaines centrales plus anciennes.

**Le sénateur Banks :** En raison de leur efficacité — grâce à la pulvérisation et à la combustion?

**M. Butler :** C'est exact.

**Le sénateur Banks :** Seriez-vous d'accord pour dire qu'en ce qui concerne le CO<sub>2</sub>, on se demande dans quelle mesure il peut être considéré comme un polluant, mais que pour le mercure, on ne met pas cela en doute?

**M. Butler :** Le mercure est mutagène, ce qui veut dire qu'il est nocif.

**Le sénateur Banks :** Il est nocif pour tout.

**Mr. Butler:** It harms the genetics, particularly of children developing in the womb. That is a problem. For anyone who comes in contact with mercury in substantial levels, it is a very destructive material.

To give you an indication, however, this issue was raised earlier around particulates. Most of the coal plants in Canada capture about 99.5 per cent of the particulates that are generated. A very small proportion of the particulates generated make their way into the environment. We are doing a fair amount of work in that regard to try to reduce the amount of emissions coming from particulates.

A fair amount of mercury is in those particulates. A fair amount of it stays in the ash, but some of it is vaporized and makes its way into the environment. There are technologies like activated carbon that could potentially be employed for certain forms of mercury to try to reduce the emissions.

**Senator Banks:** When we are doing our study, I think we should remember that CO<sub>2</sub> is not the only bugaboo and that mercury is a serious one.

**The Chair:** As you know, Senator Banks, you and I participated in a study about mercury and the toxic nature thereof, and exactly what the witness said in terms of the devastating effects on childbearing women in the Northern parts of Canada.

In any event, sir, it has been a highly enlightening presentation. I would like to ask you one global chair's question, if you will.

If you were designing an energy strategy for Canada for the year 2050 and beyond, would there be a place for coal in that strategy?

**Mr. Butler:** By 2050, I fully expect that many of the technologies that we have in the lab now could be available. Yes, I would think on that account that there is hope that carbon capture will be there.

The other thing to keep in mind is that we have talked about natural gas, but by 2050 the question is will we have large amounts of natural gas at our disposal, given we will use a lot of it between now and then, notwithstanding the shale gas that is available now. I suspect by 2050 it is questionable whether we will have cheap natural gas at our disposal. That being the case, if you are not interested in nuclear and you do not have the opportunity to do much more hydro, there are not a lot of other options to supply large quantities of base load generation, which is the generation that runs all the time.

Therefore, coal will be something that will be difficult to dismiss, particularly when you have over 100 years of supply of it at your disposal. If you can take advantage of underground coal gasification, there may be hundreds and hundreds of years of coal at your disposal, so I do not think you can dismiss it.

**M. Butler :** Il est nocif sur le plan génétique, en particulier pour les enfants à naître. C'est un problème. Lorsque quelqu'un entre en contact avec une quantité importante de mercure, cela peut être très néfaste.

Pour vous en donner une idée, une question a été soulevée plus tôt au sujet des particules en suspension. La plupart des centrales au charbon du Canada capturent environ 99,5 p. 100 des particules qui sont générées. Une très faible proportion des particules générées se retrouve dans l'environnement. Nous travaillons beaucoup à réduire la quantité d'émissions produite par les particules.

Ces particules contiennent une certaine quantité de mercure. Une bonne quantité reste dans les cendres, mais une partie est vaporisée et se retrouve dans l'environnement. Des technologies comme le charbon activé pourraient être utilisées pour certaines formes de mercure, afin de réduire leurs émissions.

**Le sénateur Banks :** Quand nous ferons notre étude, je crois que nous devrions nous rappeler que le CO<sub>2</sub> n'est pas le seul problème, que le mercure en est également un de taille.

**Le président :** Comme vous le savez, sénateur Banks, vous et moi avons participé à une étude sur le mercure et sa nature toxique, et un témoin nous a parlé précisément de ses effets dévastateurs sur les femmes enceintes dans les régions du Nord du Canada.

Quoi qu'il en soit, monsieur, votre exposé a été fort instructif. J'aimerais vous poser une question générale, si vous le voulez bien.

Si vous deviez élaborer une stratégie énergétique pour le Canada pour l'année 2050 et les années subséquentes, y aurait-il une place pour le charbon dans cette stratégie?

**M. Butler :** En 2050, je m'attends à ce que bien des technologies que nous sommes en train de développer dans les laboratoires soient disponibles. Oui, je crois qu'à cet égard, nous pouvons espérer que le captage du carbone existera.

J'ajouterais que nous avons parlé du gaz naturel, mais que nous devons nous demander si en 2050, nous aurons de grandes quantités de gaz naturel à notre disposition, étant donné que nous en utiliserons beaucoup d'ici là, même si le gaz de schiste est disponible actuellement. On peut se demander si en 2050, nous pourrions compter sur du gaz naturel à bon marché. Si c'est le cas, si on ne s'intéresse pas au nucléaire et qu'on n'a pas la possibilité d'exploiter davantage l'hydroélectricité, il n'y aura pas beaucoup d'autres options pour répondre dans une large mesure aux besoins énergétiques de base, soit l'énergie qui est utilisée continuellement.

Par conséquent, le charbon sera difficile à exclure, surtout si nous en avons à notre disposition pour 100 ans. Si on peut tirer parti de la gazéification in situ, il pourrait y avoir du charbon pour des centaines d'années, alors je ne crois pas que nous pourrions le laisser de côté.

The hope is that some of these technologies will be around; and there will be cost benefit tradeoffs to be made in 2050 if some of these other technologies are not at your disposal, such as natural gas, for instance.

**The Chair:** Thank you very much. You have focused our attention on an area in the energy mix that we have not addressed in our study yet. We are grateful to you for being here. I hope we can come back to you when we digest this material.

Colleagues, before we adjourn, as some people know that were in Montreal, the new Minister of the Environment, the Honourable Peter Kent, has agreed to dine with the committee as a whole on March 9. We have booked a room in the Sheraton Hotel. You will be getting more details about that later. It will give us an opportunity informally to have a good discussion with him. The Minister of Energy, the NRCan minister, has also agreed to do this. The date has not been finalized but it may well be the preceding, March 8. That would be good; we would have both.

We are at a stage in our study where it is good to engage the political people involved in the energy business to interact with us.

Without further ado, unless anyone has anything to say —

**Mr. Butler:** I would like to say it has been a pleasure being here this evening. If you would like to chat with me, I would be happy to chat with you in the future.

**The Chair:** Thank you very much, Mr. Butler.

(The committee adjourned.)

---

OTTAWA, Thursday, February 17, 2011

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 8:07 a.m. to study the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy).

**Senator W. David Angus** (*Chair*) in the chair.

[*English*]

**The Chair:** Good morning. This is a regular meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. This morning we will continue our study on developing a framework for a strategic way forward in the energy sector.

Everyone seems to agree that there is a great need to develop some clear arrows and signposts for how Canada will develop strategy in the future in light of the huge population explosion around the world, the issues with climate change and the need for a more efficient system for more sustainable sources of energy.

Nous espérons que certaines de ces technologies seront disponibles; il y aura des bilans coûts-avantages à faire en 2050 si certaines des autres technologies ne sont pas disponibles, comme le gaz naturel, par exemple.

**Le président :** Merci beaucoup. Vous avez attiré notre attention sur un secteur des sources d'énergie que nous n'avons pas encore examiné dans notre étude. Nous vous remercions de votre présence. J'espère que nous pourrions vous parler à nouveau quand nous aurons examiné ces documents.

Chers collègues, j'aimerais vous informer, avant de lever la séance, que le nouveau ministre de l'Environnement, l'honorable Peter Kent, comme le savent déjà les personnes qui étaient à Montréal, a accepté de prendre un repas avec nous tous le 9 mars. Nous avons réservé une salle à l'Hôtel Sheraton. Nous vous donnerons plus de détails à ce sujet un peu plus tard. Cela vous donnera l'occasion de discuter avec lui de façon informelle. Le ministre de l'Énergie, ou des Ressources naturelles, a aussi accepté semblable invitation. La date n'est pas encore fixée, mais ce sera probablement la veille, soit le 8 mars. Ce serait bien; nous pourrions rencontrer les deux ministres.

Nous en sommes à l'étape de notre étude où il est bon de faire appel aux politiciens dont les fonctions sont liées à la question énergétique afin qu'ils interagissent avec nous.

Sans plus attendre, à moins que quelqu'un n'ait quelque chose à ajouter...

**M. Butler :** Je tiens à vous dire que ce fut un plaisir de vous rencontrer ce soir. Si vous souhaitez clavarder avec moi, je serai heureux de le faire.

**Le président :** Merci beaucoup, monsieur Butler.

(La séance est levée.)

---

OTTAWA, le jeudi 17 février 2011

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 7, pour étudier l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement).

**Le sénateur W. David Angus** (*président*) occupe le fauteuil.

[*Traduction*]

**Le président :** Bonjour. La présente est une séance régulière du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Ce matin, nous poursuivons notre étude sur l'élaboration d'un cadre stratégique relatif à l'avenir du secteur de l'énergie.

Tout le monde semble s'entendre sur le fait que nous devons décider comment le Canada s'y prendra pour élaborer une stratégie à la lumière de l'énorme explosion démographique partout dans le monde, des problèmes liés aux changements climatiques et de la nécessité de mettre en place un système plus efficace pour des sources d'énergie plus durables.

We are well on our way with our study. I think we have interacted with you gentlemen from CAPP in the past and we are certainly looking forward to hearing from you today.

We started this study back in June, 2009, and issued an interim report called *Attention Canada! Preparing for Our Energy Future* last June. You are familiar with the dialogue that we believe we have successfully promoted in this important area of energy.

I would like to introduce the senators that you will be addressing and hearing questions from. My name is Senator Angus. I am a senator from the Province of Quebec and I am chair of this committee. From the Library of Parliament are our two valuable resource people, Mr. Marc LeBlanc and Ms. Sam Banks.

We have some visiting senators this morning replacing other senators. The first is Senator Mercer, from Halifax, Nova Scotia, who is sitting in this morning for Senator Peterson, from Saskatchewan. Also present is another fine senator from the Maritimes, Senator Robichaud, from New Brunswick. We are joined by Senator Massicotte, from Quebec; our clerk, Lynn Gordon, whom I am sure you have dealt with; Senator Neufeld, from British Columbia; Senator Seidman, from Montreal, Quebec; Senator Dickson, from Halifax, Nova Scotia; and Senator Brown, whom you must know well. Senator Brown is the only elected senator, coming from the great province of Alberta. Finally, we have another visitor this morning, who is one of our newest senators. We are delighted to have Senator Meredith, from Ontario, here this morning.

I am very pleased to welcome, by video conference from Calgary, the Canadian Association of Petroleum Producers, otherwise known as CAPP.

Mr. Dave Collyer was appointed President of the Canadian Association of Petroleum Producers on September 15, 2008, after serving as president and country chair for Shell in Canada. In his current position, Mr. Collyer is responsible for leading CAPP's activities in education, communications and policy/regulatory advocacy on behalf of its members, who represent over 90 per cent of the upstream petroleum production in Canada.

**Dave Collyer, President, Canadian Association of Petroleum Producers:** Thank you very much, Mr. Chair, and members of the committee. It is nice to see some familiar faces around the table and we very much look forward to having an opportunity to present to you and to have a conversation about some issues that we think are important to Canada. We are familiar with your study and I would like to contribute to that constructively, so I look forward to the opportunity to engage this morning.

Thank you for the video conferencing opportunity, which helps us from a scheduling flexibility standpoint. We understand that we have your attention for the next couple of hours. We thought we would make some opening remarks, both to provide some

Pour ce qui est de notre étude, nous sommes sur la bonne voie. Je crois que nous avons reçu des représentants de l'ACPP par le passé, et nous avons bien hâte de vous entendre aujourd'hui.

Nous avons commencé cette étude en juin 2009 et, en juin de l'an dernier, nous avons publié un rapport intérimaire intitulé *Attention Canada! En route vers notre avenir énergétique*. Vous savez que nous croyons avoir réussi à favoriser un dialogue sur ce thème important qu'est l'énergie.

J'aimerais présenter les sénateurs à qui vous vous adresserez et qui vous poseront des questions. Je m'appelle David Angus. Je représente la province du Québec et je suis le président du comité. M. Marc LeBlanc et Mme Sam Banks sont deux personnes-ressources de la Bibliothèque du Parlement qui nous aident beaucoup.

Ce matin, certains membres du comité sont remplacés par d'autres sénateurs. Le premier est le sénateur Mercer, de Halifax, en Nouvelle-Écosse, qui remplace ce matin le sénateur Peterson, de la Saskatchewan. Un autre très grand sénateur des Maritimes, le sénateur Robichaud, du Nouveau-Brunswick, est présent aujourd'hui. Le sénateur Massicotte, du Québec, est également parmi nous; notre greffière, Lynn Gordon, que vous connaissez sans doute déjà; le sénateur Neufeld, de la Colombie-Britannique; le sénateur Seidman, de Montréal, au Québec; le sénateur Dickson, de Halifax, en Nouvelle-Écosse, et le sénateur Brown, que vous connaissez sans doute très bien. Le sénateur Brown est le seul sénateur élu et il vient de la grande province de l'Alberta. Enfin, nous avons un autre visiteur ce matin, qui est l'un de nos tout nouveaux sénateurs. Ce matin, nous sommes heureux d'accueillir le sénateur Meredith, de l'Ontario.

Je suis très heureux de souhaiter la bienvenue à l'Association canadienne des producteurs pétroliers, aussi connue sous le nom de l'ACPP, qui participe à la séance d'aujourd'hui par téléconférence, de Calgary.

M. Dave Collyer a été nommé président de l'Association canadienne des producteurs pétroliers le 15 septembre 2008 après avoir agi à titre de président de Shell Canada. Dans le cadre de son poste actuel, M. Collyer est responsable de diriger les activités de l'ACPP dans les domaines de l'éducation, des communications et de la défense des politiques/règlements au nom de ses membres, qui sont responsables de plus de 90 p. 100 de la production pétrolière en amont au Canada.

**Dave Collyer, président, Association canadienne des producteurs pétroliers :** Merci beaucoup, mesdames et messieurs, et monsieur le président. Nous sommes heureux de voir des visages familiers autour de la table, et nous avons très hâte de vous présenter certains des problèmes que nous considérons comme importants au Canada et d'en discuter avec vous. Nous connaissons votre étude, et j'aimerais pouvoir y contribuer de manière constructive, alors je suis heureux d'avoir l'occasion de vous parler ce matin.

Je vous remercie de nous avoir donné la possibilité de participer par vidéoconférence, ce qui nous aide beaucoup du point de vue de la flexibilité de nos horaires. Nous savons que nous avons votre attention pour quelques heures. Nous avons

overall context for our perspective on energy in Canada and to provide a bit of an overview of our views on both the natural gas part of the energy sector and the oil part of the energy sector — oil sands being an important part of that overview.

Mr. Huffaker, will talk to the natural gas side and Mr. Stringham will speak to the oil side of the business. I will provide some overall summary comments and then we would be happy to engage in a dialogue with you.

I would like to start with a broad perspective on energy. It is important to ground any discussion of the Canadian energy system in the global context. There are some realities, some hard truths in which we need to ground that discussion of energy in Canada. You touched on some of them briefly in your opening remarks.

I will make three important points. The first is that global energy demand continues to grow at a rapid pace. Numerous studies — some of which I am sure your committee has looked at — suggest that energy demand could grow by 35 per cent to 50 per cent globally over the next 20 or 25 years. Some studies suggest the doubling of energy demand by about 2050. Frankly I think there is little doubt that trend will not be far off those numbers.

That trend is driven by two key considerations: the first is population growth increase, largely in the developing world; the second is the expectation, and I think the emerging reality, that in many countries around world, the standard of living will increase. The reality is that people will have an expectation around standard of living and resultant energy use that is more aligned with what we enjoy in the developed world today. That expectation will drive a very significant increase in energy demand, which then has very significant implications on how we meet or supply that energy demand.

The second point I would like to make in that broad context is that our view is that globally we will need all forms of energy developed responsibly to meet that demand increase. There is no doubt that renewables and other forms of energy that are becoming more important will play a larger role in meeting that energy demand. It is also very clear, however, that hydrocarbons — and natural gas and crude oil in particular — will be an important part of the energy supply mix for quite a long time to come.

I think we would be collectively much better served to have a discussion about how, both in Canada and globally, we advance all forms of energy development in a responsible manner, as opposed to the discussion we tend to have often about which form of energy is a better form of energy. The hard reality is that given

pensé faire une déclaration préliminaire à la fois pour vous faire part de notre perspective globale à l'égard de l'énergie au Canada et pour donner un aperçu de nos points de vue relatifs à deux composantes du secteur de l'énergie, à savoir le gaz naturel et le pétrole — les sables bitumineux prendront une place importante dans cet aperçu.

M. Huffaker parlera du gaz naturel, et M. Stringham parlera du pétrole. Je fournirai certains commentaires sommaires, puis, nous serons heureux d'engager un dialogue avec vous.

J'aimerais commencer en vous donnant notre perspective globale à l'égard de l'énergie. Il est important de replacer dans le contexte mondial toute discussion sur la filière énergétique canadienne. Nos discussions sur l'énergie au Canada doivent être fondées sur la dure réalité. Vous en avez un peu parlé dans votre déclaration préliminaire.

Je vais soulever trois points importants. Le premier est que la demande d'énergie mondiale continue de croître à un rythme rapide. De nombreuses études — dont certaines, j'en suis sûr, ont été examinées par le comité — donnent à penser que la demande d'énergie mondiale pourrait augmenter de 35 à 50 p. 100 au cours des 20 ou 25 prochaines années. Certaines études indiquent que la demande d'énergie doublera d'ici 2050, environ. En toute franchise, il est presque certain que la tendance reflétera ces prédictions.

Il y a deux facteurs clés qui influent sur cette tendance. Le premier est la croissance démographique, surtout dans le monde en développement; le deuxième est la prévision selon laquelle, dans de nombreux pays, le niveau de vie augmentera, ce qui reflète, à mon avis, une réalité émergente. La réalité, c'est que les gens s'attendront à un niveau de vie et, par conséquent, à une utilisation d'énergie qui ressemblent davantage à ce que nous voyons aujourd'hui dans les pays industrialisés. Cette attente mènera à une augmentation très importante de la demande d'énergie, ce qui a des répercussions considérables sur la manière dont nous répondons à cette demande.

Le deuxième point que j'aimerais souligner dans ce contexte global, c'est que, selon nous, toutes les formes d'énergie devront être exploitées de manière responsable partout dans le monde pour faire face à cette augmentation de la demande. Il est clair que les sources d'énergie renouvelable et d'autres formes d'énergie qui prennent de plus en plus d'importance en feront beaucoup pour satisfaire à cette demande d'énergie. Il est toutefois également très clair que les hydrocarbures — et plus particulièrement le gaz naturel et le pétrole — constitueront une partie importante du bouquet énergétique pendant encore longtemps.

Je crois que nous serions mieux servis collectivement si nous tenions une discussion sur la manière dont nous pouvons promouvoir, aussi bien au Canada qu'à l'échelle mondiale, toutes les formes de développement énergétique responsable, plutôt que d'essayer de déterminer, comme nous avons souvent



the projected growth in energy demand, we will need all forms of energy developed responsibly. That is where the focus and I think the opportunity for Canada lies going forward.

Third, in the broad context, as conventional supplies of crude oil and natural gas decline, we will see an increasing role for unconventional sources of supply in both natural gas and crude oil.

That moves us to the Canadian context and some very general observations about Canada. I think we are uniquely positioned and we have a tremendously positive opportunity going forward to play a key role in meeting the global energy supply needs, and certainly in meeting Canadian energy supply needs.

We are a resource-based economy in many respects. We are a large exporter of energy, and I think it is very important that our energy circumstance in Canada be well understood in terms of its implications for policy in this country. Our economic base and our dependence on natural resources makes us unique among developed countries, which has some very different implications for the policy that this country pursues going forward, as opposed to many other developed countries to whom our policies are often compared.

We believe that we need to look at energy in what we call the “3E” context — economic growth, energy security and reliability, and environmental and social performance. Our polling — and I would be happy to talk about this in more detail later — suggests that most Canadians, irrespective of geography and political persuasion, view the oil and gas industry in a similar light. I think Canadians understand and appreciate the contribution is not just to Alberta or to Western Canada; it is a contribution that is made across the country.

Canadians understand the importance of energy security and reliability. I would extend that into the United States — we will talk about that a bit in the oil sands context in particular — and they have an expectation around improvements in environmental and social performance. However, I would say that Canadians, for the most part, are pragmatic about that. They want to see that performance demonstrated. They want assurances that industry and governments are committed to improvement in environmental and social performance, but they do not expect a silver bullet, for this to happen overnight. They understand this will happen over a period of time. I think continuous improvement is the key element in that consideration. In many respects, I would argue that the views of our industry are well aligned with those of most Canadians.

tendance à le faire dans nos discussions, quelles formes d'énergie sont les meilleures. La dure réalité, c'est que, compte tenu de l'augmentation projetée de la demande d'énergie, toutes les formes d'énergie devront être développées de manière responsable. Je crois que c'est là-dessus que le Canada devrait mettre l'accent à l'avenir.

