



CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA

43^e LÉGISLATURE, 2^e SESSION

Comité permanent des ressources naturelles

TÉMOIGNAGES

NUMÉRO 023

Le vendredi 30 avril 2021

Président : M. James Maloney



Comité permanent des ressources naturelles

Le vendredi 30 avril 2021

• (1305)

[Traduction]

Le président (M. James Maloney (Etobicoke—Lakeshore, Lib.)): Je déclare la séance ouverte.

Bienvenue à la 23^e réunion du Comité permanent des ressources naturelles et à la deuxième séance de notre étude.

Je tiens à remercier nos témoins d'être ici et à leur souhaiter la bienvenue. Certains d'entre vous ont peut-être déjà comparu, mais pour ceux qui ne l'ont jamais fait, il est évident que notre réunion se déroule en mode virtuel, ce qui comporte certains défis. Nous devons être patients lorsqu'une personne a la parole et éviter de parler en même temps, et être bien certains que la personne a bel et bien terminé avant de prendre la parole — essentiellement ce que nos mères nous ont enseigné lorsque nous étions enfants.

Si vous avez besoin des services d'interprétation, je vous invite à utiliser le bouton qui se trouve au bas de votre écran. Vous êtes invités à vous exprimer dans la langue officielle de votre choix, et l'on vous posera probablement des questions en anglais comme en français. Si vous éprouvez des difficultés, n'hésitez pas à lever la main ou à parler plus fort.

Puisque l'une de mes tâches est de surveiller le temps, il est possible que je sois dans l'obligation d'interrompre ceux ou celles qui dépassent le temps accordé. Il y a des limites de temps à respecter pour les déclarations préliminaires et les questions.

Cela dit, chaque groupe de témoins disposera d'un maximum de cinq minutes pour faire une déclaration préliminaire, après quoi nous passerons aux questions. Tous nos témoins sont ici, à l'exception des représentants d'Enbridge, qui, nous l'espérons, se joindront à nous en temps opportun.

Bienvenue à tous. Nous accueillons des représentants d'Énergir, d'Energem, d'Evolugen et de Fortis Inc. Je pense qu'il serait logique de commencer dans l'ordre où ils sont inscrits à l'ordre du jour, ce qui signifie que nous entendrons d'abord Mme Trudeau pour cinq minutes.

[Français]

Mme Stéphanie Trudeau (vice-présidente exécutive, Québec, Énergir): Bonjour, monsieur le président, membres du Comité.

Je vous remercie de m'avoir invitée à comparaître devant le Comité.

Je m'appelle Stéphanie Trudeau, et je suis vice-présidente exécutive, pour le Québec, chez Énergir.

Je me permettrai tout d'abord de dire quelques mots sur Énergir.

Énergir est la principale entreprise de distribution de gaz naturel au Québec. Je suis fière de dire qu'elle est aujourd'hui une entre-

prise très présente dans le secteur de l'énergie. Au début des années 2000, la presque totalité de nos activités était liée à la distribution de gaz naturel, mais, au fil des ans, l'entreprise a diversifié ses activités. Par exemple, au Québec, nous sommes propriétaires de l'un des plus grands regroupements de parcs éoliens du Canada. Aux États-Unis, par le truchement de nos filiales, nous produisons et distribuons de l'électricité de sources hydrauliques, éoliennes et solaires. Sur les deux territoires, nous distribuons désormais du gaz naturel renouvelable, et, aujourd'hui, la production et la distribution d'électricité renouvelable représentent environ 50 % des actifs d'Énergir, qui se chiffrent à plus de 8 milliards de dollars.

Sur le plan de la distribution de gaz, notre modèle d'affaires a évolué et continuera d'évoluer. Au cours des 18 derniers mois, nous avons élaboré une vision d'entreprise à l'horizon 2030, mais aussi à l'horizon 2050. Avec cette vision, nous souhaitons devenir un fournisseur de solutions énergétiques variées de plus en plus renouvelables, parce que nous souhaitons demeurer pertinents auprès de notre clientèle et de la société dans un contexte où notre société se dirige manifestement vers une décarbonation accélérée. Nous voulons faire partie de la solution.

Cette réflexion stratégique nous a amenés à présenter quatre grandes orientations qui visent à décarboner de plus en plus notre réseau de gaz naturel et à être présents là où nous offrons une valeur ajoutée. Je vous nommerai rapidement les orientations et je reviendrai ensuite sur deux d'entre elles.

La première orientation est bien évidemment d'accroître nos efforts en matière d'efficacité énergétique. C'est incontournable. D'ailleurs, depuis 20 ans, Énergir est une pionnière en la matière.

La deuxième orientation est d'accélérer l'injection du gaz naturel renouvelable, le GNR, dans notre réseau. Nous y travaillons depuis plus de 10 ans déjà. Le GNR est un élément clé de la décarbonation de l'énergie que nous distribuons. J'y reviendrai.