Troisièmement, dans le contexte global, à mesure que l'approvisionnement traditionnel en pétrole brut et en gaz naturel diminue, le rôle des sources non conventionnelles de gaz naturel et de pétrole brut deviendra de plus en plus important.

Cela nous amène au contexte canadien et à des observations très générales sur le Canada. Je crois que notre position est unique et que nous avons une occasion incroyablement positive de jouer, à l'avenir, un rôle clé, en répondant aux besoins mondiaux en approvisionnement d'énergie et, à coup sûr, aux besoins canadiens à cet égard.

À bien des égards, notre économie repose sur les ressources. Le Canada est un grand exportateur d'énergie, et je crois qu'il est très important que notre situation énergétique et ses répercussions sur les politiques du pays soient comprises. Nos assises économiques et notre dépendance à l'égard des ressources naturelles font de nous un pays industrialisé dont la situation est très unique. Cela a des répercussions sur les politiques que nous devons mettre en place, lesquelles se doivent de se distinguer nettement de celles d'un bon nombre d'autres pays industrialisés dont les politiques sont souvent comparées aux nôtres.

Nous croyons qu'il faut replacer l'énergie dans le contexte de ce qu'on appelle, en anglais, les « 3E » — à savoir la croissance économique, la sécurité et la fiabilité énergétiques, et le rendement environnemental et social. Selon nos sondages — et je serai heureux d'en parler plus en détail plus tard —, la plupart des Canadiens, quels que soient l'endroit où ils vivent ou leurs tendances politiques, voient l'industrie pétrolière et gazière à peu près de la même manière. Je pense que les Canadiens comprennent que cette industrie présente des avantages non seulement pour l'Alberta ou pour l'Ouest canadien, mais pour tout le pays.

Les Canadiens comprennent l'importance de la sécurité et de la fiabilité énergétiques. Je crois que cela s'applique aussi aux États-Unis — nous parlerons de ça un peu plus dans le contexte des sables bitumineux en particulier — et ils ont des attentes relatives à l'amélioration de notre rendement environnemental et social. Toutefois, je dirais que les Canadiens, pour la plupart, sont pragmatiques à cet égard. Ils veulent une preuve de notre rendement dans ce domaine. Ils veulent une assurance de l'engagement de l'industrie et des gouvernements à améliorer ce rendement environnemental et social, mais ils ne s'attendent pas à un remède miracle ou à ce que cela se fasse du jour au lendemain. Ils comprennent que cela prendra du temps. À mon avis, ce qui compte, c'est qu'il y ait une amélioration continue. À de nombreux égards, je crois que les points de vue de notre industrie et ceux de la plupart des Canadiens sont compatibles.

I want to emphasize that our industry is very much focused on two key areas that we believe strongly influence the reputation we have and our social licence to develop and operate. The first is performance improvement and the second is communications. We believe that both are extremely important and that they are inextricably linked.

We need to continue to improve performance. In the absence of that, our communications efforts are rather hollow. At the same time, if we improve performance and do not communicate that effectively with our stakeholders, the implications of that in terms of social licence are not well understood and we lose the benefit of the performance improvement. Therefore, we think both are extremely important. The regulatory and policy environment in which we operate influences that considerably.

**The Chair:** Mr. Collyer, would you briefly elaborate on your perception of this “social licence to operate” to which you referred three times?

**Mr. Collyer:** It is fundamentally important. We need the support of our stakeholders to do what we do. We need to engage effectively with our stakeholders. I think social licence is linked very much to those “3Es.” We need to demonstrate that there is an economic benefit to Canadians, and I think we can do that. We do have a tremendous economic impact across the country: We are the largest single private sector investor in Canada, and our companies are 25 per cent of the value of the TSX. I think that element of our interaction with stakeholders is well understood.

Energy security and reliability is critically important for our quality of life and to make the economy work. I think most Canadians understand that.

Social licence is largely dependent on how we perform and communicate with our stakeholders on a day-to-day basis. That is an important element of what we do as an industry. Unless we can maintain the support of our stakeholders, and I think we have the strong support across the country — our polling suggests that we do — then our ability as Canadians to realize the benefits of the industry and the tremendous opportunity we have in front of us will be mitigated or impaired to some extent. We need to maintain the support, not only of the people who live close to where we operate, but the broad support of Canadians, as well as from policy-makers and key influencers in the country, to realize the advantages and benefits I believe this industry can bring to the country.

J'aimerais souligner que notre industrie met beaucoup l'accent sur deux facteurs clés qui, à notre avis, influent grandement sur notre réputation et sur notre permis d'exploitation social. Le premier est l'amélioration du rendement, et le deuxième, les communications. Nous croyons que ces deux facteurs sont extrêmement importants et qu'ils sont interreliés de manière inextricable.

Nous devons continuer d'améliorer notre rendement. Sinon, nos efforts en matière de communications ne veulent rien dire. En revanche, si nous améliorons notre rendement et que nous ne le faisons pas savoir à nos parties intéressées de manière efficace, il y aura des répercussions sur notre permis d'exploitation social et nous perdrons tous les avantages de l'amélioration de notre rendement. Par conséquent, nous croyons que ces deux facteurs sont extrêmement importants. Le contexte réglementaire et politique dans lequel nous exerçons nos activités a des effets importants sur cela.

**Le président :** Monsieur Collyer, pourriez-vous brièvement expliquer comment vous percevez ce « permis d'exploitation social » que vous avez mentionné trois fois?

**M. Collyer :** Cette notion est d'une importance fondamentale. Nous avons besoin de l'appui de nos parties intéressées pour faire ce que nous faisons. Nous devons interagir avec elles de manière efficace. Je crois que la notion de permis d'exploitation social est étroitement liée aux « 3E ». Nous devons démontrer que notre industrie crée des avantages économiques pour les Canadiens, et je crois que nous pouvons le faire. Nous générerons des retombées économiques extrêmement importantes dans tout le pays : nos investissements dans le secteur privé sont les plus importants au Canada, et nos entreprises représentent 25 p. 100 de la valeur du TSX. Je crois qu'il s'agit de quelque chose que nos parties intéressées comprennent bien.

La sécurité et la fiabilité énergétiques sont d'une importance vitale pour notre qualité de vie et pour le bon fonctionnement de notre économie. Je pense que la plupart des Canadiens le comprennent.

Notre permis d'exploitation social dépend largement de notre rendement et de nos communications quotidiennes avec nos parties intéressées. Il s'agit d'un élément important de nos activités en tant qu'industrie. Si nous ne pouvons pas continuer de nous assurer le soutien de nos parties intéressées, et je crois que nous bénéficions d'un large soutien d'un bout à l'autre du pays — nos sondages donnent à penser que c'est le cas — notre capacité, en tant que Canadiens, d'engendrer des retombées économiques et de saisir l'occasion en or qui se présente à nous sera, dans une certaine mesure, réduite ou minée. Nous devons continuer de nous assurer le soutien, non seulement des personnes qui vivent près de nos exploitations pétrolières et gazières, mais de l'ensemble des Canadiens, ainsi que des décideurs et des influenceurs clés de notre pays, pour générer les avantages et les retombées positives que l'industrie peut, je crois, procurer au pays.

**The Chair:** Thank you for that and I hope you will understand and appreciate why I made that intervention at that point. I believe your organization represents, among many other oil and gas producers, the controversial energy source that lies up in Fort McMurray region. Therefore, I wanted to have a context understood in part by our viewers, who are many — there are more than those just in this room. We are on the CPAC network and on the World Wide Web, and we have our own dedicated website. Given the second issue, communication, all of this needs to be clearly understood.

Before you continue, Senator Linda Frum from Ontario has joined us to the right of Senator Massicotte.

**Greg Stringham, Vice-President, Markets and Oil Sands, Canadian Association of Petroleum Producers:** Good morning. I want to spend a few minutes with you talking about the oil part of our business. Oil is a very global commodity, and we are seeing all the events in the world today that surround what is happening with crude oil. Canada is itself a very important part of that global market.

First, it is important to Canadians from a supply and economic benefits perspective. However, it is also broader than that, expanding to North America and throughout the globe as an important part of the oil portion of the total energy mix that Mr. Collyer talked about.

As most of you know, today in Canada, about one half of our oil comes from conventional sources from Western Canada to offshore Atlantic Canada, and the other one half of our oil comes from the oil sands. That is a very diverse mix across the country. As we look to the future, we have a strong endowment, as you well know, in the oil sands of a very long period of resource potential. However, that potential will only be realized if it can be done in an economically and environmentally sustainable manner. I think that is the real key to capitalizing on this endowment Canada has been given in its natural resource of oil.

As I look at the opportunities associated with that, it really does become something broader than just the economic performance that is permeating across the country. In the future, this source of oil will continue to grow from all of those forms. In particular, I think it is important to note the critical role of technology in that development.

Recently, we had been on a relatively flat or declining profile for our conventional oil across Canada. However, new technology has even enabled that such that now we are able to develop some of the tight oil — the oil that was very difficult to extract earlier in places like Saskatchewan and Manitoba — which had previously been inaccessible because technology had

**Le président :** Merci de votre exposé, et j'espère que vous comprendrez pourquoi je suis intervenu. Je crois que votre organisation représente, parmi de nombreux autres producteurs pétroliers et gaziers, l'entreprise qui exploite la source d'énergie controversée qui se trouve dans la région de Fort McMurray. Par conséquent, je voulais que notre public, qui est grand — il ne se limite pas aux personnes qui sont dans cette pièce — comprend bien le contexte. Nous sommes sur le réseau CPAC, et sur le web, et nous avons notre propre site web. Compte tenu du deuxième facteur, à savoir la communication, le public doit bien comprendre tout cela.

Avant que vous ne continuiez, je voudrais vous présenter le sénateur Linda Frum, de l'Ontario, qui s'est jointe à nous et qui est à la droite du sénateur Massicotte.

**Greg Stringham, vice-président, Marchés et sables bitumineux, Association canadienne des producteurs pétroliers :** Bonjour. J'aimerais prendre quelques minutes pour vous parler du secteur pétrolier. Le pétrole est un produit de base mondial, et beaucoup d'événements mondiaux sont aujourd'hui liés, d'une manière ou d'une autre, au pétrole brut. Le Canada occupe une place très importante dans ce marché mondial.

Tout d'abord, il est important pour les Canadiens du point de vue de l'approvisionnement et en raison des retombées économiques qu'il génère. Toutefois, son importance est beaucoup plus large, et, en Amérique du Nord et partout dans le monde, il constitue une partie importante de la portion pétrolière du bouquet énergétique total dont M. Collyer a parlé.

Comme la plupart d'entre vous le savent déjà, aujourd'hui, au Canada, environ la moitié de notre pétrole vient de sources classiques, de l'Ouest canadien aux côtes des Maritimes, et l'autre moitié vient des sables bitumineux. Il s'agit d'un mélange de sources très diverses de tout le pays. En ce qui concerne l'avenir, les sables bitumineux sont, comme vous le savez bien, une grande richesse et une ressource potentielle que nous pourrions exploiter pendant très longtemps. Cependant, nous ne pourrions exploiter ce potentiel que dans l'optique du développement économique durable et de la protection de l'environnement. À mon avis, il s'agit véritablement de la clé de l'exploitation de cette richesse et de cette ressource naturelle canadienne qu'est le pétrole.

Lorsque j'examine les possibilités associées à cela, je constate qu'il s'agit de quelque chose qui va au-delà du rendement économique dans tout le pays. À l'avenir, cette source de pétrole continuera de prendre de l'importance à de nombreux égards. En particulier, je crois qu'il est important de souligner le rôle essentiel de la technologie dans ce domaine.

Récemment, le secteur du pétrole classique stagnait et commençait même à décliner un peu au Canada. Cependant, les nouvelles technologies ont fait en sorte qu'il est maintenant possible d'extraire du pétrole profondément enfoui. Il s'agit de pétrole qui était très difficile à extraire dans des endroits comme la Saskatchewan et le Manitoba, et qui était jusque-là inaccessible

not advanced. While technology can open up these new resources, it will be critical for the continuing environmental performance for the operation of the social licence that has been discussed.

One of the important parts of this development is that the future resource that we have in Canada is being recognized around the world; it is attracting global attention from a variety of sources. As you well know, we have had European investment that came through the forms of companies like Total and Statoil. Recently, we have had a great deal of interest from Asian countries: Korea, China and even recently from Thailand.

Therefore, the profile of Canada's resource endowment, particularly on the oil side, has garnered international attention. That is why it is critical for us to be able to ensure that the investment coming in, the job creation it has and the environmental performance all come up to and continue to be at world-class standards.

From that perspective, we have three opportunities and challenges I would like to address. The first of those is clearly the environmental performance. We as an industry know that we must continue to improve environmental performance, particularly as it relates to the oil sands, which is gathering international attention from an investment and environmental performance perspective.

The industry has continued to reduce its greenhouse gas emissions intensity. As we have developed the oil sands over the last 20 years, we have been able to reduce that by about 39 per cent per barrel. That has really been driven by technology, but it also indicates a commitment on behalf of the industry to continue that trend as we see the growth of this oil resource being developed for the needs of Canadians and beyond.

The second opportunity is really this question of market access. Canada is an exporting nation and that applies equally to the oil products we produce. We meet Canadian needs but we also export that oil, primarily to our neighbour to the south, the United States. We see greater opportunities for that to be developed as other countries, like oil from Mexico and oil formerly coming from Venezuela, leave that market and provide an opportunity or a void in that market for Canadian oil to fill.

There is an opportunity to look at the growing markets around the world. As we have seen in Asian investment recently, there is a great deal of interest in a discussion of opportunities for markets into that growing economy, and even beyond Asia into countries like India that are interested in that now.

The third area is technology. As I mentioned in the beginning, technology and innovation have been the key to unlocking this resource. There have been many cooperative efforts within the

parce que la technologie n'était pas assez avancée. Même si la technologie peut nous donner accès à ces nouvelles ressources, il sera essentiel de continuer à assurer un bon rendement environnemental pour conserver le permis d'exploitation social dont nous avons discuté.

L'un des facteurs importants de ces activités est le fait que cette ressource de l'avenir que nous avons au Canada est reconnue partout dans le monde; elle attire l'attention de divers pays. Comme vous le savez bien, des entreprises européennes comme Total et Statoil ont investi dans cette ressource. Récemment, certains pays asiatiques, dont la Corée, la Chine et, tout récemment, la Thaïlande se sont montrés très intéressés.

Par conséquent, la richesse des ressources canadiennes, particulièrement sur le plan pétrolier, a attiré l'attention internationale. C'est pourquoi il est essentiel que nous soyons en mesure de garantir que les investissements, la création d'emplois et le rendement environnemental dans ce domaine respectent toujours les normes mondiales.

De ce point de vue, il y a trois possibilités ou défis que j'aimerais soulever. Le premier est clairement le rendement environnemental. En tant qu'industrie, nous savons que nous devons continuer d'améliorer notre rendement environnemental, particulièrement dans le domaine des sables bitumineux, qui attire l'attention internationale aussi bien sur le plan des investissements que du rendement environnemental.

L'industrie réduit continuellement ses émissions de gaz à effet de serre. Au cours des 20 dernières années, c'est-à-dire depuis le début de nos activités relatives aux sables bitumineux, nous avons réussi à réduire nos émissions de gaz à effet de serre de 39 p. 100 par baril. La technologie y est pour beaucoup, mais cet exploit reflète également un engagement de la part de l'industrie à prolonger cette tendance à mesure que l'utilisation de cette ressource pétrolière s'accroît pour répondre aux besoins du Canada et d'autres pays.

La deuxième possibilité est celle de l'accès au marché. Le Canada est une nation exportatrice, et cela s'applique également à nos produits pétroliers. Nous répondons aux besoins canadiens, mais nous exportons également ce pétrole, principalement à notre voisin du Sud, les États-Unis. Nous croyons que des occasions d'exploiter cette situation se présenteront à mesure que d'autres pays fournisseurs de pétrole, comme le Mexique et le Venezuela, quitteront ce marché. Le Canada devra saisir cette occasion et combler le vide laissé dans le marché pétrolier.

Nous devons également garder un œil attentif sur les marchés émergents partout dans le monde. Comme les investissements asiatiques nous l'ont récemment montré, beaucoup de pays veulent discuter des occasions pour leurs marchés dans cette économie croissante, et cela va au-delà de l'Asie et s'applique également à des pays comme l'Inde, qui s'intéressent maintenant à nos ressources.

Le troisième domaine est la technologie. Comme je l'ai mentionné au début de mon exposé, la technologie et l'innovation ont été essentielles à l'exploitation de cette

industry and between government and industry on that technological innovation. This is where the high-tech portion of the economy comes together to be able to enable greater environmental performance, greater economic recovery and opportunities across Canada for jobs and job development.

We have seen a great deal of green or clean technology development in Ontario, Quebec, New Brunswick and other parts of the country. These technologies have been applied to the development of our oil resources and are an important part of our continuing growth on the oil side.

In conclusion, we know that the opportunities for the development of oil in Canada are still strong and world renowned, but we also know that as we develop, we must continue to lighten our footprint on air emissions, land impact and the quality of the water being used by the industry for the development of this resource.

Part of the public confidence that needs to be continued and developed even more comes from transparency, openness and the application of technology to the environmental part of our business.

**Tom Huffaker, Vice-President, Policy and Environment, Canadian Association of Petroleum Producers:** When we talk about the gas sector in North America today, it tends to be the story of the shale gas revolution, which has changed profoundly the supply and market picture. To put it in context, as recently as the middle of the last decade, here in North America we were talking about the need for as many as 20 liquefied natural gas import projects. We were talking about trying to get Russian gas into North America and we had concerns about rapidly rising prices. We were in a bad reserve position in North America, or at least perceived to be on natural gas. Fast forward to the present and, of course, we recognize that we have tremendous commercial reserves in North America. If we are struggling with anything in the industry, it is the challenging price environment. Many prognosticators predict will run in the \$4 to \$6 range and maybe towards the low end of that for quite a while. The assessments in the United States are that their commercial reserves have tripled in the last five years as a result of shale gas development; and their production is up about 16 per cent. Close to 50 per cent of American production is unconventional, as broadly defined, which includes shale.

To this changed external and internal environment, the Canadian industry brings some tremendous strength. As you probably know, Canada has long been the number three gas producer globally. We have a tremendously dynamic

ressource. Il y a eu de nombreux efforts concertés relatifs à l'innovation technologique aussi bien au sein de l'industrie qu'entre le gouvernement et cette dernière. C'est là que le secteur de la haute technologie entre en jeu. Il permet un meilleur rendement environnemental, favorise la reprise économique et crée des perspectives d'emploi et des possibilités de perfectionnement professionnel dans tout le Canada.

On a mis au point beaucoup de technologies vertes ou propres en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et dans d'autres régions du pays. Ces technologies ont été utilisées dans l'exploitation de nos ressources pétrolières et elles jouent un rôle important dans la croissance continue du secteur pétrolier.

En conclusion, nous savons que les possibilités liées à l'exploitation du pétrole au Canada sont toujours nombreuses et qu'elles sont reconnues à l'échelle mondiale, mais nous savons également que nous devons, dans le cadre de nos activités d'exploitation, continuer de réduire notre empreinte écologique en ce qui concerne nos émissions atmosphériques, les répercussions sur les terres et la qualité de l'eau utilisée par l'industrie pour l'exploitation de cette ressource.

La transparence, l'ouverture et l'utilisation de technologies pour améliorer notre rendement environnemental sont des éléments qu'il faut continuer de favoriser pour accroître la confiance du public.

**Tom Huffaker, vice-président, Politiques et environnement, Association canadienne des producteurs pétroliers :** Aujourd'hui, lorsque nous parlons du secteur gazier en Amérique du Nord, nous avons tendance à évoquer la révolution du gaz de schiste, qui a profondément modifié le visage de l'approvisionnement et du marché. Pour replacer les choses dans leur contexte, j'aimerais souligner que, pas plus tard qu'au milieu de la dernière décennie, ici, en Amérique du Nord, nous parlions de la nécessité de mettre en œuvre jusqu'à 20 projets d'importation de gaz naturel liquéfié. Nous avons envisagé d'essayer de faire entrer le gaz russe en Amérique du Nord et nous avons des préoccupations concernant la hausse rapide des prix. La situation de nos réserves nord-américaines n'était pas bonne. C'était, à tout le moins, ce que nous pensions au sujet du gaz naturel. Projetons-nous maintenant à l'époque présente, et, bien sûr, nous reconnaissons maintenant que nos réserves commerciales sont énormes en Amérique du Nord. Si l'industrie a un défi à relever, c'est celui de la situation des prix. De nombreux pronostiqueurs croient que les prix se situeront autour de 4 à 6 \$ et resteront peut-être au bas de cette échelle pendant encore un certain temps. Selon les évaluations faites par les États-Unis, les réserves commerciales de ce pays ont triplé au cours des cinq dernières années à la suite du développement du secteur du gaz de schiste, et le taux de croissance de la production a augmenté d'environ 16 p. 100. Près de 50 p. 100 de la production américaine est non conventionnelle, ce qui comprend beaucoup de choses, dont le gaz de schiste.

L'industrie canadienne renforce énormément ce nouveau contexte interne et externe. Comme vous le savez probablement, le Canada arrive, depuis longtemps, au troisième rang parmi les producteurs gaziers mondiaux. Notre industrie axée sur

entrepreneurial industry. It is highly technological and sophisticated and adaptive. Our members and other smaller Canadian producers who are active in this space range from firms as small as a handful of direct employees working with contractors up to large Canadian companies that are dominant producers not only in Canada but also in the United States. The global super majors are present here as well. We have well established production in Alberta, British Columbia and Nova Scotia; some gas production in Saskatchewan and elsewhere; and coming production in Quebec and additional locations in the Maritimes.

We benefit from a well-integrated North American market and pipeline system. While I mentioned that U.S. production is up sharply over the last five years, Canadian production is down by 15 per cent. Our exports, which once accounted for about 18 per cent of American supply, now account for about 14 per cent of American supply.

However, our shale resources are as productive and robust as they are in the United States. They are not as far down the development curve in terms of coming to market as the American shale resources. Of course, they are further from the major markets and that involves a cost. However, as our colleagues from the Canadian Society for Unconventional Gas told this committee, estimates of Canadian reserves are up two to three times over 1990 commercial reserves, and those numbers are probably very conservative. We at CAPP are forecasting a possible rebound, which will not be sharp, with a total turn around in Canadian production that could come as soon as 2011 or 2012. If it comes and is not unconnected to price and policy, that rebound will be driven by production coming out of such places as the Horn River and the Montney in British Columbia. We project that the production out of those basins could be as large as or larger than six billion cubic feet per day by 2020. To put that in context, North America produces something in excess of 80 BCF per day. Therefore, a basin producing six BCF per day is truly huge.

The current price of gas is a great challenge. Some of the basins in Canada, in particular the Horn and the Montney, might turn out to be relatively low-priced to produce from; but we have many basins in Canada at the high-cost end of the North American supply basins, which is a challenge. When we add in the distance to the major North American markets and the fact that the hugely robust shale gas resources in the United States are starting to come online in the Eastern U.S., you are able to see the challenge immediately. That is traditional export market for us. Over time, we certainly feel the stress of that and we see the possibility of pressure not only pushing us out of that market but also pushing

l'entreprise est extrêmement dynamique. Elle mise sur la technologie, le perfectionnement et l'adaptation. Nos membres et d'autres petits producteurs canadiens qui sont actifs dans ce contexte comprennent aussi bien de petites entreprises qui comptent une poignée d'employés travaillant avec des entrepreneurs que de grandes compagnies canadiennes qui sont des producteurs dominants non seulement au Canada, mais également aux États-Unis. Les super-majors mondiaux sont également présents ici. Notre production gazière en Alberta, en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse est importante depuis longtemps; nous avons également une production à Saskatchewan et ailleurs, et nous allons bientôt étendre notre territoire au Québec et aux Maritimes.

Nous bénéficions d'un marché nord-américain bien intégré et d'un bon système de pipelines. J'ai mentionné que la production américaine a connu une hausse marquée au cours des cinq dernières années. En revanche, la production canadienne a diminué de 15 p. 100. Nos exportations, qui ont déjà représenté environ 18 p. 100 de l'approvisionnement américain, en représentent maintenant environ 14 p. 100.

Cependant, nos ressources de gaz de schiste sont aussi productives et abondantes que celles des États-Unis. Nous n'avons pas réussi à les exploiter autant que les États-Unis. Elles sont, bien sûr, plus éloignées des grands marchés, ce qui suppose des coûts. Toutefois, comme nos collègues de la Canadian Society for Unconventional Gas l'ont dit au comité, selon les estimations, les réserves canadiennes sont de deux à trois fois plus importantes que les réserves commerciales ne l'étaient en 1990, et ces chiffres sont probablement très conservateurs. À l'ACPP, nous prévoyons une remontée possible, qui ne sera pas brusque, mais qui provoquera un redressement total de la production canadienne d'ici 2011 ou 2012. Si on assiste à cette remontée et qu'elle influe sur les prix et sur les politiques, ce sera grâce à la production dans des endroits comme Horn River et Montney, en Colombie-Britannique. Nous prévoyons que la production dans ces bassins pourrait atteindre six milliards de pieds cubes par jour, ou plus, d'ici 2020. Pour mettre les choses dans leur contexte, permettez-moi de souligner que l'Amérique du Nord produit plus de 80 Gpi<sup>3</sup> de gaz par jour. Par conséquent, si un bassin produit six Gpi<sup>3</sup> par jour, c'est énorme.

Le prix actuel du gaz est un défi important. L'exploitation de certains bassins canadiens, en particulier ceux de Horn River et de Montney, pourrait s'avérer relativement peu onéreuse; mais de nombreux bassins canadiens sont parmi les plus chers à exploiter en Amérique du Nord, ce qui est un défi. Lorsqu'on ajoute à cela la distance entre nos ressources et les grands marchés nord-américains, et le fait que l'on commence à exploiter les ressources abondantes de gaz de schiste aux États-Unis, dans l'Est du pays, le défi à relever saute immédiatement aux yeux. Il s'agit de notre marché d'exportation traditionnel. Au fil du temps, nous ressentons le stress que nous cause cette situation et nous

American gas into traditional markets of the Canadian industry in Central and Eastern Canada.

Market growth is needed to address this competitive challenge with the United States to gain the tremendous economic, social and jobs benefits from this tremendous Canadian resource. Within this market growth, there is obviously, a place for policy. We see the heavy vehicles space as part of the answer. We have been working closely with groups like the Canadian Natural Gas Vehicle Alliance through ventures such as the Canadian Natural Gas Initiative. We have spoken to some senators concerning these ventures. We see that as an important piece of the story. We probably see the needs of the oil sands industry as the biggest growth opportunity for the industry. I am sure we will talk more about that later. We see the power generation sector as a growth opportunity in terms of what has been set in motion with Canadian policy. We view moving to a natural gas cogent standard for the coal generation as a positive step but the biggest factor over the long term will be how the United States deals with the transition from a very heavy reliance on coal to a greater reliance on natural gas. We also see West Coast exports as an important part of the puzzle.

I will mention a few points on the policy side and the things that in our view the federal government could do that would be helpful. The government could embrace the role that natural gas can play as part of the response to GHG management and climate change by moving to this lower GHG fuel. The government could have the best possible regulatory environment with high environmental standards for transportation and development in the gas industry. The government could take steps to address the fiscal challenge relative to our competitiveness with the United States because we do not feel that the fiscal environment for investment in the sector is as positive in Canada as it is in the United States. The government could be supportive of those export options in the long run.

**Mr. Collyer:** I will make three comments to wrap up our piece and then I will turn to questions.

First, as Mr. Huffaker suggested, we believe that natural gas should be a foundational element in consideration of the future energy supply mix in Canada and that it warrants a higher profile in terms of future energy policy and energy system discussions in Canada. We are firmly of the view that oil sands is a tremendous asset to Canada and that it is incumbent on industry, governments and regulators to ensure that the asset is developed in a responsible manner, both environmentally and socially. Third, we recognize that there are opportunities for

envisageons la possibilité de nous faire expulser non seulement de ce marché, mais également des marchés traditionnels de l'industrie canadienne dans le centre et dans l'Est du Canada par le gaz américain.

Une progression du marché s'impose pour relever le défi de la concurrence qui découle de cette ressource canadienne précieuse. Cette progression du marché laisse évidemment place aux politiques. Nous considérons l'industrie des poids lourds comme faisant partie de la réponse. Nous travaillons en étroite collaboration avec des groupes comme l'Alliance canadienne de véhicules au gaz naturel dans le cadre de projets comme l'initiative canadienne pour le gaz naturel. Nous avons parlé de ces projets avec certains sénateurs. Nous croyons qu'il s'agit d'une pièce importante du casse-tête. Nous considérons probablement les besoins de l'industrie des sables bitumineux comme la possibilité d'expansion la plus importante pour l'industrie. Je suis certain que nous reviendrons là-dessus plus tard. Grâce à ce qui a été mis en place dans le cadre des politiques canadiennes, nous croyons également que le secteur de la production d'énergie électrique pourrait permettre une croissance importante. À notre avis, l'application d'une norme Cogent pour le gaz naturel en vue du remplacement de l'électricité produite au charbon est une étape positive, mais le facteur le plus important, à long terme, sera la manière dont les États-Unis gèrent la transition d'une très grande dépendance au charbon à une plus grande dépendance au gaz naturel. Nous croyons également que les exportations de la côte Ouest joueront un rôle important.

Je vais mentionner quelques points relatifs aux politiques et certaines choses que le gouvernement fédéral pourrait faire et qui, à notre avis, seraient utiles. Le gouvernement pourrait profiter du rôle que peut jouer le gaz naturel dans la gestion des gaz à effet de serre et dans le domaine des changements climatiques en adoptant ce carburant qui produit moins de gaz à effet de serre. Le gouvernement pourrait créer le meilleur contexte de réglementation possible avec des normes environnementales strictes pour le transport et le développement de l'industrie gazière. Il pourrait prendre des mesures pour améliorer la situation fiscale et nous permettre de concurrencer les États-Unis parce que nous sommes d'avis que le contexte fiscal pour les investisseurs dans le secteur n'est pas aussi positif au Canada qu'il ne l'est aux États-Unis. Le gouvernement pourrait appuyer ces options en matière d'exportations à long terme.

**M. Collyer :** Je vais faire trois commentaires pour conclure notre exposé, puis je passerai aux questions.

Tout d'abord, comme M. Huffaker l'a laissé entendre, nous croyons que le gaz naturel devrait être un élément de base du futur bouquet énergétique au Canada. Il doit donc occuper une place plus importante dans les futures politiques énergétiques et dans les discussions sur la filière énergétique au Canada. Nous croyons fermement que les sables bitumineux sont un atout considérable pour le Canada et qu'il incombe à l'industrie, aux gouvernements et aux organismes de réglementation de garantir que cet atout est exploité de manière responsable, sur le plan aussi bien

continuous improvement in terms of industry performance, government policy environment and our regulatory construct in Canada.

I make the case that we begin collectively from a position of strength, not weakness. We have a sound record of performance in the oil and gas sectors in Canada. We have the collective capability to improve over time; and that is what our industry expects to do. We understand that. I think it is also well aligned with what Canadians expect of the oil and gas industry and of governments and regulators.

If we can do all of that, and I firmly believe we can, then hydrocarbons, both natural gas and crude oil, will play a significant role in Canada's energy system for a long time to come and that will benefit people across the country, not just in those parts of the country where there is producing activity.

**Senator Neufeld:** Gentlemen, thank you for your great presentations. They are useful to this committee and all Canadians.

You talked about the oil and gas industry being 25 per cent of the value of the TSX. Can you tell me the dollar value?

Would you agree with me that many people across Canada, regardless of where they live, have investments in the shares of those companies, and depend on the good health of those shares for their retirement or their better way of life?

**Mr. Collyer:** We will undertake to get you the dollar value. Given the variability in the market, I hesitate to pick a particular number on any given day, but we will undertake to get that information to you.

Regarding your comments with respect to the interest in the oil and gas industry being widely held is absolutely correct. There are many pension funds, for example, that are heavily invested in the oil and gas sector through their portfolios.

Senator Neufeld, you raise a good point because we often do not shed enough light on this aspect of the industry. We talk about the direct employment benefits; there are 500,000 people or thereabouts across the country who are directly or indirectly employed in the oil and gas sector. We talk about the royalties and the income taxes that are generated from the oil and gas sector, but we often do not talk about the extent to which individual Canadians are invested in this sector. That is an important point that warrants more attention.

I will undertake to get the committee the number with respect to the total value of investment in the oil and gas sector. I do not have that information off the top of my head.

environnemental que social. Par ailleurs, nous reconnaissons qu'il y a toujours matière à amélioration en ce qui concerne le rendement de l'industrie, le contexte des politiques gouvernementales et notre système de règlements au Canada.

À mon avis, il faut commencer collectivement par prendre appui sur nos forces plutôt que sur nos faiblesses. Le rendement des secteurs pétrolier et gazier du Canada a toujours été bon. Nous avons la capacité collective de nous améliorer avec le temps, et c'est ce que notre industrie prévoit faire. Nous comprenons cela. Je crois que cela est également conforme aux attentes des Canadiens à l'égard de l'industrie pétrolière et gazière, des gouvernements et des organismes de réglementation.

Si nous pouvons faire tout cela, et je crois fermement que nous le pouvons, les hydrocarbures, aussi bien le gaz naturel que le pétrole brut, joueront encore longtemps un rôle important dans la filière énergétique du Canada, ce qui sera bénéfique pour les habitants de tout le pays, et pas seulement pour ceux des régions où il y a des activités de production.

**Le sénateur Neufeld :** Messieurs, je vous remercie de vos excellents exposés. Ils sont pertinents non seulement pour le comité, mais pour tous les Canadiens.

Vous avez dit que l'industrie pétrolière et gazière représente 25 p. 100 de la valeur du TSX. Pouvez-vous me dire quelle est sa valeur en dollars?

Seriez-vous d'accord avec moi pour dire qu'un grand nombre de personnes partout au Canada, quel que soit l'endroit où elles vivent, ont des parts dans ces entreprises, et dépendent de leur santé financière pour prendre leur retraite ou pour améliorer leur qualité de vie?

**M. Collyer :** Nous allons essayer de vous donner la valeur en dollars. Compte tenu de la variabilité du marché, j'hésite toujours à citer un chiffre exact, mais nous essaierons d'obtenir cette information pour vous.

En ce qui concerne vos commentaires selon lesquels de nombreuses personnes ont des intérêts dans l'industrie pétrolière et gazière, vous avez absolument raison. Il y a de nombreuses caisses de retraite, par exemple, dont le portefeuille comporte des investissements importants dans le secteur pétrolier et gazier.

Sénateur Neufeld, vous soulevez un point important parce que nous ne jetons pas assez souvent la lumière sur cet aspect de l'industrie. Nous parlons des avantages liés à l'emploi direct; il y a environ 500 000 personnes dans le pays qui travaillent directement ou indirectement pour le secteur pétrolier et gazier. Nous parlons des redevances et des impôts générés par le secteur pétrolier et gazier, mais nous ne parlons pas assez souvent de la mesure dans laquelle, au Canada, les particuliers ont investi dans ce secteur. Il s'agit d'un point important qui mérite plus d'attention.

Je vais essayer d'obtenir, pour le comité, la valeur totale des investissements dans le secteur pétrolier et gazier. Je n'ai pas cette information à portée de la main.



**Senator Neufeld:** You touched on the employment figure of 500,000 people across Canada. It is widely perceived that only Albertans hold those jobs, although I live in British Columbia and know that it is untrue. I am aware of how many people are employed in all three Western provinces and many are from Newfoundland and Labrador. Do you have a breakdown of that 500,000 as represented across the country?

I am also under the impression that much of the technology, the building of equipment, et cetera, happens in Ontario. This aspect of the industry provides a great many jobs to people in Ontario, most particularly in the manufacturing sector.

I am interested in seeing those numbers, Mr. Collyer.

**Mr. Collyer:** We have specific data for oil sands because we have done a considerable amount of work to understand the supply chain across both Canada and into the United States.

You are correct in the observation that employment related to the oil and gas sector extends well beyond Alberta and Western Canada in two respects. First, there are many Canadians, particularly from Atlantic Canada, who commute in one way or another to Western Canada to work on these projects, whether it is from an operating standpoint or during the construction phase. Certainly, in the supply chain, there are many people employed in Ontario, Quebec and other parts of the country directly related to providing goods or services to the oil sands.

I will ask Mr. Stringham to speak to the specific issue that you raised, namely the employment and supply chain that extends across the country.

**Mr. Stringham:** The committee is probably aware that the Canadian Energy Research Institute, a group located at the University of Calgary has looked at this broad Canadian aspect of what this means to the oil and gas sector. We can get that full study to you. Their study looked at the investment in the oil sands over the next 25 years. They illustrate that the industry will generate about \$1.7 trillion in gross domestic product across the country. They have broken that down by employment. The industry will create about 11 million person years of employment. Converting it to jobs for just the oil sands, it goes from about 112,000 direct jobs today up to about 500,000 direct jobs as it progresses into the future.

Then they broke it down by area and split it up among the different provinces. Of course, the bulk of that happens on construction in Alberta. From that GDP impact, there is \$55 billion generated for Ontario; for British Columbia, it is \$45 billion; and for Quebec, it is \$23 billion. I can continue down the list. That is an excellent source of how that is spread around.

**Le sénateur Neufeld :** Vous avez dit que 500 000 personnes sont employées par le secteur pétrolier et gazier au Canada. D'aucuns croient que ces emplois ne sont occupés que par des Albertains, mais je vis en Colombie-Britannique et je sais que ce n'est pas vrai. Je sais combien de gens sont employés par ce secteur dans les trois provinces de l'Ouest, et un grand nombre d'entre eux viennent de Terre-Neuve-et-Labrador. Pouvez-vous décomposer ce nombre par région?

J'ai également l'impression que, pour ce qui est de la technologie, de la fabrication du matériel et d'autres choses du genre, l'Ontario joue un rôle très important. Cette composante de l'industrie crée un grand nombre d'emplois pour les habitants de l'Ontario, plus particulièrement dans le secteur manufacturier.

Ces chiffres m'intéressent, monsieur Collyer.

**M. Collyer :** Nous avons des données précises pour les sables bitumineux parce que nous avons fait beaucoup de travail pour comprendre la chaîne d'approvisionnement dans tout le Canada et aux États-Unis.

Vous avez raison de souligner que les emplois liés au secteur pétrolier et gazier ne se limitent pas à l'Alberta et à l'Ouest canadien, à deux égards. Tout d'abord, il y a de nombreux Canadiens, particulièrement de la région de l'Atlantique, qui se rendent dans l'Ouest canadien pour travailler à ces projets, que ce soit dans le cadre des opérations ou durant la phase de construction. Dans la chaîne d'approvisionnement, il y a, bien sûr, de nombreuses personnes en Ontario, au Québec et dans d'autres parties du pays qui occupent des emplois qui sont directement liés à la production de biens et à la prestation de services nécessaires à l'exploitation des sables bitumineux.

Je vais demander à M. Stringham de parler de la question précise que vous avez soulevée, à savoir l'emploi et la chaîne d'approvisionnement dans tout le pays.

**M. Stringham :** Le comité sait probablement que l'Institut canadien de recherche énergétique, qui est un groupe qui a son siège à l'Université de Calgary, a examiné cet aspect canadien du secteur pétrolier et gazier. Nous pouvons vous fournir l'étude complète. Il s'est penché sur les investissements dans les sables bitumineux au cours des 25 dernières années. L'étude montre que l'industrie contribuera à hauteur de 1,7 billion de dollars au produit intérieur brut du pays. Cela a été relié à l'emploi, domaine dans lequel l'industrie générera environ 11 millions d'années-personnes. Pour ce qui est des sables bitumineux, le nombre d'emplois directs, qui est d'environ 112 000 aujourd'hui, passera à environ 500 000, à mesure que le secteur se développera.

Les auteurs de l'étude ont ensuite décomposé ce nombre par région et l'ont réparti entre les diverses provinces. Bien sûr, c'est dans le domaine de la construction, en Alberta, qu'il y a le plus grand nombre d'emplois. En ce qui concerne le PIB, 55 milliards de dollars sont générés en Ontario; en Colombie-Britannique, ce montant équivaut à 45 milliards de dollars; au Québec, il est de 23 milliards de dollars. Je peux descendre jusqu'en bas de la liste. Il s'agit d'une source excellente pour voir comment ces sommes sont réparties.

I can give you an anecdote that is probably one of the best ones I have heard. Canadian Natural Resources Limited purchased their conveyor system for their Horizon Project, from New Brunswick. It was constructed and built in New Brunswick and put on vehicles and trains, moved across the country and assembled and put in place when it arrived. That is in addition to all the vehicles, trucks, manufactured pumps and valves that come out of the heartland of Ontario and Quebec.

**Senator Neufeld:** I believe that more of that kind of information that we can communicate to Canadians bodes well for the industry and for all of us. I agree that we will be using petroleum products well into the future; technology will just change how we use it.

My next question about is market diversification. I understand that we have to diversify. We cannot continue to depend on one customer, although that one customer has been a good customer and will continue to be a good customer. However, it bothers me when we see that the U.S. may only import 1 per cent of their natural gas in 25 years, compared to 14 per cent today.

I worry, especially for gas from the Horn River and Montney basin. With the recent investment by China of \$5.5 billion into north-eastern B.C., I think that bodes well.

We have to look at other markets that require tanker traffic on the West Coast. We are not new to tanker traffic on the West Coast; it has been in place bringing oil from Alaska down into the lower 48 for the last 40 years or so. However, there are moves afoot — I am sure you have heard it — of people saying that they want to stop all tanker traffic.

We have been shipping oil out of the Port of Vancouver for over 50 years — and quite safely, by the way. I think you will agree with me on that point. I think it is imperative that we get more information out to people all across Canada of the importance of being able to ship LNG, liquefied natural gas out. Not that long ago, we thought we would have to bring it in and now we are looking at shipping it out. We also have to discuss the movement of that oil through a pipeline to be built from Fort McMurray to Kitimat. That is important.

We need politicians to understand how important it is for employment, investment and retirement incomes across Canada so that we can continue to enjoy the country that we enjoy.