La troisième orientation est de développer une complémentarité forte entre le réseau gazier et le réseau électrique. L'idée est d'optimiser l'utilisation des infrastructures énergétiques existantes d'Énergir et d'Hydro-Québec afin de procéder à la décarbonation au moindre coût pour la société.

La quatrième orientation est de diversifier nos activités dans de nouveaux vecteurs de croissance durable. Nous pensons notamment à l'hydrogène, que nous pouvons injecter dans notre réseau afin que ce dernier soit encore plus sobre en carbone. J'y reviendrai.

Avec ce plan, nous visons à réduire les émissions de gaz à effet de serre, ou GES, de nos clients du secteur du bâtiment de 30 % aussi rapidement que d'ici 2030. Nous visons ensuite la carboneutralité de l'énergie que nous distribuons pour 2050. Énergir déploie des efforts considérables pour encourager le développement de la filiale de GNR au Québec. D'ici 2030, notre objectif est d'injecter au moins 10 % de GNR dans notre réseau, et nous sommes sur la bonne voie. À ce jour, une vingtaine de projets sont en production, en construction ou en développement.

Vous vous demandez peut-être, de façon légitime, si la demande sera au rendez-vous. Présentement, je peux vous dire que nous ne faisons aucune promotion active et qu'il y a plus de demande que d'offre. Les clients reconnaissent non seulement la valeur environnementale du GNR, mais aussi son prix compétitif comparativement aux autres sources d'énergie renouvelable. Le GNR est un extraordinaire véhicule pour décarboner les réseaux gaziers au Canada. Par contre, chez Énergir, nous croyons nécessaire d'explorer aussi d'autres formes d'énergie, comme l'hydrogène. Les infrastructures gazières peuvent d'ailleurs s'avérer très efficaces pour stocker et distribuer de l'hydrogène. Nous menons actuellement des études visant à déterminer comment notre réseau pourrait être mis à contribution à cet effet.

En guise de conclusion, je me permets de vous suggérer quelques petites pistes afin d'appuyer le développement du gaz naturel renouvelable et de l'hydrogène.

Tout d'abord, il est important de soutenir la production. On peut le faire au moyen d'incitatifs réglementaires, notamment en exigeant des contenus minimums. C'est ce que fait le gouvernement du Québec dans le cas du GNR. On peut également le faire au moyen d'un soutien à la recherche-développement et à la mise en œuvre de projets pilotes qui favoriseraient l'émergence d'un écosystème au Canada. Ensuite, on peut soutenir la demande. Les gouvernements peuvent jouer un rôle important dans le changement des habitudes de consommation, notamment dans le cadre des politiques d'approvisionnement et de l'exemplarité de l'État. Je me permets même de dire qu'ils doivent le faire.

La Défense nationale contribue d'ailleurs de manière très importante à cet effort, car ses infrastructures qui se trouvent au Québec consomment de grandes quantités de GNR. Il serait donc souhaitable que d'autres ministères et organismes fédéraux suivent cet exemple en optant pour cette énergie, qui est compétitive, qui est renouvelable et qui ne requiert aucun changement d'équipement.

Énergir est convaincue que les carburants renouvelables et à faible teneur en carbone offrent au Canada un énorme potentiel pour améliorer de façon importante son bilan environnemental à un coût compétitif. En tant que distributeur d'énergie, nous avons l'expertise et les infrastructures en place pour contribuer à cet effort. Nous croyons que c'est en misant sur la diversité des formes d'énergies qu'on sera en mesure de développer une économie à la fois forte et faible en carbone.

• (1310)

Je vous remercie de votre attention.

C'est avec plaisir que je répondrai à vos questions.

[Traduction]

Le président: C'était parfait. Vous avez terminé juste à temps. Merci.

C'est maintenant au tour de M. Boies, d'Energem.

[Français]

M. Dominique Boies (chef de la direction, Energem): Je vous remercie, monsieur le président.

Bonjour à tous.

Je m'appelle Dominique Boies, et je suis chef de la direction chez Energem. Je vous remercie de m'avoir invité à vous rencontrer aujourd'hui. Je suis très heureux de participer à vos travaux sur l'avenir de l'industrie des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone.

Je vais d'abord vous dire quelques mots sur Energem. L'entreprise a été fondée en 2000. Nous avons mis au point et nous commercialisons une technologie de rupture unique au monde, qui permet de produire des biocarburants avancés et des produits chimiques renouvelables à faible intensité de carbone à partir de matières résiduelles non recyclables.

Notre technologie constitue un maillon structurant d'une véritable économie circulaire. Elle contribue à la diversification du portefeuille énergétique et à la fabrication de produits courants plus écologiques, tout en offrant une solution de rechange durable à l'enfouissement et à l'incinération des déchets. Plus de 850 millions de dollars en capitaux, en majeure partie privés et étrangers, ont été nécessaires pour atteindre cette maturité technologique.