Could you expand on that and help me with how your industry is looking specifically at some politicians here in Ottawa talking about absolutely no tanker traffic on the West Coast of British Columbia, although on the East Coast they import all their oil. There is tanker traffic on the East Coast. It comes from Venezuela, Norway and the Middle East to provide all the

Je peux vous raconter une anecdote, qui est probablement parmi les meilleures que j'aie jamais entendues. Canadian Natural Resources Limited a acheté un transporteur de manutention pour son projet Horizon, du Nouveau-Brunswick. On l'a construit au Nouveau-Brunswick, puis on l'a embarqué dans des véhicules et des trains, à bord desquels il a traversé le pays, et on l'a assemblé et mis en place à son arrivée. Cela s'ajoute à tous les véhicules, camions, pompes et soupapes fabriqués qui viennent du centre de l'Ontario et du Québec.

**Le sénateur Neufeld :** À mon avis, ce genre d'information est de bon augure pour l'industrie et pour nous tous, et nous devons la communiquer aux Canadiens. Je crois, comme vous, que nous allons utiliser les produits pétroliers pendant encore longtemps; la technologie ne fera que changer la manière dont nous les utilisons.

Ma prochaine question concerne la diversité des marchés. Je reconnais qu'il s'agit de quelque chose que nous devons faire. Nous ne pouvons plus continuer de dépendre d'un seul client, même s'il s'agit toujours d'un bon client. Toutefois, cela m'ennuie de croire que les États-Unis pourraient, dans 25 ans, importer seulement 1 p. 100 de leur gaz naturel, par rapport à 14 p. 100, aujourd'hui.

Je suis inquiet, surtout au sujet du gaz des bassins de Horn River et de Montney. La Chine a récemment investi 5,5 milliards de dollars dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, ce qui, je crois, augure bien.

Il faut explorer d'autres marchés qui exigent un trafic de pétroliers. Le trafic de pétroliers sur la côte Ouest n'est pas chose nouvelle; depuis environ 40 ans, le trafic des pétroliers permet de transporter le pétrole de l'Alaska jusqu'au sud du 48<sup>e</sup> parallèle. Cependant, il y a des mouvements — je suis sûr que vous en avez entendu parler — de personnes, qui affirment vouloir faire cesser tout le trafic de pétroliers.

Cela fait plus de 50 ans que nous expédions du pétrole à partir du port de Vancouver — et, soit dit en passant, nous le faisons de manière très sécuritaire. Je crois que vous serez d'accord avec moi sur ce point. Je crois qu'il est essentiel que nous renseignions davantage les gens de tout le Canada de l'importance d'être capable d'expédier notre gaz naturel liquéfié. Il n'y a pas si longtemps, nous croyions devoir en importer et, maintenant, nous cherchons les moyens d'en expédier. Nous devons également discuter du transport de ce pétrole par un pipeline qui reliera Fort McMurray à Kitimat. C'est quelque chose d'important.

Il faut que les politiciens comprennent l'importance de cela pour l'emploi, et les revenus de placement et de retraite dans tout le Canada afin que nous puissions continuer de profiter du pays dont nous profitons.

Pouvez-vous clarifier cela et m'aider à expliquer comment votre industrie réagit à certains politiciens, ici à Ottawa, qui avancent l'idée d'éliminer tout le trafic de pétroliers sur la côte Ouest de la Colombie-Britannique, même si la côte Est importe tout son pétrole. Il y a un trafic de pétroliers sur la côte Est. Il vient du Venezuela, de la Norvège et du Moyen-Orient, et il

major use of gasoline and diesel fuel. However, these people think we should not have it on the West Coast. Can you tell me how your industry will handle that issue?

**Mr. Collyer:** My first observation is it is never good for any producer of any commodity or product to be solely dependent on one market. I completely agree with your point that the United States has been a great market and will continue to be a great market for Canadian natural gas and crude oil. However, market diversification is in the interest of the industry and for Canada, for all of the reasons that you described such as the economic benefit that flows to Canadians. The drivers for that market diversification are different with respect to natural gas and crude oil. Market diversification is a good thing in any circumstance.

With the emerging supply of natural gas, shale gas in particular, in the United States and given the geographic location of our reserves in Western Canada relative to markets in North America, we are in a situation where it is increasingly important that we alleviate the supply/demand situation in Western Canada through other markets.

I think LNG is reasonably well accepted in terms of export opportunity. The Kitimat project appears to be moving forward; I think it is important that it do so. If we look at the natural gas business over time in Western Canada, there is a reasonable likelihood we will be looking to expand LNG export facilities on the West Coast. That is clearly an important priority for our industry and we need to move forward.

On the crude oil side, I find all the opposition to crude oil tanker movements ironic when, as you point out, they happen globally every day. We believe, as others do, that these movements can occur safely. It is important that there be public policy support for tanker movement on the West Coast.

I think it is important that we think about West Coast exports of crude oil to the Asian market in the broader public policy context. As you well know, governments, both federal and provincial, are increasingly trying to develop greater ties and linkages to Asian countries. What we can do in technology, on supply, and with the increasing integration of investment in oil sands with the potential market opportunity, affords us the opportunity to increase the focus on exports of crude oil from the West Coast.

It is important, but there is clearly opposition to it. That opposition comes largely from environmental groups that would prefer that we not develop oil sands and the linkages to Aboriginal First Nations communities on the West Coast.

assure un approvisionnement important en essence et en carburant diesel. Cependant, ces personnes croient que nous ne devrions pas avoir ce type de trafic sur la côte Ouest. Pouvez-vous me dire comment votre industrie abordera ce problème?

**M. Collyer :** J'aimerais tout d'abord souligner qu'il n'est jamais bon pour le producteur d'une marchandise ou d'un produit de dépendre d'un seul marché. J'appuie entièrement votre point selon lequel les États-Unis ont été un très bon marché et continueront de l'être pour le gaz naturel et le pétrole brut canadiens. Toutefois, l'industrie et le Canada ont intérêt à diversifier ces marchés pour toutes les raisons que vous avez décrites, comme les avantages économiques pour les Canadiens. Les agents de cette diversification des marchés ne sont pas les mêmes pour le gaz naturel et pour le pétrole brut. La diversification des marchés est toutefois toujours une bonne chose.

Compte tenu des nouvelles réserves de gaz naturel, plus particulièrement de gaz de schiste, aux États-Unis et de l'emplacement de nos réserves dans l'Ouest canadien par rapport aux marchés nord-américains, nous sommes dans une situation qui fait en sorte qu'il est de plus en plus important de miser sur d'autres marchés pour faire face à la situation de l'offre et de la demande dans l'Ouest canadien.

Je crois que le GNL est raisonnablement bien accepté en tant que produit d'exportation. Le projet Kitimat semble avancer; je pense qu'il est important qu'il le fasse. Si nous examinons le secteur du gaz naturel au fil du temps dans l'Ouest canadien, il est assez probable que nous chercherons à agrandir les installations d'exportation du GNL sur la côte Ouest. Il s'agit clairement d'une priorité importante pour notre industrie, et nous devons aller de l'avant.

En ce qui concerne le pétrole brut, je trouve ironique l'opposition au trafic de pétroliers de brut, puisque, comme vous l'avez souligné, il y a des pétroliers qui circulent partout dans le monde tous les jours. Nous croyons, comme d'autres, que ces déplacements peuvent se faire de manière sécuritaire. Il est important que l'on soutienne les politiques publiques favorables au trafic des pétroliers sur la côte Ouest.

Je pense qu'il est important que nous replaçons les exportations de pétrole brut de la côte Ouest au marché asiatique dans le contexte le plus large des politiques publiques. Comme vous le savez bien, les gouvernements, aussi bien fédéral que provinciaux, essaient de plus en plus de créer des liens et des relations avec les pays asiatiques. Nos capacités sur le plan technologique, nos réserves et les investissements de plus en plus importants dans les sables bitumineux nous permettent d'exploiter ce marché potentiel et de mettre l'accent sur les exportations de pétrole brut à partir de la côte Ouest.

C'est important, mais il y a évidemment des gens qui s'y opposent. Cette opposition vient principalement de groupes environnementaux qui préféreraient que nous n'exploitions pas les sables bitumineux et des collectivités des Premières nations

I think it will be a combination of public policy support, as well as a concerted effort by our industry, the pipelines and export projects being developed to engage effectively with Aboriginal groups, local communities, et cetera, to develop the support and get the social licence I talked about earlier.

We all must realize that this can be done safely. There is an extremely long track record of safe crude oil movements in and out of ports on both coasts of Canada, and there is no reason to think that will not continue into the future.

**Mr. Stringham:** Senator Neufeld, you are correct: Many oil and petroleum products move out of our West and East coasts right now. For example, Newfoundland and Labrador, for its offshore access, relies primarily on having tankers move in and out of the Port of Montreal and others. As you mentioned, shipments of oil for decades have gone through the Port of Vancouver into other markets.

I want to be clear, though, that exports are not just to new and Asian markets. Last year we had about 80,000 to 100,000 barrels a day moving out of the Vancouver port, and 90 per cent of that ended up going down into the California market.

It is another way to get into markets that are taking the types of oil that are declining elsewhere in the world, or that have other geopolitical ramifications, to be able to rely on Canada as a friendly, secure supply of the resource. Even into Kitimat, there are petroleum products that move in and out of there on a regular basis already. It is not anything new on either of our coasts and we believe it can be done in a safe manner.

**Senator Massicotte:** Thank you for being with us this morning. You are obviously knowledgeable on energy and are probably quite knowledgeable on the environment.

The world has a dilemma whereby we are immense consumers of energy, petroleum products included. We are used to it. In fact, the poor people of our planet also want to increase their standard of living, which explains what you see in China and other emerging countries. They will also increase their use of energy. We are very stuck with it. We are not flexible as to the cost. However, from the planet sense, we have a serious environmental problem.

I want your opinion. How do you round the peg; how do you get there? Is it simply a consumer problem? As an industry, I know you are taking measures to reduce your footprint but it is

autochtones de la côte Ouest avec lesquelles ils ont tissé des liens.

À mon avis, il faudra une combinaison de soutien pour les politiques publiques et d'efforts concertés de la part de notre industrie, et des responsables des projets de pipelines et d'exportation en cours pour mobiliser de manière efficace les groupes autochtones, les collectivités locales, et cetera, en vue d'obtenir le soutien et le permis d'exploitation social dont j'ai parlé plus tôt.

Nous devons tous comprendre que cela peut être fait de manière sécuritaire. Cela fait extrêmement longtemps que les pétroliers de brut se déplacent, entrent dans les ports des deux côtes du Canada et en ressortent de manière sécuritaire. Il n'y a donc aucune raison de croire que cela ne continuera pas à l'avenir.

**M. Stringham :** Sénateur Neufeld, vous avez raison : il y a de nombreux produits pétroliers qui sont expédiés à partir de nos côtes Ouest et Est en ce moment-même. Par exemple, pour son accès aux mers, Terre-Neuve-et-Labrador dépend principalement des allers-retours de pétroliers, dans le port de Montréal et d'autres. Comme vous l'avez mentionné, depuis des décennies, on expédie du pétrole vers d'autres marchés en passant par le port de Vancouver.

Je veux toutefois souligner que les exportations ne se font pas uniquement vers les nouveaux marchés et les marchés asiatiques. L'an dernier, environ 80 000 à 100 000 barils quittaient le port de Vancouver chaque jour, et 90 p. 100 d'entre eux étaient destinés au marché californien.

Il s'agit d'un autre moyen d'intégrer des marchés qui acceptent des types de pétrole qui sont de moins en moins utilisés ailleurs dans le monde ou qui, en raison de leur situation géopolitique, dépendent du Canada en tant que pays ami et source fiable. Il y a déjà des produits pétroliers qui partent de Kitimat et y entrent régulièrement. Ce n'est pas chose nouvelle sur l'une ou l'autre de nos côtes, et nous croyons que cela peut être fait de manière sécuritaire.

**Le sénateur Massicotte :** Merci d'être venu ce matin. Vous connaissez évidemment beaucoup de choses sur l'énergie et vous en connaissez probablement beaucoup sur l'environnement.

Le monde fait face à un dilemme. Nous consommons énormément d'énergie, y compris des produits pétroliers. Nous en avons pris l'habitude. En fait, les pauvres qui vivent sur notre planète veulent, eux aussi, améliorer leur niveau de vie, ce qui explique les choses que l'on voit en Chine et dans d'autres pays émergents. Ils augmenteront également leur consommation d'énergie. Nous ne pouvons rien y faire. Nous ne sommes pas flexibles en ce qui concerne les coûts. Cependant, du point de vue planétaire, nous avons un grave problème environnemental.

Je voudrais votre opinion. Comment peut-on concilier ces deux réalités; comment peut-on y arriver? S'agit-il seulement d'un problème de consommation; en tant qu'industrie, je sais que vous

not significant in a relative sense. How do you see this developing over the next 20 years from a consumer sense?

**Mr. Collyer:** I have a few observations. First, I suggest that our efforts have been significant. Let us look at the statistic that Mr. Stringham talked about a moment ago; namely, a significant 39 per cent reduction in the emissions per barrel over the period 1990 to 2006. Over the same period, production has been increasing, so emissions from the oil sands have increased. However, that is a significant improvement in performance and indicative of the kinds of performance the industry can deliver.

I also observe that over that same period, the emissions, on a unit basis of comparable measure on the downstream side in terms of use of crude oil, were reduced by about 11 per cent. Therefore, over that same period of time, industry has delivered an improvement in the emissions per barrel, which is about four times what we have delivered on the consumer side.

In answer to your more general question about the dilemma around energy going forward, we are firmly of the view that we need approaches that cut across the economy. Industry has a role to play; there is no question about that. We need to be responsible about the role we play in energy production and greenhouse gas emissions. At the same time, we have to come to grips with the fact that 80 per cent of the emissions, for example with crude oil, occur in the use of energy, not in its production.

If we are to realize the sorts of greenhouse gas emission reductions that the country is committed to and that have been set as an objective more broadly, internationally, we have to change the way we use energy across the economy. From my perspective, that does not mean that we necessarily need to reduce the growth opportunity for crude oil and natural gas in Canada. We need to have access to export markets because that is where the significant growth is. We need to get focused. Frankly, policy-makers have to confront the issue of what we do with the consumption side and how we change the use of energy. That cuts across the way we construct our buildings, the way we move people around since a lot of fuel use occurs in transportation. It means lifestyle changes and impacting people. We have to come to grips with that.

I think we need to get the message out to people that there is a cost associated with changes in the energy system and that cost will come in dollar terms, in some cases. In other cases, it will come in terms of impact on lifestyle and behaviour. We have to realize that and have that open and honest conversation.

prenez des mesures pour réduire votre empreinte, mais, en termes relatifs, ce n'est pas considérable. Du point de vue du consommateur, comment croyez-vous que les choses évolueront au cours des 20 prochaines années?

**M. Collyer :** J'ai quelques observations. Tout d'abord, je souligne que nos efforts ont été considérables. Prenons les statistiques dont M. Stringham vient de parler; à savoir, une réduction importante de 39 p. 100 dans les émissions par baril de 1990 à 2006. Au cours de la même période, la production a augmenté, alors les émissions découlant de l'exploitation des sables bitumineux ont augmenté. Toutefois, il s'agit d'une amélioration importante sur le plan du rendement, qui reflète ce que l'industrie peut accomplir.

Je souligne également que, au cours de la même période, les émissions découlant de l'exploitation du pétrole brut en aval ont diminué d'environ 11 p. 100 si on utilise une unité de mesure comparable. Par conséquent, au cours de la même période, l'industrie a réduit les émissions par baril d'une proportion quatre fois plus importante que ce qui a été accompli du côté des consommateurs.

En réponse à votre question plus générale sur le dilemme concernant la consommation d'énergie à l'avenir, nous croyons fermement que nous avons besoin d'approches qui touchent l'économie. L'industrie a un rôle à jouer; il n'y a aucun doute. Nous devons assumer la responsabilité du rôle que nous jouons dans la production d'énergie et dans les émissions de gaz à effet de serre. En revanche, nous devons admettre le fait que 80 p. 100 des émissions, si nous prenons l'exemple du pétrole brut, découlent de l'utilisation et non de la production de l'énergie.

Si nous voulons permettre les réductions des émissions de gaz à effet de serre auxquelles le pays s'est engagé et qui ont été établies en tant qu'objectif plus large à l'échelle internationale, nous devons changer la manière dont nous utilisons l'énergie dans toutes les sphères. À mon avis, cela ne veut pas nécessairement dire qu'il ne faut pas saisir les occasions de faire croître le secteur du pétrole brut et du gaz naturel au Canada. Nous devons avoir accès aux marchés d'exportation parce que c'est cela qui permettra le plus la croissance de ce secteur. Nous devons concentrer nos efforts. En toute franchise, les décideurs doivent affronter le problème de la consommation et trouver des moyens de changer la façon dont nous utilisons l'énergie. Cela est lié à la manière dont nous construisons nos immeubles et à la manière dont les gens se déplacent, puisque c'est dans le domaine du transport que l'utilisation du carburant est la plus importante. Il faut changer nos modes de vie et exercer une influence sur les gens. Il faut se prendre en mains.

Je crois qu'il faut informer les gens du fait qu'il y a des coûts associés aux changements dans la filière énergétique et qu'il s'agira, dans certains cas, de coûts en dollars. Dans d'autres cas, il s'agira de répercussions sur nos modes de vie et nos comportements. Nous devons comprendre cela et engager un dialogue ouvert et honnête.

As I mentioned earlier, that does not necessarily mean that we have to restrict or reduce the opportunity for Canada to realize the benefits of its natural gas and crude oil resources. However, it does imply that we, as producers, need to do our part in reducing greenhouse gas emissions. We have a good track record for doing that. I think there are some very promising technologies being developed within our industry that give me a fair bit of encouragement that we can stay on the path we have been on. We have been delivering significant reductions in BOE, barrel of energy, over the last 20 years. I think that will continue.

**Mr. Stringham:** Your question is a good one senator. One of the answers, but not the only answer, lies in this technology development that we have in our country. We are leading in many areas. We can also then export that technology to developing countries. As you know, Canada's greenhouse gases are 2 per cent of the entire globe. That does not mean we should not do our part to reduce, but there is a great opportunity for the technologies we are developing and using here to be exported and used in developing countries so they can leap-frog their development and attain the lower emissions and better efficiency use that we are moving on.

In the oil sands in particular, we have been able to deal with greenhouse gas emissions primarily through energy efficiency; that is, using lower amounts of energy in order to extract the oil. By doing so, we can reduce the amount of water the steam we use to try to warm up this heavy oil to make it transportable. Using technologies like lower temperature waters, and propane and butane instead of water will allow us to continue down the path of continually reducing our energy use and thus the associated greenhouse gas emissions. We can export those technologies to other heavy oil places in the world.

**Senator Massicotte:** You said earlier that in the last 15 years you increased your efficiency from oil sands by about 40 per cent. From those numbers, can we project that there will be another 40 per cent increase in productivity efficiency over the next 15 years?

**Mr. Stringham:** It depends on technology development. We believe that the current pilot-scale technologies can continue that trend. Some of the new breakthrough technologies that are not commercial yet would reduce it even further as they move away from using heat-sourced extraction to the use of propanes and butanes. In that way, you do not put any heat into developing this resource, which could have a step change in the way that this is being developed.

Comme je l'ai mentionné plus tôt, cela ne veut pas nécessairement dire que le Canada ne devrait pas tirer davantage de ses ressources en gaz naturel et en pétrole brut. Toutefois, cela suppose que nous devons, en tant que producteurs, faire notre part pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Nous avons fait nos preuves dans ce domaine. Je crois que des technologies très prometteuses sont en train d'être mises au point au sein de notre industrie, et cela m'encourage et m'amène à dire que nous pouvons continuer sur la voie que nous avons suivie jusqu'à maintenant. Nous avons obtenu des réductions importantes des BIE, à savoir les barils d'intrants énergétiques, au cours des 20 dernières années. Je crois que cela continuera.

**M. Stringham :** Vous avez posé une très bonne question, sénateur. Les technologies qui sont mises au point dans notre pays font partie de la réponse, mais elles n'expliquent pas tout. Nous sommes les chefs de file dans de nombreux domaines. Nous pouvons exporter nos nouvelles technologies vers les pays en développement. Comme vous le savez, le Canada produit 2 p. 100 des gaz à effet de serre de la planète. Cela ne veut pas dire que nous ne devrions pas faire notre part pour réduire les émissions, mais nous avons l'occasion d'exporter les technologies que nous mettons au point et que nous utilisons ici vers les pays en développement, qui les utiliseront pour faire progresser leur développement, réduire leurs émissions et faire une utilisation énergétique plus efficace, comme nous le faisons.

Dans le secteur des sables bitumineux en particulier, nous avons réussi à composer avec le problème des émissions de gaz à effet de serre principalement grâce à l'efficacité énergétique; c'est-à-dire que nous utilisons moins d'énergie pour extraire le pétrole. Ce faisant, nous pouvons réduire la quantité de vapeur et, par conséquent, d'eau, que nous utilisons pour réchauffer ce pétrole lourd et le rendre transportable. Les technologies nous permettront d'utiliser de l'eau moins chaude, et du propane et du butane plutôt que de l'eau, pour continuer de réduire notre utilisation énergétique et donc de réduire nos émissions de gaz à effet de serre. Nous pouvons exporter ces technologies à d'autres endroits du monde où il y a du pétrole lourd.

**Le sénateur Massicotte :** Plus tôt, vous avez dit que, au cours des 15 dernières années, vous avez amélioré l'efficacité dans la production de sables bitumineux d'environ 40 p. 100. Ces chiffres nous permettent-ils de croire que l'efficacité dans la production augmentera encore de 40 p. 100 au cours des 15 prochaines années?

**M. Stringham :** Cela dépend du développement technologique. Nous croyons que les technologies expérimentales actuelles peuvent poursuivre cette tendance. Certaines des nouvelles technologies innovatrices qui ne sont pas encore commercialisées permettront de réduire encore plus les émissions de gaz à effet de serre, car elles assureront la transition entre l'extraction par la chaleur et l'utilisation de propane et du butane. De cette manière, on n'a pas besoin de chaleur pour exploiter cette ressource, ce qui peut constituer une étape et un changement importants à cet égard.

**Senator Seidman:** I quote:

CAPP's mission statement is to enhance the economic sustainability of the Canadian upstream petroleum industry in a safe and environmentally and socially responsible manner . . .

Mr. Stringham, in your presentation you said that technology is critical for social licence to operate. I would like to explore this a little more, specifically with regard to the BP Deepwater Horizon spill in the Gulf of Mexico. Following that spill, we discovered how little R&D had been done in the area of emergency responses — specifically the technology to respond to these kinds of crises.

You talked about technology. I would like to know a little more about anything that might have changed specifically in the area of the technology to deal with these kinds of crises that can have severe impact on the environment and are part of this social licence that we need to have with all stakeholders and with the public.

I would also like to know anything you can tell us about scientific research that the industry might be doing on the potential toxins and exposures to them in air and water. We are hearing more and more about these toxins in discussions on shale gas and this has impeded progress specifically in my home province of Quebec.

**Mr. Stringham:** Technology is one aspect of the social licence to operate. Transparency is also key; being open and accessible to provide the confidence that they understand the developments.

In particular, I can use the example of the oil sands. I will come back to your offshore question. One of the key things that we have found about technology and transparency surrounding the oil sands is having the data available for all kinds of scientific experimentation, research and analysis to take place. One example is the air quality in the area of Fort McMurray. People had a question in the past about the air quality and whether it was changing over time. There is a stakeholder group called the Wood Buffalo Environmental Association, which includes representatives of industry, governments, environmental groups and social leaders in that area. They have researched and evaluated what is important for understanding air quality. In addition, they have put in place about 15 remote air quality monitoring stations that are available 24 hours a day, seven days a week on the Internet. That information shows the trends, the data and the analysis of the air quality. They are doing the science and understanding what they need to evaluate and the impacts of the air quality, while including transparency to allow all people to look at it. That has added a great deal of confidence to the social licence that we talked about.

**Le sénateur Seidman :** Je cite l'ACPP :

La mission de l'ACPP est d'améliorer le développement économique durable de l'industrie du pétrole en aval canadien de manière sécuritaire et responsable sur les plans environnemental et social [...]

Monsieur Stringham, dans votre exposé, vous avez dit que la technologie est indispensable à votre permis d'exploitation social. J'aimerais explorer cette notion davantage, particulièrement en ce qui concerne le déversement de pétrole qui a eu lieu lorsque la plate-forme Deepwater Horizon de BP a explosé, dans le golfe du Mexique. À la suite de cet accident, nous avons découvert qu'il y avait eu très peu de recherche et de développement dans le domaine des interventions d'urgence — particulièrement pour ce qui est de la technologie nécessaire pour intervenir dans ce genre de crises.

Vous avez parlé de la technologie. J'aimerais en savoir un peu plus sur tout changement, particulièrement dans le domaine de la technologie, qui a eu lieu et qui permettrait de gérer ce genre de crises ayant des répercussions graves sur l'environnement. Cela est lié au permis d'exploitation social et aux discussions que nous devons tenir avec toutes les parties intéressées et avec le public.

J'aimerais également que vous nous disiez tout ce que vous avez sur les recherches scientifiques menées par l'industrie sur les toxines potentielles et l'exposition à ces toxines dans l'air et dans l'eau. Nous entendons de plus en plus souvent parler de ces toxines dans des discussions sur le gaz de schiste, et cela a nui aux progrès dans ce domaine, particulièrement dans ma province, le Québec.

**M. Stringham :** La technologie est l'un des aspects du permis d'exploitation social. La transparence est également essentielle; il faut être ouvert et accessible pour que les gens aient confiance et pour qu'ils comprennent les faits nouveaux.

Je vais utiliser l'exemple des sables bitumineux, en particulier. Je reviendrai à votre question sur l'exploitation en haute mer. L'un des facteurs clés que nous avons constatés en ce qui concerne la technologie et la transparence relatives aux sables bitumineux, c'est l'importance de rendre disponibles les données nécessaires à toutes sortes d'expériences scientifiques, de recherches et d'analyses. La qualité de l'air dans la région de Fort McMurray en est un exemple. Par le passé, les gens se posaient des questions sur la qualité de l'air et sur les changements à cet égard au fil du temps. Il y a un groupe d'étude qui s'appelle la Wood Buffalo Environmental Association et qui comprend des représentants de l'industrie, des gouvernements, et de groupes environnementaux, ainsi que des leaders sociaux de la région. Ce groupe a fait des recherches et a déterminé les éléments importants pour comprendre la qualité de l'air. De plus, il a mis en place environ 15 stations de surveillance à distance de la qualité de l'air, dont les données peuvent être consultées n'importe quand sur Internet. Ces stations révèlent les tendances, et fournissent les données et une analyse de la qualité de l'air. Le groupe fait les recherches et détermine ce qu'il doit évaluer ainsi que les répercussions sur la qualité de l'air. Il fait cela en toute

Fort McMurray and the surrounding First Nations communities have complete access and can have input through the dialogue at the Wood Buffalo Environmental Association. That has helped to provide the confidence and understanding. Technology of this remote monitoring has helped greatly the social licence to operate. That is one example of what has been done through science and transparency. Does that help?

**Senator Seidman:** That helps; and I am grateful to hear about that.

**Mr. Stringham:** That is one example of what can be done in monitoring water or offshore developments. We believe that very high quality standards and requirements are in place for offshore developments prior to drilling in Canada. Certainly, we can learn from incidents that occur around the world. That development must be evaluated in advance of everything put in place along with the emergency response plans necessary before the development proceeds. That is all part of the public hearings and public evaluation that goes into the assessment of well drilling.

**Mr. Huffaker:** Senator, your question, at least in part, went to fracking fluids. Allow me to make a couple of comments. Fracking in various ways has been used for decades; thousands of wells have been fracked in North America. It is our belief and understanding that the record on this process is good and that when done correctly, it is very safe. There have been a handful of cases where the technology was not deployed correctly, and those cases have presented problems.

The industry is highly focused as are the regulators across Canada on groundwater safety. We take seriously the volumes of water used and the safety of groundwater. The industry is looking carefully at moving away from certain compounds that have been used historically in fracking. As you know, those compounds tend to be in the thousands in terms of the total composition because most fracking is done with water and sand. Even in small volumes, some chemicals present a concern. As well, the industry is examining greater disclosure of the compounds used. Both of those efforts are works in progress.

**Mr. Collyer:** I am not sure whether the committee is familiar with the report from the distinguished and independent Royal Society of Canada Expert Panel. The report entitled *Royal Society of Canada Expert Panel: Environmental and Health Impacts of Canada's Oil Sands Industry* looked in some detail at the environmental and health impacts associated with the oil sands.

transparence pour permettre aux gens de consulter les résultats. Cette initiative a beaucoup amélioré la confiance au chapitre du permis d'exploitation social dont nous avons parlé.

La population de Fort McMurray et les collectivités des Premières nations environnantes ont un accès complet à ces données et peuvent faire part de leurs commentaires dans le cadre d'un dialogue avec la Wood Buffalo Environmental Association. Cela a aidé à renforcer la confiance de la population et à lui faire comprendre la situation. La technologie de cette surveillance à distance a eu une influence positive importante sur le permis d'exploitation social. C'est un exemple de ce qui peut être accompli grâce à la science et à la transparence. Est-ce que cela vous est d'un quelconque secours?

**Le sénateur Seidman :** Oui. Je suis heureuse d'entendre parler de cette initiative.

**M. Stringham :** Il s'agit d'un exemple de ce qui peut être fait dans le domaine de la surveillance des activités en haute mer. Nous croyons qu'il y a des normes et des exigences très élevées qui doivent être respectées avant qu'il n'y ait forage en haute mer au Canada. Nous pouvons bien sûr en apprendre beaucoup des incidents qui surviennent partout dans le monde. On doit évaluer à l'avance tout projet de développement avant que ses composantes soient mises en place, et il doit y avoir des plans d'intervention d'urgence avant le début des activités. L'évaluation du forage de puits se fait dans le cadre d'enquêtes et d'évaluations publiques.

**M. Huffaker :** Votre question, sénateur, concernait, à tout le moins en partie, les fluides de fracturation. Permettez-moi de faire quelques commentaires. La fracturation est utilisée de diverses manières depuis des décennies; des milliers de puits ont été fracturés en Amérique du Nord. Nous croyons que ce processus s'est révélé efficace et qu'il est très sécuritaire lorsqu'il est utilisé de la bonne manière. Il y a eu quelques cas où la technologie n'a pas été utilisée de la bonne manière, et ces cas ont causé des problèmes.

L'industrie et les organismes de réglementation partout au Canada accordent beaucoup d'importance à la sécurité des eaux souterraines. Nous prenons au sérieux les quantités d'eau utilisées et la sécurité des eaux souterraines. L'industrie envisage sérieusement d'abandonner l'utilisation de certains composés qui servent traditionnellement à la fracturation. Comme vous le savez, ces composés ont tendance à être formés de milliers d'éléments en plus de l'eau et du sable qui sont, la plupart du temps, utilisés dans la fracturation. Certains produits chimiques, même en petits volumes, sont préoccupants. Par ailleurs, l'industrie envisage de divulguer les composés utilisés. Ces deux initiatives sont en cours.

**M. Collyer :** Je ne sais pas si le comité est au courant du rapport rédigé par l'illustre et indépendant Groupe d'experts de la Société royale du Canada. Le rapport est intitulé *Les impacts sur l'environnement et la santé de l'industrie des sables bitumineux du Canada*. Il contient de l'information détaillée sur les répercussions sur l'environnement et la santé associées aux sables bitumineux.



They identified opportunities for improvement and they highlighted that there are a number of misconceptions about the detrimental impacts of oil sand activities on health and environment. They debunked many of the myths. That is an example of an area where technology has been applied to ensure that these issues are being addressed. Is there opportunity for improvement? Absolutely. We all acknowledge that there is room for improvement.

The industry is coming together in the area of technology collaboration. In an industry that is inherently competitive, we have come to realize that getting together on the environmental area to share, accelerate and deploy that technology is absolutely critical. A good example of that is a recent announcement by a number of companies on work being done collaboratively on tailings reclamation, which would make a significant difference in both the surface footprint and the amount of water that is used in oil sands mining recovery. That is one example of an area where technology collaboration is having a significant impact. It is a step change improvement in the tailing side of our mining business.

**Senator Seidman:** There is no question that you have a lot to communicate in this area in terms of the kind of research that you are doing — specifically, the scientific research. The subject of how to communicate more effectively with the public has come up repeatedly. Have you looked at ways of improving your communications strategy so you can reassure us about your research?

**Mr. Collyer:** We spend a fair bit of time thinking about communications. First, I will talk about what we do and then talk about third parties, which is an equally important piece.

We have a portfolio of communications activities in the oil and gas sector. I hope you have seen some of the advertising we have been doing on oil sands. That is only one example, but it is one means by which to get our message out about environmental performance in particular. You will notice in those ads that we are talking about what has been demonstrated, what has been done on the ground, and the spokespersons for those ads are the people who are doing it, which we think is also important.

We just published the *Responsible Canadian Energy* report; this particular one is a subset of that report, specifically targeted to oil sands. There is also a broader report that looks at the entire industry. It is a composite of performance metrics, best practices and success stories, which is another means by which to get the message out.

We are increasingly using social media and other tools that are becoming prevalent. We conducted a series of oil sands dialogues last fall. We went to five cities in Canada and three in the United States and had round table discussions with key stakeholders

Le Groupe d'experts a proposé des pistes d'amélioration et a souligné qu'il existe un certain nombre d'idées fausses concernant les répercussions négatives des activités d'exploitation des sables bitumineux sur la santé et l'environnement. Il a démystifié de nombreuses croyances à cet égard. Il s'agit d'un exemple de domaine où la technologie a été appliquée pour garantir que l'on règle ces problèmes. Y a-t-il matière à amélioration? Bien sûr. Nous reconnaissons que des améliorations sont possibles.

L'industrie se mobilise pour collaborer dans le domaine de la technologie. Dans une industrie qui est compétitive par nature, nous en sommes venus à comprendre qu'il est absolument essentiel de se mobiliser autour de la question environnementale pour échanger nos connaissances sur la technologie, favoriser son développement et la déployer. Un certain nombre d'entreprises ont récemment fait une annonce sur leur collaboration dans le domaine de la réduction des résidus, ce qui réduira de manière considérable notre empreinte à la surface et la quantité d'eau utilisée dans l'exploitation des sables bitumineux. C'est un exemple de domaine où la collaboration sur le plan de la technologie a des répercussions importantes. C'est une amélioration progressive relativement aux résidus produits par l'industrie minière.

**Le sénateur Seidman :** Vous avez, sans aucun doute, beaucoup de choses à communiquer au sujet du type de recherches que vous faites — particulièrement en ce qui concerne la recherche scientifique. Le thème de la communication et de la manière de communiquer plus efficacement avec le public a été soulevé à de nombreuses reprises. Avez-vous examiné des moyens d'améliorer votre stratégie de communication pour nous rassurer en nous parlant des recherches que vous faites?

**M. Collyer :** Nous avons passé beaucoup de temps à réfléchir aux communications. Tout d'abord, je vais parler de nos activités dans ce domaine, puis je vais parler des tierces parties, qui ont également un rôle très important à jouer.

Le secteur des hydrocarbures a toute une gamme d'activités de communications. J'espère que vous avez vu nos publicités au sujet des sables bitumineux. Il s'agit d'un seul exemple, mais c'est un moyen pour nous de transmettre notre message sur notre rendement environnemental, en particulier. Vous remarquerez que, dans ces publicités, nous parlons de ce qui a été démontré et de ce qui a été réalisé sur le terrain, et les porte-parole dans ces publicités sont des gens qui travaillent dans ce domaine, ce qui, à notre avis, est également important.

Nous venons de publier le rapport *Responsible Canadian Energy*; celui-ci fait partie de ce rapport et porte particulièrement sur les sables bitumineux. Il y a également un rapport qui porte plus largement sur l'industrie dans son ensemble. Il rend compte de mesures de rendement, de pratiques exemplaires et de réussites, et il s'agit d'un autre moyen de communiquer notre message.

Nous utilisons de plus en plus les médias sociaux et d'autres outils qui gagnent en popularité. L'automne dernier, nous avons tenu une série de dialogues sur les sables bitumineux. Nous nous sommes rendus dans cinq villes du Canada et dans trois villes des

about what we are doing on oil sands. It was an open dialogue to get their perceptions and views on how the industry is performing. In the near future, we will be issuing a report summarizing those dialogues and the industry response to the feedback.

We are undertaking quite a number of initiatives, over and above presentations and various other means by which to engage. However, I would definitely recognize and note the challenge we have in trying to get our message out around a rather complex subject in a manner that is understood by Canadians. I think it is also a challenge for governments and that we need to work collectively on that challenge.

Equally important for our industry is to have third party voices speaking to some of these issues. I think the Royal Society report, an independent objective assessment, is a very good contribution to the dialogue around oil sands. It helped to debunk some of the myths and highlighted some of the opportunities for improvement.

Academia and independent scientists, third parties who do not have a vested interest in the issue and are well regarded and respected by the public, have an important voice in this discussion. The public needs transparency and confidence that issues are being addressed, and that they understand that the data is being presented in a fair and objective manner.

We are supportive of more transparency, more openness; I think we all need to be supportive of that. We will do what we can to get the message out, but we need third party voices as well and the government also has a role to play.

**The Chair:** I would like to add a word on this communication on the oil sands. As a mini-punishment to the chair of this committee, in December 2009, I was dispatched to the United Nations Copenhagen Conference on Climate Change. At all hours of the day and night, we Canadians were besieged with negative comments about the oil sands, and we did not have a defence. The communications gap was prevalent at that time. It shocked me as well as the minister and other members of the delegation. Each day Canada was elected the "fossil of the day." We had tremendously bad publicity, not just for your industry but for the country as well.

I have noticed a tremendous uptake in your efforts and not only in the ads. I want to make the point in response to Senator Seidman; you say we have to do this to make Canadians aware and appreciate this economic engine. However, it is not just in Canada. This committee has travelled to the United States and almost every congressional representative and senator we met had this perverted, negative view. They do not want to hear the other side, so you have a huge mountain to climb.

États-Unis, et nous avons organisé des tables rondes sur nos activités relatives aux sables bitumineux avec des parties intéressées. Il s'est agi d'un dialogue ouvert qui visait à obtenir les perceptions et les points de vue des gens sur le rendement de l'industrie. Nous allons bientôt publier un rapport dans lequel nous présenterons un résumé de ces dialogues et de la réaction de l'industrie aux commentaires fournis.

Nous avons lancé un bon nombre d'initiatives, qui vont au-delà des exposés et de divers autres moyens de communication. Toutefois, je reconnais et je souligne bien sûr le défi auquel nous faisons face dans nos efforts déployés pour communiquer un message que les Canadiens comprendront au sujet d'un thème plutôt complexe. Je crois qu'il s'agit d'un défi qui touche également les gouvernements et que nous devons travailler de concert pour l'affronter.

Ce qui est également important pour notre industrie, c'est que des tierces parties parlent de certaines de ces questions. Je pense notamment au rapport de la Société royale, qui est une évaluation objective indépendante qui contribue grandement au dialogue sur les sables bitumineux. Ce rapport a permis de démystifier certaines croyances et il a soulevé des perspectives d'amélioration.

Il est important que les universitaires et les scientifiques indépendants, qui sont des tierces parties n'ayant aucun intérêt propre à cet égard et qui sont vus d'un bon œil et respectés par le public participent à cette discussion. Le public a besoin de transparence et il doit pouvoir croire, en toute confiance, que l'on travaille pour régler les problèmes et que les données sont présentées de manière honnête et objective.

Nous soutenons l'idée selon laquelle il doit y avoir plus de transparence et plus d'ouverture; je crois que nous devons tous appuyer cette idée. Nous allons faire notre possible pour communiquer le message, mais nous avons également besoin de tierces parties et du gouvernement.

**Le président :** J'aimerais ajouter quelque chose au sujet des communications sur les sables bitumineux. On m'a puni, en quelque sorte, en décembre 2009, en m'envoyant à la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques, à Copenhague. Nous, les Canadiens, avons été constamment assaillis de commentaires négatifs sur les sables bitumineux, et nous n'avions pas de défense à présenter. Il y avait un grand manque de communications, à l'époque. Le ministre, y compris moi-même et les autres membres de la délégation, avons été choqués. Chaque jour, le Canada remportait le « fossile du jour ». Il y a eu énormément de mauvaise presse non seulement au sujet de l'industrie, mais également au sujet du pays

J'ai remarqué une prise en charge importante de votre part, et non seulement du point de vue publicitaire. En réponse au sénateur Seidman, j'aimerais soulever le point suivant; vous dites qu'il faut réaliser des activités de communication pour que les Canadiens connaissent et apprécient ce moteur de l'économie. Toutefois, cela ne se limite pas qu'au Canada. Le comité a voyagé aux États-Unis, et le point de vue de presque tous les sénateurs et membres du Congrès que nous avons rencontrés était négatif et

As one knows in communications, if you get off on the wrong foot and you get into a hole, it is harder to dig out. One has to be proactive. I am hoping this will happen with the shale gas, because that is getting off on the wrong foot in Quebec, as you know.

That is just a comment. I still have the scars from Copenhagen and there is no way you will get me to Cancun.

**Mr. Collyer:** I think your points are well taken. We acknowledge we were slow off the mark on the oil sands. We are trying to be faster off the mark on shale gas and we have plans around that as well. It is an ongoing concerted effort and we need help from others who share similar perspectives.

**Senator Brown:** I am concerned about public relations. For the last three years, I sat in the Alberta caucus every week and there were many complaints about how the members of Parliament were listening and hearing things about the oil sands. I think you were about two years behind the mark before you came out with the programs that you have now. I really appreciate those programs because it took off a lot of pressure and I think you are turning it around.

Your biggest challenge now is to try to teach the Americans — or rather, get them in reverse. There was an awful lot of bad publicity that went out in the U.S. as well. Big magazines were doing a trash job on the oil sands, as far as I am concerned.

Now you have some good stuff out there. I have noticed the programs that are coming out. I just hope you have a plan for covering more of the United States because it is your biggest customer and our biggest customer.

There is also a book entitled *Ethical Oil*, which pretty much gives the true picture of what the oil sands do and do not do. It also puts out a lot of information from people who intend to destroy the energy industry. They want to go completely without oil or natural gas or anything.

In the book, you will learn that many of the same people buy shares in the oil sands, in all the companies that are operating in the oil sands; then they use the money to put their own face on things. It is quite startling. You have some big enemies out there.

I hope that you will continue to try to get to the public, both in Canada and in the United States, because you are right; Canada's pollution is actually less than 2 per cent of global pollution. We should not have to hide our head in the sand on this thing. We should be able to fight for it.

fondé sur de fausses croyances. Ils ne voulaient pas entendre parler de l'autre côté de la médaille. La montagne que nous devons grimper est donc extrêmement haute.

Il est reconnu que, dans les communications, si l'on part du mauvais pied et que l'on tombe dans un trou, il est très difficile d'en sortir. Il faut être proactif. J'espère que c'est ce qui se passera avec le gaz de schiste parce que nous sommes partis du mauvais pied au Québec, comme vous le savez.

C'est seulement un commentaire. Je porte encore les marques de Copenhagen et je n'ai aucunement l'intention d'aller à Cancun.

**M. Collyer :** Je pense que nous vous comprenons bien. Nous reconnaissons que nous n'avons pas agi assez vite en ce qui concerne les sables bitumineux. Nous essayons d'être plus proactifs relativement au gaz de schiste et nous avons également des plans à cet égard. Il s'agit d'un effort concerté continu, et nous avons besoin de l'aide d'autres personnes qui ont des points de vue semblables.

**Le sénateur Brown :** Je suis préoccupé par les relations publiques. Depuis trois ans, je siège chaque semaine au caucus de l'Alberta, et il y a de nombreuses plaintes au sujet des députés et de ce qu'ils ont choisi d'entendre concernant les sables bitumineux. Je pense que vous avez accusé un retard d'environ deux ans en ce qui a trait aux programmes que vous avez maintenant en place. J'apprécie vraiment ces programmes parce qu'il a fallu beaucoup de pressions, et je crois que vous êtes en train de changer la donne.

Maintenant, votre plus gros défi est d'essayer d'informer les Américains — ou plutôt de leur faire faire marche arrière. Il y a également eu beaucoup de mauvaise presse aux États-Unis. De grands magazines ont, à mon avis, dénigré les sables bitumineux.

Vous avez maintenant de bons outils. J'ai remarqué les programmes qui ont été lancés. J'espère seulement que vous avez un plan concernant les États-Unis parce qu'il s'agit de notre client et de votre client le plus important.

Il y a un livre dont le titre est *Ethical Oil* et qui dresse un portrait assez fidèle des sables bitumineux. Ce qu'ils font et ne font pas. Il contient également beaucoup d'information émanant des gens qui veulent détruire l'industrie énergétique. Ils voudraient qu'on se passe entièrement du pétrole, du gaz naturel et de tout.

Dans le livre, on apprend qu'un bon nombre de ces personnes achètent des parts dans les entreprises qui exploitent les sables bitumineux et qu'ils utilisent ensuite l'argent gagné pour imposer leur vision des choses. C'est assez étonnant. Vous avez des ennemis importants.

J'espère que vous allez continuer d'essayer de joindre le public, aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, parce que vous avez raison; la pollution canadienne ne représente que 2 p. 100 de la pollution créée à l'échelle mondiale. Nous n'avons pas à avoir honte. Nous devons combattre ce problème.

**Mr. Collyer:** I think your points are well taken, Senator Brown. We were slow off the mark; we acknowledge that. We are very much committed to this over the longer term, and you will see us continue to be focused on communication. It is Canada, the United States and Europe. All three are important.

As Canadians, we have to understand that the oil sands are caught up in a much broader international debate about climate change, related policy and the use of hydrocarbons. We can influence that to a certain extent, and we have to operate within that reality.

I think it is also important that we recognize that those who oppose the oil sands are doing so in a context that is not only directly related to the oil sands impacts but is in a broader context. Unfortunately, in the eyes of our opponents, the oil sands have taken on a rather iconic status with respect to trying to make a point about climate change and the off hydrocarbons movement. The visuals associated with oil sands mining tend to reinforce that.

We need to do what we can do to improve performance. We need to get our message out about what we are doing, and we need to continue to demonstrate that we are acting responsibly on the greenhouse gas side. It is vitally important that we communicate these items to all concerned parties.

A key part of our storyline, and how we engage, is going down the supply chain, with respect to both Eastern Canada and the United States, to demonstrate more directly the economic benefit being derived from the oil sands and bringing some balance to the conversation.

Most Canadians understand the 3E message I discussed earlier. If you look at oil sands in a more balanced context, you come to a balanced view. Many Americans derive a direct economic benefit from the oil sands. However, getting that economy and jobs message out, as well as continued responsible environmental performance, is critically important in terms of U.S. support. Europe is more challenging, and we have to acknowledge where some of the pressure is coming from, internationally. It is tougher to demonstrate the economic benefit and the energy security benefit in a European context and therefore, the focus tends to be much more on the environmental side.

**Mr. Stringham:** Senator Brown, you are correct in that the United States is an important market, and is a little disconnected from this. One of the efforts we have completed and will be using is this third party discussion we talked about earlier.

**M. Collyer :** Je pense que vos points sont appréciés, sénateur Brown. Nous avons accusé un retard; nous le reconnaissons. Nous sommes très déterminés à régler ce problème à long terme, et vous allez voir que nous allons continuer à mettre l'accent sur la communication au Canada, aux États-Unis et en Europe. Tous les trois sont importants.

En tant que Canadiens, nous devons comprendre que les sables bitumineux font partie d'un débat beaucoup plus large à l'échelle internationale sur les changements climatiques, les politiques à cet égard et l'utilisation des hydrocarbures. Nous pouvons influencer sur ce débat dans une certaine mesure et nous devons exercer nos activités au sein de cette réalité.

Je crois qu'il est également important que nous reconnaissons que ceux qui s'opposent aux sables bitumineux le font non seulement dans un contexte qui est directement lié aux répercussions de ce type d'activités, mais dans un contexte plus large. Aux yeux de nos opposants, les sables bitumineux sont devenus un symbole dans les débats concernant les changements climatiques et au sein du mouvement de lutte contre la dépendance aux hydrocarbures. Les images associées aux sables bitumineux ont renforcé cette tendance.

Nous devons faire notre possible pour améliorer notre rendement. Nous devons communiquer notre message au sujet de ce que nous faisons et nous devons continuer de démontrer que nous agissons de manière responsable en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre. Il est extrêmement important que nous communiquions ces messages à toutes les parties concernées.

En ce qui concerne l'Est du Canada et les États-Unis, il est important que nous descendions jusqu'au bas de la chaîne d'approvisionnement pour démontrer plus directement les avantages économiques des sables bitumineux. Il s'agit d'un élément important de notre histoire et de nos communications, et de quelque chose qui rétablira l'équilibre au sein du dialogue.

La plupart des Canadiens comprennent le message des trois « 3E » dont nous avons parlé plus tôt. Si l'on prend les sables bitumineux dans un contexte plus large, on obtient un point de vue plus équilibré. De nombreux Américains retirent des avantages économiques directs des sables bitumineux. Toutefois, il est extrêmement important que nous communiquions ce message sur l'économie et les emplois, de même que sur notre rendement environnemental constamment responsable pour nous assurer le soutien des États-Unis. L'Europe représente un défi plus important, et nous devons reconnaître les sources de la pression à l'échelle internationale. Il est plus difficile de démontrer les avantages économiques et ceux liés à la sécurité énergétique dans un contexte européen. Par conséquent, il faut davantage mettre l'accent sur l'aspect environnemental.

**M. Stringham :** Sénateur Brown, vous avez raison de dire que les États-Unis sont un marché important, mais qu'ils sont un peu déconnectés. L'une des mesures que nous avons prises et dont nous nous servons encore, ce sont les discussions avec des tierces parties, dont nous avons parlé plus tôt.

We have gathered from our companies the names of almost 1,000 companies in the United States. I think we have 45 different states now covered by that that have companies that are supplying goods and services to the development of the oil sands. We have approached these companies and they are speaking about their companies and the related employment benefits to the oil sands. We are employing this direct method to get the message out the American public through the voices of the people employed by the oil sands.

**Senator Meredith:** Gentlemen, thank you for your presentation today. I am certainly learning a lot about this industry. I have a couple of questions with respect to a national energy strategy. Others have appeared before this committee to talk about the need for a national strategy plan as we map out Canada's energy future.

What role should the government play and what have you done to work with government agencies along the lines of a national strategy? I would like comments from all three of you gentlemen, if you could.

**Mr. Collyer:** We are broadly supportive of the notion of a national energy strategy. CAPP is involved with many of the groups working on the energy strategy area. You might have heard from the Energy Policy Institute of Canada. Bruce Carson and David Emerson and others are involved in that. We are participating in that group. We are involved in what is being called the "think tank group," a group of a dozen or so think tanks that also are helping to advance this notion of energy strategy.

We are encouraged by the way those discussions are going. I think an energy strategy can put a lot of these discussions in a broader context and put a lot of the individual policy decisions in a broader framework. That is critically important. It is also critically important to find a way through the sectoral and jurisdictional issues that potentially get in the way of us coming together as a country to realize the benefits we receive from our energy industries.

For all those reasons, I think an energy strategy is an important initiative. I do not think we should underestimate the challenge in finding a common view on some rather difficult issues. One of the great things about Canada is its diversity and one of the great challenges in Canada is its diversity. There are different interests across the country and different energy production and consumption mixes.

It is fundamentally important that we try to become aligned over energy because it is critically important to our future as a country. If we can become aligned and bridge some of those internal differences, we can realize the economic benefit and

Nos entreprises nous ont donné le nom de puisque 1 000 entreprises des États-Unis. Je crois que l'on compte à l'heure actuelle, dans 45 États, des entreprises visées qui fournissent des biens et des services destinés à l'exploitation des sables bitumineux. Nous avons communiqué avec les responsables de ces entreprises, qui parlent de leurs activités et des retombées des sables bitumineux sur l'emploi. Nous utilisons cette méthode directe pour faire passer le message au public américain par la voix des personnes qui travaillent dans le domaine des sables bitumineux.

**Le sénateur Meredith :** Messieurs, merci des exposés que vous avez présentés aujourd'hui. Il est certain que j'en ai appris beaucoup au sujet de cette industrie. J'ai quelques questions concernant une stratégie nationale en matière d'énergie. D'autres gens ont comparu devant notre comité pour discuter du besoin d'élaborer un plan stratégique national pendant que nous planifions l'avenir du secteur de l'énergie du Canada.

Quel rôle le gouvernement devrait-il jouer? Qu'avez-vous fait pour collaborer avec les organismes gouvernementaux à la préparation d'une stratégie nationale? J'aimerais que vous me donniez tous trois vos commentaires, messieurs, s'il vous plaît.

**M. Collyer :** Nous sommes largement en faveur de l'idée d'une stratégie nationale en matière d'énergie. L'ACPP a noué des liens avec un grand nombre de groupes qui s'occupent de la stratégie en matière d'énergie. Vous avez peut-être entendu parler de l'Institut canadien de politique énergétique du Canada. Bruce Carson et David Emerson, entre autres, en font partie. Nous en faisons également partie. Nous collaborons à ce qu'on appelle le « groupe de réflexion », qui compte une douzaine de membres et cherche à faire avancer cette notion d'une stratégie en matière d'énergie.

Nous sommes encouragés par la façon dont les discussions se déroulent. Je crois qu'une stratégie en matière d'énergie permettra de replacer en bonne partie ces discussions dans un contexte plus général et de donner à chacune des décisions stratégiques un cadre plus large. C'est vraiment important. Il est également très important, malgré les enjeux sectoriels et les questions de compétence qui pourraient nous en empêcher, d'être solidaires en tant que Canadiens au moment de recueillir les bénéfices de nos industries de l'énergie.

Pour toutes ces raisons, je crois qu'une stratégie en matière d'énergie est une initiative importante. Je crois qu'il ne faut pas sous-estimer le défi que représente cette recherche d'une perspective commune sur des questions plutôt ardues. L'un des aspects formidables du Canada, c'est sa diversité, et un de ses plus grands défis, c'est sa diversité. Les intérêts des différentes régions du pays sont différents, et les modes de production et de consommation de l'énergie sont également différents.

Il est absolument essentiel de nous entendre sur la question de l'énergie, car c'est un aspect critique de l'avenir de notre pays. Quand nous nous serons entendus et que nous saurons concilier quelques-unes de nos différences internes, nous pourrons tirer

proceed responsibly around energy development. At the same time, we can represent ourselves as a country much more effectively in the international domain.

I do not think it is constructive for us to attend international meetings and air our internal debates in an international context. We have seen a number of examples of that in the past few years. That is not a good thing for Canada and I do not think it helps us in terms of representing our interests internationally.

Energy is a tremendous asset to this country: It is critically important to our quality of life and it is of enormous benefit for our economy. I think that anything that important ought to mobilize people to come together to find a way through to a common strategy and direction. Such a strategy will provide a framework within which we can make the decisions we need to make to advance that agenda.

We are supportive of it, but also realistic about the challenges in coming to an energy strategy granular or specific enough to drive decision-making going forward.

**Mr. Stringham:** We have been working with governments, as well. The federal and provincial governments have an energy ministers' meeting every year. Clearly, this topic of energy strategy is on their agenda for this upcoming meeting here in Alberta. As part of that meeting, one of the key elements they have expressed interest in is having the strategy foundations in place. However, one of those relates back to an earlier question: How educated are Canadians on our energy sphere? Do Canadians understand how much hydro we have, what offshore developments are happening, what shale gas is, what other energy forms we are getting, renewals and solar power.

Having the public understand what an energy strategy means is fundamental, in addition to the policy elements Mr. Collyer discussed.

**Mr. Collyer:** It is important that industry and other stakeholders engage in this dialogue. I do not think a national strategy that is top-down driven will be a recipe for success. We have to bring together a diversity of stakeholders. Industry and business have a role to play, as do governments.

We need an honest conversation about energy in Canada. A discussion about energy strategy is a way to facilitate or encourage that conversation. Too often, we jump to discussions or observations about the future that are not well supported by analysis and are not realistic in terms of implementation. We need

profit des retombées économiques et assurer de manière responsable le développement énergétique. En même temps, nous pourrions beaucoup plus efficacement faire valoir nos intérêts en tant que pays, sur la scène internationale.

Je ne crois pas que ce serait constructif pour nous de participer à des réunions internationales pour y débattre de nos problèmes internes. Des choses comme cela sont arrivées à quelques reprises ces dernières années. Ce n'est pas une bonne chose pour le Canada et je ne crois pas que cela nous aiderait à faire valoir nos intérêts sur la scène internationale.

L'énergie est un formidable atout pour notre pays : elle est absolument essentielle à notre qualité de vie et elle contribue énormément à notre économie. Je crois qu'un enjeu aussi important que celui-là devrait mobiliser les gens et les convaincre de travailler de concert à l'établissement d'une orientation et d'une stratégie communes. Une telle stratégie fournira le cadre en fonction duquel nous allons prendre les décisions qu'il nous faut prendre pour faire avancer ce programme.

Nous sommes en faveur de la stratégie, mais nous envisageons également avec réalisme les défis que supposera l'élaboration d'une stratégie énergétique suffisamment détaillée ou explicite pour encadrer le processus décisionnel ultérieur.

**M. Stringham :** Nous avons également collaboré avec les gouvernements. Les ministres de l'Énergie des gouvernements fédéral et provinciaux se réunissent chaque année. Il est évident que la stratégie en matière d'énergie est à l'ordre du jour de leur prochaine réunion, qui aura lieu ici, en Alberta. Dans le cadre de cette réunion, ils se sont montrés intéressés à discuter de la mise en place des fondements de cette stratégie, ce qui est un élément clé. Cependant, l'un de ces fondements nous renvoie à une question précédente : dans quelle mesure les Canadiens sont-ils renseignés à propos de nos ressources énergétiques? Connaissent-ils nos ressources hydroélectriques? Savent-ils quelles ressources en haute mer sont exploitées? Savent-ils ce qu'est le gaz de schiste? Connaissent-ils nos autres sources d'énergie, d'énergie renouvelable ou d'énergie solaire?

Il est essentiel que le public comprenne ce que recouvre une stratégie énergétique, outre les aspects stratégiques dont M. Collyer a parlé.

**M. Collyer :** Il est important que les représentants de l'industrie et les autres intervenants participent à ce dialogue. Je ne crois pas qu'une stratégie nationale imposée par les échelons supérieurs soit un gage de réussite. Nous devons réunir des intervenants de tous les horizons. L'industrie et les entrepreneurs, de même que les gouvernements, ont un rôle à jouer.

Nous devons avoir une franche discussion au sujet de l'énergie au Canada. Une discussion sur la stratégie énergétique serait une bonne entrée en la matière. Il nous arrive trop souvent de passer tout de suite à des discussions ou à des observations au sujet de l'avenir qui ne sont pas étayées par des analyses et qui proposent

to get the costs and the benefits of different choices in front of people so they can make informed decisions. Again, an energy strategy is a way to help encourage those conversations.

**Senator Meredith:** I have another question for you. Mr. Collyer, you talked about the 3Es — the economic value that energy adds to Canada, energy security and the environment.

I understand that Enbridge is about to begin a large project that crosses over Aboriginal lands. Can you elaborate more on that project and what are you doing to reduce the impact on the environment?

**Mr. Collyer:** Are you referring to the Northern Gateway Project?

**Senator Meredith:** Yes.

**Mr. Collyer:** I cannot speak to the specifics of what Enbridge is doing on that particular project, but I can speak to how we normally engage with stakeholders on those types of projects.

First, there is an approval process and regulatory requirements concerning the implementation of these projects. Regulatory requirements dictate how we address the environmental issues. I do not want to leave the impression that we are driven solely by environmental obligations, but we have a rigorous and thorough regulatory approval process in Canada, both provincial and federal, that stands up well against any international competitors. We work with a robust regulatory framework.

In all of these projects, we have an obligation to consult with First Nations and Aboriginal communities to make efforts to accommodate. There are many good examples of cases where the energy industry has worked effectively with Aboriginals and other stakeholders to realize benefits for both parties, whether through community development, jobs or economic opportunities.

Our approach on any of these projects, Enbridge's Northern Gateway Project included, is to work within the regulatory construct, to engage with stakeholders, to address their concerns and accommodate their interests in the course of developing the project. That is also a regulatory obligation.

**Mr. Huffaker:** We all need to do a better job of communicating the regulatory system. Too often there is an impression that we do not have a dense, highly sophisticated regulatory system in Canada that is absolutely world class. We all need to communicate that more effectively to Canadians and to Americans.

un mode de mise en œuvre qui n'est pas réaliste. Nous devons montrer aux gens quels sont les coûts et les avantages de chaque option de façon qu'ils puissent prendre des décisions éclairées. Encore une fois, la stratégie énergétique est une façon de susciter de telles discussions.

**Le sénateur Meredith :** J'ai une autre question à vous poser. Monsieur Collyer, vous avez parlé des « 3E » — la valeur économique de l'énergie pour le Canada, la sécurité énergétique et l'environnement.

Je sais qu'Enbridge va bientôt lancer un grand projet qui empiète sur des territoires appartenant aux Autochtones. Pourriez-vous nous donner des éclaircissements à propos de ce projet et des mesures que vous allez prendre pour réduire ses répercussions sur l'environnement?

**M. Collyer :** Parlez-vous du projet Northern Gateway?

**Le sénateur Meredith :** Oui.

**M. Collyer :** Je ne peux pas vous donner de détails quant à ce projet particulier d'Enbridge, mais je peux vous expliquer comment nous assurons la participation des intervenants à ce type de projets.

Premièrement, la mise en œuvre de tels projets est soumise à un processus d'approbation et à des exigences réglementaires. Les exigences réglementaires dictent notre conduite à l'égard des enjeux environnementaux. Je ne veux pas vous donner l'impression que nous ne nous conformons qu'à des obligations en matière d'environnement, mais le Canada, à l'échelon provincial de même qu'à l'échelon fédéral, s'est doté d'un processus d'approbation réglementaire rigoureux et complet qui n'a rien à envier à ses concurrents des autres pays. Nous travaillons en fonction d'un cadre de réglementation robuste.

Pour tous ces projets, nous avons l'obligation de consulter les Premières nations et les collectivités autochtones et de tenir compte de leurs besoins. Il existe de nombreux exemples de projets dans le cadre desquels l'industrie de l'énergie a collaboré efficacement avec les Autochtones et avec les autres intervenants de manière à ce que les deux parties en retirent des bénéfices, que ce soit au chapitre du développement communautaire, de l'emploi ou des débouchés économiques.

Quel que soit le projet, et cela vaut pour le projet Northern Gateway d'Enbridge, notre approche consiste à travailler en fonction de la structure réglementaire, de faire participer les intervenants, de répondre à leurs préoccupations et de tenir compte de leurs intérêts pendant l'élaboration du projet. Cela aussi est une obligation réglementaire.

**M. Huffaker :** Nous devons tous nous efforcer de mieux faire connaître le système de réglementation. Trop souvent, les gens ont l'impression qu'il n'existe pas au Canada un système de réglementation solide; pourtant, le système du Canada est complexe et de calibre mondial, cela ne fait pas l'ombre d'un doute. Nous devons tous nous efforcer de diffuser efficacement ce message aux Canadiens et aux Américains.

**Senator Meredith:** My final question is with respect to GHGs. Mr. Collyer, you mentioned that you reduced GHGs to 39 per cent. What other steps will you take to improve those reductions in terms of their environmental impact?

Please comment on the environmental groups that want to see higher standards and enforced federal guidelines.

**Mr. Collyer:** Yes, I have three comments. Technology will be the key leader going forward in reducing greenhouse gas emissions. It has led to many improvements to date and it will lead to many improvements going forward. The oil sands receive the greatest prominence in discussions. It is important to note that oil sands crude production is only marginally higher on a whole lifecycle basis than other crude supplies in the United States. Three areas hold promise for future greenhouse gas emissions reduction from oil sands. The first is ongoing energy efficiency and how we use energy in our operations. That is good business. We have a long track record of demonstrating improvement and we will continue to do so.

The second area is carbon capture and storage. We need to be realistic about the breadth of the application of carbon capture and storage, but it will have application in certain projects. Shell is advancing the Scotford Upgrader outside of Edmonton with the Quest Carbon Capture and Storage Project, which demonstrates the applicability of carbon capture and storage. We have an ongoing project that Cenovus operates in Saskatchewan.

The third is the area that Mr. Stringham spoke about earlier. I think it holds great promise: 80 per cent of the resource in the oil sands is in situ and is amenable to non-mining recovery. Improvements in recovery processes in situ offer the potential for step change improvement in greenhouse gas emissions.

We need to look across the economy at how we will reach our greenhouse gas reduction targets and how we will come to an appropriate balance of the interests across the economy and the various sectors to reach those targets. Our industry is committed to doing its part, but we also need to be realistic that this will take a much broader effort across the economy, and it will affect all Canadians. We all need to align around those issues.

Energy strategy is a means by which to facilitate those discussions and come to some alignment on how we reach these targets; what the economic implications are; and how to make the tough choices with respect to energy security, such as

**Le sénateur Meredith :** Ma dernière question concerne les GES. Monsieur Collyer, vous avez dit avoir réduit de 39 p. 100 le volume des émissions de GES. Quelles autres mesures allez-vous prendre pour réduire encore plus leurs répercussions sur l'environnement?

J'aimerais aussi que vous parliez des groupes environnementaux qui voudraient des normes plus sévères et que l'on applique les lignes directrices du gouvernement fédéral.

**M. Collyer :** Eh bien, j'aurai trois commentaires à faire. La technologie sera, à l'avenir, la clé de la réduction des gaz à effet de serre. Elle a permis jusqu'ici d'apporter de nombreuses améliorations, et elle permettra d'en apporter de nombreuses autres. Dans les débats, on parle surtout des sables bitumineux. Il est important de souligner que le volume de pétrole brut produit à partir des sables bitumineux est un peu plus élevé seulement, si l'on tient compte du cycle de vie complet, que le volume de brut d'autres sources produit aux États-Unis. Trois éléments semblent prometteurs en ce qui concerne la réduction future des émissions de gaz à effet de serre produites par l'exploitation des sables bitumineux. Le premier élément, c'est l'efficacité énergétique constante et notre mode d'utilisation de l'énergie pour nos activités. C'est une question de bon sens. Nous sommes reconnus depuis longtemps pour nos améliorations, et nous continuerons de nous améliorer.

Le deuxième élément, c'est la capacité de captage et de stockage du carbone. Nous devons être réalistes quand il s'agit de la portée des applications de captage et de stockage du carbone, mais cette capacité s'applique dans le cadre de certains projets. Shell a mis en œuvre le projet Quest de captage et de stockage du carbone à l'usine de valorisation de Scotford, près d'Edmonton, qui démontre les possibilités en matière de captage et de stockage du carbone. Il y a également le projet exploité par Cenovus en Saskatchewan.

Le troisième élément, M. Stringham en a parlé un peu plus tôt. Je crois qu'il est très prometteur : 80 p. 100 des ressources contenues dans les sables bitumineux peuvent être récupérées in situ et mises en valeur sans que cela suppose une exploitation à ciel ouvert. Chaque amélioration des processus de récupération in situ entraîne une amélioration progressive au chapitre des émissions de gaz à effet de serre.

Nous devons chercher dans tous les secteurs de l'économie des moyens d'atteindre nos cibles en matière de réduction des gaz à effet de serre ainsi que des moyens d'assurer un équilibre approprié entre les divers intérêts économiques et les divers secteurs, dans le but d'atteindre ces cibles. Notre industrie s'est engagée à collaborer, mais il faut être réaliste : cela exigera un effort plus important de tous les secteurs de l'économie, et cela touchera tous les Canadiens. Nous devons nous regrouper autour de ces enjeux.

Une stratégie en matière d'énergie fournira un moyen de susciter ces discussions et de s'entendre sur la façon d'atteindre les cibles, sur les incidences économiques et sur les difficiles choix à faire en ce qui concerne la sécurité énergétique, par exemple en



environmental performance versus economic development versus energy security. We can have them all, but we have to make choices along the way.

**The Chair:** We have been told repeatedly that the cheapest and cleanest source of energy is conservation. It is inherent in your comments in terms of efficiency.

**Senator Dickson:** Mr. Collyer, it is great to see you again. You are always welcome on the East Coast. I am sure that Senator Robichaud and Senator Mercer will agree that you have done good work on the East Coast. It is great to see you this morning in your new role as president.

Senator Neufeld, a native of British Columbia, naturally stressed the great wealth of the provinces of British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Manitoba. My questions will focus on the East Coast and our neighbour, Quebec.

My first question relates to the new technologies. Will they be positive for offshore exploration on the East Coast? Are there any new technologies that will be able to access the tight shut-in gas off Nova Scotia that we imagined was there? I hope that it is there. I can see Senator Mercer smiling; it better be there.

**Mr. Collyer:** Thank you for your comments. I greatly enjoyed working on the East Coast and returning there in my new role.

There have been tremendous advances in seismic technology over the last few years. Progressively, we are getting better at offshore technology and being able to reduce the costs associated with smaller developments. There are a number of promising technologies related to the subsurface side, horizontal drilling and lower cost well technologies, all of which need to maintain focus on environmental performance to ensure that we operate safely and environmentally responsibly.

The crux of the issue is whether the resource exists. The challenge in Nova Scotia is that the exploration cycles we have observed over the last several years have not turned up a sufficiently large resource to justify economic development. Clearly, there are a number of smaller opportunities in proximity to the existing fields. It is great to see the Deep Panuke Project coming on stream. I hope there will be opportunities to develop some of those other resources.

It is important to note that these things tend to go in cycles. Exploration will be active for awhile. If we achieve great results, it is fabulous, but if we do not, people go away, assimilate their

comparant le rendement environnemental, le développement économique et la sécurité énergétique. Nous ne pouvons pas avoir le beurre et l'argent du beurre; nous devons faire des choix à un moment ou à un autre.

**Le président :** On n'a cessé de nous dire que la source d'énergie la plus économique et la plus propre, c'était la conservation. C'est ce qui ressort de vos commentaires concernant l'efficacité.

**Le sénateur Dickson :** Monsieur Collyer, c'est un plaisir de vous revoir. Vous êtes toujours le bienvenu sur la côte Est. Je suis sûr que le sénateur Robichaud et le sénateur Mercer seront d'accord pour dire que vous avez fait du bon travail sur la côte Est. C'est un plaisir de vous revoir ici ce matin, dans votre nouveau rôle de président.

Le sénateur Neufeld, qui est né en Colombie-Britannique, a évidemment souligné la grande richesse de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. Mes questions porteront sur la côte Est et sur notre voisin, le Québec.

Ma première question a trait aux nouvelles technologies. Seront-elles un atout pour l'exploitation en haute mer, le long de la côte Est? Existe-t-il de nouvelles technologies qui permettront aux ressources gazières inutilisées qui, on l'imagine, existent au large de la Nouvelle-Écosse? J'espère que ces ressources existent. Je vois que le sénateur Mercer sourit; elles sont mieux d'y être.

**M. Collyer :** Merci de vos commentaires. J'ai trouvé très agréable de travailler sur la côte Est et je suis heureux d'y revenir dans mon nouveau rôle.

La technologie sismique a fait d'énormes progrès au cours des dernières années. Nous maîtrisons de mieux en mieux la technologie de forage et de production en mer et nous sommes maintenant capables de réduire les coûts des petits projets d'exploitation. Il existe plusieurs technologies prometteuses s'appliquant à l'exploration souterraine et au forage horizontal de même que des technologies moins coûteuses s'appliquant aux puits; toutes ces technologies doivent viser l'efficacité environnementale de façon à garantir que nos activités sont sûres et responsables sur le plan de l'environnement.

La question centrale, c'est de savoir si ces ressources existent. Le problème, en Nouvelle-Écosse, c'est que les cycles d'exploration dont nous avons étudié les résultats au cours des dernières années n'ont pas montré qu'il existait des ressources suffisamment importantes pour entraîner un développement économique. Il est clair qu'un certain nombre de petits projets sont possibles, près des champs existants. Nous sommes enthousiasmés par le déroulement du projet Deep Panuke. J'espère que nous aurons l'occasion de mettre en valeur une partie de ces autres ressources.

Il est important de signaler que tout cela suit habituellement un cycle. Pendant un certain temps, on s'occupe d'exploration. Si les résultats sont bons, c'est merveilleux, mais, dans le cas contraire,

information, and return for another go at it. I hope that will happen on the East Coast.

**Senator Dickson:** My second question relates to markets in the Northeast, in particular for electricity. As you know, Newfoundland and Labrador are looking at new hydro projects of the Lower Churchill in two phases. In Nova Scotia there is some interesting work on the tidal side, but for 20 years down the road. New Brunswick has an interest in that as well.

Given that there is shale gas, what opportunities are there in the Northeast United States for East Coast surplus electricity? Quebec controls part of the gateway to the Northeast U.S. What will happen to any surplus electricity from the Maritime provinces, in terms of the current market and the market in 20 years?

**Mr. Collyer:** The change in the outlook for natural gas will have a significant impact on the electricity generation sector. It was not that long ago that natural gas prices were in excess of \$10 per 1,000 cubic feet, Mcf. Obviously, it enhances the competitiveness of alternatives. We are looking at a world where we likely will have much lower and much more stable natural gas prices and an abundant supply of natural gas for quite a period of time. That will create a different competitive context in terms of what electricity generation from Canada is competing against. It creates a very different economic environment in terms of the natural gas export market.

I believe that export of energy, open borders and facilitating trade with the United States is an area where there is a commonality of interest across the country. We ought to be looking at that as one of the areas we can get aligned around. Export markets are important to a number of different provinces and sectors and ensuring that we have competitive access to those markets and are able to compete to the extent that the market allows us to is important.

**Mr. Huffaker:** Regarding the type of renewables in your part of the country, it is not absolutely clear in the short run how those will be treated or viewed in the United States. In the long run, it is clear they are moving towards standards on hydro, tidal and other things that will lead to a beneficial treatment of those sorts of resources.

I know there have been some arguments in the U.S. over the treatment of hydro. However, I think we can expect over the longer term — and it is hard to predict how long — the environment will be favourable in the U.S. to power generated from those sorts of sources.

les gens abandonnent le projet, analysent les informations réunies et entreprennent un autre projet. J'espère que c'est ce qui arrivera sur la côte Est.

**Le sénateur Dickson :** Ma deuxième question concerne les marchés du Nord-Est, en particulier le marché de l'électricité. Comme vous le savez, Terre-Neuve-et-Labrador veut lancer deux nouveaux projets hydroélectriques, en deux étapes, sur le cours inférieur du fleuve Churchill. En Nouvelle-Écosse, on poursuit des travaux intéressants dans le domaine de l'énergie marémotrice, mais on n'aura des résultats que dans 20 ans. Le Nouveau-Brunswick s'y intéresse également.

Puisqu'il y a du gaz de schiste, existerait-il des débouchés dans le Nord-Est des États-Unis pour l'électricité excédentaire de la côte Est? Le Québec contrôle une partie des voies d'accès vers le Nord-Est des États-Unis. Que fera-t-on de l'électricité produite en excédent par les Maritimes, dans le marché actuel et dans le marché tel qu'il se présentera dans 20 ans?

**M. Collyer :** L'évolution de la situation relative au gaz naturel aura une grande incidence sur le secteur de la production d'électricité. Il n'y a pas si longtemps, le prix du gaz naturel était supérieur à 10 \$ par millier de pieds cubes. De toute évidence, cela joue en faveur des solutions de rechange. Nous prévoyons que, dans le monde de demain, les prix du gaz naturel seront beaucoup plus faibles et beaucoup plus stables, et que les réserves resteront abondantes pendant encore longtemps. Cela changera la donne en ce qui concerne les concurrents des producteurs d'électricité du Canada. Cela créera un environnement économique très différent pour le marché de l'exportation du gaz naturel.

Je crois que l'exportation d'énergie, l'ouverture des frontières et la simplification du commerce avec les États-Unis sont des aspects sur lesquels tous les groupes d'intérêt du pays s'entendent. Nous devons considérer que c'est un des aspects à propos desquels nous devrions accorder nos flûtes. Les marchés d'exportation sont importants pour plusieurs provinces et plusieurs secteurs, et il est important de nous assurer d'avoir un accès concurrentiel à ces marchés et que nous pouvons être aussi concurrentiels que le marché nous le permet.

**M. Huffaker :** J'aimerais parler des sources d'énergie renouvelable que l'on trouve dans votre région; on ne sait pas encore clairement comment, à court terme, ces sources seront traitées ou considérées par les États-Unis. À long terme, il est clair qu'ils envisagent de définir des normes relativement à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie marémotrice et à d'autres types d'énergie, ce qui débouchera sur une exploitation profitable de ce type de ressources.

Je sais qu'il y a eu quelques démêlés avec les États-Unis sur la question de l'énergie hydroélectrique. Toutefois, je crois que nous pouvons à long terme — et il est difficile de préciser ce terme —, nous pouvons nous attendre à ce que les États-Unis soient favorables à l'énergie tirée de ce type de ressources.

**Mr. Collyer:** The single biggest issue in the North American gas market and the electricity generation market more broadly, are what happens with coal-fired generation in the United States? We have a clean electricity generation sector in Canada that has the opportunity or potential to export. We have an increasingly available supply of natural gas.

In addition, U.S. policy decisions made with respect to coal-fired generation will have a profound impact on both the natural gas and electricity generation sector in Canada. Our government needs to be mindful of that when they look at policy as it pertains to energy in the United States. What happens with coal-fired generation in the U.S. is the single biggest policy decision that will affect the North American energy market in the near future

**Senator Dickson:** My next question relates to your choices as to a carbon tax, cap and trade and/or regulation. Do you have any views on that; do you prefer any of those or none?

**Mr. Collyer:** We think there are some basic principles that ought to apply to carbon policy in Canada. We too quickly jump to mechanisms as opposed to the more fundamental questions about what sort of policy construct we want. We have been open about saying that we need to focus on technology development and policy that encourages investment in technology because we need to reduce on-the-ground emissions in Canada. We need a balanced approach to policy. We need to be mindful of what the U.S. is doing in policy, but not necessarily follow it directly. It makes sense to be mindful of what your major market is doing.

I cannot tell you that there is unanimity among our members as to which approach they would prefer. I would say that people would generally prefer a market-based mechanism; for example, cap and trade or a carbon tax type approach. Those drive more economic efficiency. This goes back to my comments earlier about this being a solution across the economy, but it is important from our perspective that it be a broad based market measure that affects consumers as well as producers.

The regulatory approach is more difficult and challenging. It certainly is an option. If we look at where the U.S. is going, the EPA looks like they will regulate greenhouse gas emissions.

I would also observe something that is sometimes forgotten — not by the folks sitting around your table but by the public: We are operating in the provinces where the majority of Canadian oil

**M. Collyer :** Le principal problème du marché gazier de l'Amérique du Nord et, plus largement, du marché de la production d'électricité, c'est le sort qui sera réservé aux centrales alimentées au charbon des États-Unis. Nous avons au Canada une industrie de la production d'électricité propre qui peut, ou pourrait, être exportée. Nos réserves de gaz naturel sont de plus en plus facilement exploitables.

En outre, les décisions stratégiques que les États-Unis prendront en ce qui concerne leurs centrales alimentées au charbon auront des effets profonds sur le secteur du gaz naturel et de l'hydroélectricité du Canada. Notre gouvernement ne doit pas l'oublier lorsqu'il élaborera des politiques qui pourraient avoir une incidence sur le secteur énergétique des États-Unis. La décision stratégique touchant le sort des centrales alimentées au charbon des États-Unis constituera la décision charnière pour le marché nord-américain de l'énergie, dans un avenir rapproché.

**Le sénateur Dickson :** Ma prochaine question a trait à vos choix en ce qui concerne la taxe sur le carbone, le système de quotas et d'échanges et la réglementation. Avez-vous une opinion sur le sujet? Quelles sont vos préférences, si vous en avez?

**M. Collyer :** Nous estimons qu'il faut appliquer certains principes de base quand il est question de la politique canadienne sur le carbone. Nous nous dépêchons d'élaborer des mécanismes plutôt que de nous poser des questions fondamentales sur le type de structure stratégique que nous désirons mettre en place. Nous avons toujours dit ouvertement qu'il fallait aborder le développement des technologies et les politiques en cherchant à encourager les investissements dans la technologie parce que nous devons réduire le volume des émissions au sol au Canada. Nous devons élaborer les politiques en fonction d'une approche équilibrée. Nous devons tenir compte des politiques qui seront adoptées aux États-Unis, sans nécessairement les reprendre telles quelles. Il me semble sensé de se préoccuper de ce qui se passe dans son principal marché.

Je ne peux pas vous dire que nos membres sont unanimes quant à l'approche à préférer. Je dirais qu'en général les gens préfèrent un mécanisme axé sur le marché; par exemple, le système des quotas et des échanges ou la taxe sur le carbone. Ce sont des moteurs économiques plus efficaces. Cela nous ramène à mon commentaire précédent, au fait qu'il fallait une solution convenant à tous les secteurs de l'économie, mais il est important, à notre avis, que ce soit une mesure s'appliquant à l'ensemble du marché et qu'elle ait une incidence tant sur les consommateurs que sur les producteurs.

L'approche axée sur la réglementation est plus difficile et plus exigeante. Mais c'est quand même une option. Il faut aussi savoir qu'aux États-Unis, l'Agence de protection de l'environnement semble envisager de réglementer les émissions de gaz à effet de serre.

J'aimerais également faire remarquer un aspect qui est souvent négligé — non pas par les gens assis ici, mais par le public : nous exerçons nos activités dans les provinces qui produisent le plus de

and gas production comes from. Effectively, we have a carbon tax in British Columbia and a carbon tax or levy in Alberta. We operate under those systems today.

I think most of our members would say pricing carbon is the right approach as opposed to the regulatory approach. Whether that is done via a carbon tax or a cap and trade very much depends on the particular design.

**Senator Dickson:** Mr. Huffaker, you made some remarks that the fiscal environment could be better in Canada versus other jurisdictions. Would you like to elaborate on that statement?

**Mr. Huffaker:** This pertains to natural gas production. In the United States, completion and development expenses for wells are subject to 100 per cent immediate deductibility. That is the expenses for non-exploration wells. They are able to deduct development and completion costs completely in the first year. We have a 30 per cent declining basis, which drags it out over quite a few more years. We think that difference puts Canadian oil and gas development at a disadvantage. We have a specific proposal before the federal government asking that they consider moving to a more rapid schedule on gas, in particular, given the deeply competitive challenge we face on gas in North America.

**Senator Frum:** Good morning, gentlemen. It is nice to see you again; I met some of you when I was on Senator McCoy's visit to the oil sands last summer. From that visit and from your presentation this morning, I know you have done an excellent job at presenting a thoughtful and frank situation.

To bring us into current events and to follow up on Senator Brown's comments about public relations, it has actually been a tough couple of weeks. I want to give you the opportunity to address some of the remarks made by Dr. David Schindler in respects to the Regional Aquatics Monitoring Program, RAMP, which he has called a "dismal failure." A lot of attention has been given to the fact that maybe the environmental impact on the Athabasca River has not been properly diagnosed or presented to the public.

Can you address those comments and given us your perspectives?

**Mr. Stringham:** Thank you for that question. Water monitoring it is one of the confidence builder's we discussed earlier.

RAMP is the Regional Aquatics Monitoring Program. It is administered on the Athabasca River and over 10 years of historical data has been collected by monitoring on that system.

The question that you raised by Dr. Schindler was regarding the accessibility to the data there and what it might imply. Each year that group provided an annual report that put it out there,

pétrole et de gaz au Canada. Et, en effet, la Colombie-Britannique impose une taxe sur le carbone, et l'Alberta, une taxe ou des droits sur le carbone. Nous devons aujourd'hui respecter ces systèmes.

Je crois que la plupart de nos membres diraient que l'approche consistant à taxer le carbone est préférable à l'approche consistant à imposer un règlement. Mais, qu'il s'agisse d'une taxe sur le carbone ou d'un système de quotas et d'échanges, tout dépend de la façon dont cela sera conçu.

**Le sénateur Dickson :** Monsieur Huffaker, vous avez fait quelques remarques selon lesquelles le régime fiscal du Canada pourrait être meilleur, par comparaison à celui d'autres administrations. Pourriez-vous étoffer un peu cette déclaration?

**M. Huffaker :** Je parlais de la production de gaz naturel. Aux États-Unis, les frais d'aménagement des puits sont visés par une déduction immédiate de 100 p. 100. Il s'agit là de dépenses touchant des puits qui ne sont pas destinés à l'exploration. Les promoteurs peuvent déduire la totalité des frais d'aménagement la première année. De notre côté, le système fonctionne par tranches de 30 p. 100 et s'étire pendant quelques années de plus. Nous pensons que ce fonctionnement différent est un désavantage pour le secteur de la mise en valeur du pétrole et du gaz du Canada. Nous avons présenté au gouvernement fédéral une proposition détaillée lui demandant d'envisager d'adopter un échancier plus court, pour le gaz en particulier, étant donné la forte concurrence dans le secteur du gaz en Amérique du Nord.

**Le sénateur Frum :** Bonjour, messieurs. C'est un plaisir de vous revoir; j'ai rencontré quelques-uns d'entre vous lorsque j'ai visité, avec le sénateur McCoy, les sables bitumineux, l'été dernier. D'après cette visite et d'après votre exposé de ce matin, je peux dire que vous avez fait de l'excellent travail et que vous avez présenté la situation en toute franchise et de manière informative.

J'aimerais revenir sur les événements actuels et sur les commentaires du sénateur Brown concernant les relations publiques; les dernières semaines ont été assez difficiles. J'aimerais vous donner la possibilité de réagir à certaines des remarques de David Schindler portant sur le programme de surveillance du milieu aquatique — le RAMP —, qu'il a qualifié d'« échec lamentable ». On a beaucoup parlé du fait que, peut-être, les répercussions sur l'environnement de l'Athabasca avaient été mal diagnostiquées ou mal présentées au public.

Pourriez-vous réagir à ces commentaires et nous donner votre avis?

**M. Stringham :** Merci d'avoir posé la question. La surveillance de l'eau, c'est l'un des aspects qui inspirent confiance dont nous avons parlé plus tôt.

Le RAMP, c'est-à-dire le programme régional de surveillance du milieu aquatique, étudie la rivière Athabasca; la surveillance de ce système a permis d'accumuler plus de 10 années de données historiques.

La question que vous avez posée, au sujet de M. Schindler, concernait l'accessibilité des données et aussi leur signification. Chaque année, ce groupe a fourni un rapport annuel, mais les

but the data was not transparent, to go back to my theme of transparency. In December, the RAMP group put that data on the Internet.

The Royal Society of Canada report included one year's work on the science and research available on all of that data and others in the environmental aspects. The society said that from their perspective, the scientific data showed no additional impact of the industry on that river quality. That has led to both the provincial and federal governments putting their water and monitoring panels in place to look at the quality of the monitoring to get this transparency more available to the public.

Dr. Schindler has taken a look at some of that data as well and said he has found some areas. That is what Royal Society of Canada also looked at. They said they have not found any areas of issue. Therefore, we now expect there will be an enhanced amount of monitoring and transparency. We are cooperating to ensure the water quality is well understood by the scientific community, but more importantly by the communities that live and work around that water, and use it every day.

We have been monitoring that for many years. Dr. Schindler raised some questions. The Royal Society of Canada came back and addressed those questions in their report. However, we also know going forward that there will be much greater transparency available to the publicly and to the scientific community to look at that resource. I think that will provide the confidence that people need to have.

**Senator Robichaud:** I congratulate you on your presentation. You painted a very positive image of the industry as it is now and as you see it in the future. You have used all the right words — “openness,” “transparency,” “technology” — and I think you are making a great effort to give Canadians a true picture of the industry. However, you have also been the subject of negative ads that throw a cloud over everything you do and say. I feel that this is not right because people are not getting a true image of the industry.

You have talked about your efforts and a few times, you mentioned water. Of course, water is a main preoccupation of people. In however many minutes we have left, can you reassure me and everyone here that you are making all the efforts, when you use water, to use the least amount; and whatever is given back to nature comes in such a form that it is not polluted? If you can reassure me, I think that would be positive.

données n'étaient pas transparentes, pour en revenir au thème de la transparence. En décembre, les responsables du RAMP ont affiché les données sur Internet.

Le rapport de la Société royale du Canada donnait entre autres les résultats d'une année de travail sur les données scientifiques et les recherches portant sur toutes ces données et des renseignements d'autres sources touchant l'environnement. Selon la Société, il n'est pas possible de montrer, en s'appuyant sur les données scientifiques, que l'industrie a eu des effets supplémentaires sur la qualité du cours d'eau. C'est pourquoi les gouvernements provincial et fédéral ont mis sur pied des groupes d'experts sur les questions de l'eau et de la surveillance en les chargeant d'évaluer la qualité du programme de surveillance, de façon que le public ait accès à une information transparente.

M. Schindler a lui aussi étudié une partie des données et dit avoir trouvé quelques petites choses. C'est ce qu'a vérifié la Société royale du Canada. Elle dit n'avoir pas trouvé de problèmes. Nous nous attendons donc à ce qu'il y ait davantage de surveillance et une plus grande transparence. Nous travaillons en collaboration pour faire en sorte que le milieu scientifique évalue bien la qualité de l'eau, mais surtout, que cet aspect soit aussi bien compris par les collectivités qui vivent et travaillent près de l'eau, et qui en consomment tous les jours.

Nous exerçons cette surveillance depuis de nombreuses années. M. Schindler a soulevé quelques questions. La Société royale du Canada est repassée sur le sujet et a abordé certaines de ces questions dans son rapport. Cependant, nous savons qu'à l'avenir, la transparence sera beaucoup plus grande, pour le public et pour le milieu scientifique qui étudie cette ressource. Je crois que cela donnera aux gens la confiance nécessaire.

**Le sénateur Robichaud :** Je vous félicite de cet exposé. Vous avez donné une image très positive de l'industrie telle qu'elle se présente aujourd'hui et telle que vous l'envisagez demain. Vous avez utilisé tous les mots qui convenaient — « ouverture », « transparence », « technologie » — et je crois que vous faites beaucoup d'efforts pour donner aux Canadiens une image fidèle de cette industrie. Cependant, vous avez aussi été la cible de publicité négative qui porte ombrage à tout ce que vous dites et tout ce que vous faites. J'estime que cela n'est pas correct, car les gens n'ont pas une image fidèle de l'industrie.

Vous avez parlé des efforts que vous déployez et, à quelques reprises, vous avez parlé de l'eau. Bien sûr, l'eau est une grande préoccupation des gens. Je ne sais pas combien de minutes il nous reste, mais j'aimerais que vous puissiez me rassurer, et rassurer tous ceux ici présents, sur le fait que vous faites tout votre possible, lorsque vous consommez de l'eau, pour en consommer le moins possible et que l'eau que vous rejetez dans la nature n'est pas polluée. Si vous pouviez me rassurer, je crois que ce serait une bonne chose.

**Mr. Stringham:** The water issue is one of the most topical issues for the Canadian public. In our efforts to ensure that discussion continues, you have seen some of our advertising that addresses the water issue and what we are doing with it.

Let me start with what is being done on the oil sands and then I will ask Mr. Huffaker to talk about what is being done in the natural gas developments.

In the oil sands, as you know, the mining projects make up about one-half of the production from the oil sands. They draw their water source from the Athabasca River that has been the focus of the regional monitoring program. We have discussed Dr. Schindler and the Royal Society in that regard.

From that perspective, the oil sands draw just under 1 per cent of the total water use out of the Athabasca River. There is a lot of water available, so the water quantity is not a specific issue that has been raised as a concern throughout the year.

The concern that has been raised is what happens during the winter period? There is no dam or control on this river, so during the winter period, the flows are lower and in the spring they are very high. The opportunity to look at that is to say whether there is any impact during the low flow periods.

The governments have established a regulation and a policy to restrict the amount of water that industry could draw from that river if it gets down to one of the low flow periods — for example, a 100-year drought. If that were to affect the ecosystem, then the industry would not be able to draw as much water from that source. We have not reached that point, but the policy is still safely in place.

Companies, in advance of that have expanded either natural lakes in the vicinity or built lakes beside their facilities to draw water off during the high flow periods and store it in case they need to draw it in the low flow periods. There are ways to naturally accommodate the flow issue.

On the quality issue, it is a matter of scientific monitoring to ensure that the water quality in that river is not affected. That water in the Athabasca River flows through natural occurrences of oil that is sitting and coming out of the ground. Remember, the reason we can mine this is because the oil is so close to the surface that it has naturally affected the water systems in that area.

However, the regulations require — and the monitoring ensures — that no water that is used in the process of those mining facilities is ever released back to the natural ecosystem. Even the rain that falls on the mining process must be gathered up and is then used in the process and recycled over and over again.

**M. Stringham :** La question de l'eau est l'un des sujets les plus discutés par le public canadien. Nous nous efforçons de faire en sorte que cette discussion se poursuive, et vous avez vu certaines de nos publicités qui portent sur l'eau et sur la façon dont nous nous en servons.

Je vais donc commencer par ce que l'on a fait du côté des sables bitumineux, puis je vais laisser M. Huffaker vous dire ce qui a été fait du côté du gaz naturel.

En ce qui concerne les sables bitumineux, comme vous le savez, les projets d'exploitation comptent pour près de la moitié de la production à partir des sables bitumineux. Pour ces projets, on utilise l'eau de la rivière Athabasca, qui a justement fait l'objet du programme régional de surveillance. Nous avons discuté avec M. Schindler et avec les représentants de la Société royale à ce sujet.

Nous disons donc que les sables bitumineux utilisent un petit peu moins que 1 p. 100 de l'eau que l'on tire de la rivière Athabasca. Il y a beaucoup d'eau, le volume d'eau n'a pas été vu comme un problème particulier, pendant l'année.

Le problème qui s'est présenté concerne l'utilisation de l'eau pendant l'hiver. Il n'y a pas de barrage ni d'écluse sur la rivière; le débit d'eau baisse donc pendant l'hiver, et, au printemps, il est très élevé. Si on a étudié cette question, c'est pour savoir s'il y avait des répercussions pendant la période où le débit est faible.

Les gouvernements ont adopté un règlement et une politique visant à restreindre le volume d'eau que l'industrie peut tirer de la rivière si le débit faiblit trop — par exemple, après une sécheresse d'un siècle. Si la situation avait une incidence sur l'écosystème, l'industrie ne pourrait plus tirer autant d'eau de cette source. Nous n'en sommes pas encore rendus là, mais la politique est toujours bien en vigueur.

Les entreprises, pour s'y préparer, ont choisi soit d'agrandir des lacs naturels des alentours, soit d'aménager des lacs, près de leurs installations, pour les remplir d'eau pendant les périodes où le débit est élevé et pour en avoir en réserve pendant les périodes où le débit est faible. Il existe des moyens de régler de façon naturelle la question du débit.

En ce qui concerne la qualité, la surveillance scientifique nous permet justement de vérifier que la qualité de l'eau de la rivière n'est pas affectée. Le lit de la rivière Athabasca comprend naturellement du bitume, qui en traverse la surface. Il ne faut pas oublier que nous exploitons ces gisements justement parce que le bitume se trouve si près de la surface qu'il a naturellement affecté les systèmes aquatiques de la région.

Cependant, comme le règlement l'exige — et comme les activités de surveillance permettent de le garantir —, l'eau qui a servi à l'exploitation de ces gisements ne retourne jamais dans son écosystème naturel. L'eau de pluie qui tombe sur la mine est même recueillie et renvoyée dans le processus, pour y être constamment recyclée.

In fact, the reason they have the large tailings ponds now is because recycling is required. They are to the point where around 80 per cent to 85 per cent of their water is continuously recycled through those ponds. They only draw a small make-up amount from the Athabasca River.

We talked about the other 80 per cent of the resource for the oil sands being in the underground or the drilling, non-mining area. In that area, they use steam as well. They need the water to do that, but the new projects in place are going down below the oil sands resource and drawing saline water, water that could not be used for any other purpose, from the deep underground aquifers in that area. They bring that salty water to the surface, use it for their steam and when they are finished with it, put it back down into the salty reservoir it came from underneath the oil sands. In that way, they have no impact on the groundwater or freshwater in that area. That trend is continuing for the development of many of these drilling or non-mineable oil sands resources.

They, too, must then monitor the water quality in the region. That is the specific aspect of the advertisements that we have looked at, taking the scientists that are responsible for the water quality in that area and putting them on television to show the public that is what they are doing and how they are monitoring it. That is a quick summary of what is being done on the water side.

**Mr. Huffaker:** I will focus on the gas side, on the shale gas story, because I think that is where people are concerned about water issues.

Senator, you framed the question perfectly by focusing on the fact that it is about the volume and whether we are doing damage to any water in the natural hydrological system. We sometimes get too complicated about that, but those two issues concern the Canadian public.

Many of the same things that are happening in natural gas are happening or being deployed increasingly in shale gas development. Our members are focused on more recycling of what freshwater they do have to use in production — and there is quite a bit of water used in shale gas production. They are recycling the water they are using and also increasingly focusing on, where possible, exploiting non-potable, saline, brackish water sources rather than drawing off of the freshwater system.

Of course, the second side of it is pollution. We are very focused on ensuring there is not damage to aquifers, and that damaged or polluted water is not released into the natural system. There is a lot of focus on getting better on both sides of that equation.

**Mr. Collyer:** I hope you and the public takes confidence from what we say as an industry. I hope you have confidence in the regulatory system in Canada.

En fait, la raison pour laquelle on a maintenant de si grands bassins de décantation et de stockage, c'est que le recyclage est obligatoire. On en est rendu au point où de 80 à 85 p. 100 environ de l'eau est constamment recyclée grâce à ces bassins. On n'a donc qu'à tirer un petit volume d'eau de la rivière Athabasca.

Nous avons dit également que 80 p. 100 des ressources des sables bitumineux se trouvaient dans le sous-sol, c'est-à-dire qu'on doit faire des forages, on ne peut pas faire une exploitation à ciel ouvert. Pour cela, il faut aussi utiliser de la vapeur. Pour cela, il faut de l'eau, mais les nouveaux projets permettent d'aller sous les sables bitumineux pour extraire de l'eau saline, de l'eau qui ne peut pas être utilisée à d'autres fins, c'est-à-dire les nappes aquifères enfouies profondément sous le sol de la région. On ramène cette eau salée à la surface, on en fait de la vapeur et, quand on en a fini, on renvoie la vapeur dans les réservoirs d'eau salée dont elle a été tirée, sous la couche de sables bitumineux. De cette façon, il n'y a pas d'impact sur l'eau de surface ni l'eau douce de la région. C'est la nouvelle tendance pour bon nombre des activités de forage des ressources des sables bitumineux que l'on ne peut pas exploiter à ciel ouvert.

Il faut aussi, ensuite, contrôler la qualité de l'eau de la région. C'est un des aspects particuliers des publicités que nous avons étudiés; nous avons demandé aux scientifiques responsables de la qualité de l'eau de la région de dire au public, à la télévision, ce qu'ils font et comment ils contrôlent cette qualité. C'est, en résumé, ce que l'on fait sur la question de l'eau.

**M. Huffaker :** Je parlerai surtout du gaz, et du gaz de schiste, parce que je crois que c'est à ce sujet que les gens se préoccupent de l'eau.

Sénateur, vous avez formulé votre question à la perfection en vous attachant au fait qu'il s'agit du volume d'eau utilisée et de savoir si un préjudice quelconque a été causé à l'eau d'un système hydrologique naturel. Nous avons parfois l'air d'être trop compliqués, quand il est question de cela, mais ces deux questions préoccupent le public canadien.

Bon nombre des mesures que nous prenons pour le gaz naturel sont prises ou sont de plus en plus prises quand il est question de l'exploitation du gaz de schiste. Nos membres s'attachent davantage au recyclage de l'eau douce dont ils ont besoin pour la production — et il s'agit d'un volume assez important, dans la production du gaz de schiste. Ils recyclent toute l'eau qu'ils utilisent et cherchent de plus en plus, lorsque cela est possible, à utiliser de l'eau non potable, de l'eau saline ou de l'eau saumâtre, plutôt que de prendre l'eau des systèmes dulcicoles.

Évidemment, l'autre aspect, c'est la pollution. Nous faisons très attention de ne pas endommager les nappes aquifères et de ne pas renvoyer dans le système naturel des eaux altérées ou polluées. On déploie beaucoup d'efforts pour améliorer deux aspects de cette activité.

**M. Collyer :** J'espère que vous et les membres du public faites confiance à ce que nous disons en tant qu'industrie. J'espère que vous avez confiance dans le système de réglementation du Canada.

Ultimately, groups like the Royal Society and the independent scientific review of the data — robust monitoring systems, third party review, et cetera — are what will bolster the confidence of the public; and the transparency around the reporting of that data is extremely important. As an industry, we are supportive of doing that. I think that will supplement or, hopefully, corroborate the information that we, regulators and governments are providing to the public.

The reality is that Canadians, the public generally, have a lot of confidence in scientists and independent observers, as do we. I think that is an important step forward in terms of increasing the confidence of the public in the information they are being provided and giving them the certainty or the assurance that this is being done responsibly, as we all want it to be.

**The Chair:** I want the witnesses to understand that we are in the process of planning a fact-finding trip to Calgary, Edmonton and Fort McMurray later this year. We will be in touch with you about your ideas as to how we can best spend our time and resources, and we look forward to your cooperation during our visit. Obviously, we are interested in looking into the technology side of things, which has been emphasized by many witnesses as the key — not just on the oil and gas side of things, but in reference to coal.

Alberta has huge coal resources — hundreds of years of resources in reserves, we are told — yet it is so expensive technologically to produce power in a clean way from that resource at the present time. We are interested in getting to the bottom of that topic and many other things.

Mr. Collyer, we will be interested in going on the Internet and having a look at the report to which you referred. If there is anything else that you feel would help us in our deliberations, you might keep in mind that our clerk, Ms. Gordon, is here with her team and she will circulate any materials to us.

Thank you so much for being available. I know it was an early start in Calgary, at 6 a.m. However, you got there on time and it has come through very well on camera.

(The committee adjourned.)

Au bout du compte, des groupes comme la Société royale et les scientifiques qui procèdent à un examen indépendant des données — de robustes systèmes de contrôle, un examen par des tiers, et cetera —, sont ce qui permet d'accroître la confiance du public, et la transparence des rapports sur ces données est extrêmement importante. En tant qu'industrie, nous sommes tout à fait en faveur de ces mesures. Je crois que cela sera une façon d'étoffer ou, nous l'espérons, de confirmer les informations que nous-mêmes, les organismes de réglementation et les gouvernements fournissons au public.

En réalité, les Canadiens, le grand public, font comme nous tout à fait confiance aux scientifiques et aux observateurs indépendants. Je crois que c'est un pas en avant important, quand il s'agit d'augmenter la confiance du public envers les informations qu'il reçoit et de lui donner la certitude ou l'assurance que cela est fait de manière responsable, comme nous voulons tous que ce le soit.

**Le président :** J'aimerais que les témoins sachent que nous sommes en train de planifier un voyage d'étude à Calgary, Edmonton et Fort McMurray qui se fera un peu plus tard cette année. Nous communiquerons avec vous pour vous demander des suggestions sur la façon la plus productive d'employer notre temps et nos ressources, et nous espérons votre coopération pendant cette visite. De toute évidence, nous sommes intéressés à étudier le volet technologique des choses, qui, comme l'ont souligné de nombreux témoins, est la clé — non seulement pour le pétrole et le gaz, mais aussi quand il est question du charbon.

L'Alberta possède d'immenses réserves de charbon — on nous a dit qu'il y en avait encore pour des centaines d'années —, mais, à l'heure actuelle, il coûterait trop cher sur le plan technologique de produire de l'énergie proprement à partir de cette ressource. Nous aimerions aller au fond de cette question, entre autres choses.

Monsieur Collyer, nous voudrions bien aller sur Internet pour consulter le rapport dont vous avez parlé. Si vous pensez à quoi que ce soit d'autre qui pourrait nous aider pendant nos délibérations, n'oubliez pas que notre greffière, Mme Gordon, nous appuie avec son équipe et qu'elle nous distribuera tous les documents nécessaires.

Merci beaucoup de votre disponibilité. Je sais que la séance a débuté très tôt, à Calgary, à 6 heures. Mais vous êtes tous arrivés à temps, et nous avons fait bonne figure devant les caméras.

(La séance est levée.)





WITNESSES

**Tuesday, February 15, 2011**

*Canadian Clean Power Coalition:*

David Butler, Executive Director.

**Thursday, February 17, 2011**

*Canadian Association of Petroleum Producers (by video conference):*

Dave Collyer, President;

Tom Huffaker, Vice-President, Policy and Environment;

Greg Stringham, Vice-President, Markets and Oil Sands.

TÉMOINS

**Le mardi 15 février 2011**

*Canadian Clean Power Coalition :*

David Butler, directeur exécutif.

**Le jeudi 17 février 2011**

*Association canadienne des producteurs pétroliers (par vidéoconférence) :*

Dave Collyer, président;

Tom Huffaker, vice-président, Politiques et environnement;

Greg Stringham, vice-président, Marchés et sables bitumineux.