Le 8 décembre dernier, avec un groupe de partenaires stratégiques incluant Shell, Proman, Suncor et Hydro-Québec, et avec l'appui des gouvernements du Canada et du Québec, nous avons annoncé la construction d'une usine de biocarburants à Varennes, qui se chiffre à 875 millions de dollars. Recyclage Carbone Varennes produira des biocarburants et des produits chimiques renouvelables à partir de matières résiduelles non recyclables et de biomasse résiduelle. En fait, c'est plus de 200 000 tonnes par année de déchets et une production annuelle de plus de 125 millions de litres de biocarburants qui sortiront de cette usine.

J'aimerais vous donner un aperçu du contexte canadien et mondial. Je ne veux pas vous inonder de statistiques, mais selon le World Resources Institute, en 2018, le Canada se situait au dixième rang des pays ou régions qui sont les plus grands émetteurs de GES au monde. Les émissions de GES du Canada continuent d'augmenter malgré les mesures qui sont en vigueur.

La semaine dernière, le premier ministre Trudeau a pris l'engagement de faire passer la réduction d'émissions de GES de 40 % à 45 %. Il s'agit d'une cible beaucoup plus ambitieuse que celle établie dans l'Accord de Paris. Le Canada s'est également engagé à présenter une économie carboneutre d'ici 2050.

Le Canada a pris des engagements fermes en matière de réduction de GES, mais, pour atteindre ces cibles, il faut d'abord connaître l'état des lieux et s'assurer de créer des conditions favorables.

Faisons un bref bilan. Du côté des transports, bien que les efforts de soutien à l'électrification soient louables, importants et nécessaires, ils ne seront pas suffisants pour réduire de manière importante nos émissions de GES.

Les ventes brutes d'essence au Canada en 2019 ont atteint 44,8 milliards de litres. Il n'y a eu aucune diminution importante au cours des dernières années. Les immatriculations de véhicules en 2019 se chiffraient à 36 millions. Aujourd'hui, on compte moins de 200 000 véhicules électriques au Canada, soit 0,5 % du parc automobile.

Une fois les cibles fixées et l'état des lieux connu, il faut passer à l'action.

Voici quelques éléments structurants. Pour ce qui est de l'attrait des marchés internationaux à l'égard des biocarburants à faible intensité de carbone, l'absence de réglementation canadienne quant au contenu minimum de biocarburants produits à partir de matières résiduelles et d'une norme relative au carburant à faible intensité de carbone, souvent connue sous le sigle LCFS, rend le marché canadien moins attrayant. Par exemple, les États-Unis, avec la norme sur les carburants renouvelables, connue sous le sigle RFS, ou avec la LCFS en Californie et en Océanie, de même que l'Union européenne, avec la directive RED II relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de ressources renouvelables, et le Royaume-Uni, avec la Renewable Transport Fuel Obligation, ont déjà mis en vigueur des normes ambitieuses qui forcent les distributeurs de carburant à s'approvisionner en biocarburants produits à partir de déchets à faible intensité de carbone.

Ces normes créent des conditions de marché favorables aux producteurs. Par exemple, un litre de méthanol ou d'éthanol produit à notre usine d'Edmonton vaut aujourd'hui plus du double en Californie et presque quatre fois plus au Royaume-Uni, en incluant les frais de transport. En l'absence d'une réglementation canadienne concurrentielle, il sera difficile de retenir au pays les biocarburants à faible intensité de carbone.

Contrairement à l'incinération, dont l'objectif est de brûler les déchets et d'utiliser leur énergie, la plateforme de gazéification d'Enerkem permet de recycler le carbone et l'hydrogène contenus dans les déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables.

Nous offrons donc une véritable solution verte qui peut remplacer l'enfouissement des déchets. À titre d'exemple, notre nouvelle usine de Varennes permettra de réduire de 170 000 tonnes en équivalent dioxyde de carbone par année la production de gaz à effet de serre au Québec. Imaginez l'effet qu'auraient 10, 15 ou 20 usines de ce genre.

J'ai quelques recommandations à faire. Essayons d'être constructifs.

Pour que le Canada soit en mesure d'atteindre ses cibles ambitieuses en matière de diminution de GES, il faut créer des conditions de marché favorables au déploiement de solutions innovantes. Il faut utiliser à la fois la carotte et le bâton. Pour ce qui est de la carotte, le Canada n'a pas besoin de réinventer la roue.

- (1315)

De nombreux leviers et programmes ont été utilisés avec succès dans d'autres secteurs tels que l'électricité verte renouvelable, le pétrole, le gaz et les mines. Par exemple, les gouvernements ont réduit les risques liés à la multiplication précoce des parcs éoliens en offrant des contrats d'achat d'électricité à long terme. Il faut créer un marché compétitif afin d'attirer des investissements étrangers privés et le déploiement de projets en bioénergie.

[Traduction]

Le président: Je vais devoir vous demander de conclure très rapidement, monsieur Boies.

[Français]

M. Dominique Boies: D'accord.

Le Canada devrait se doter d'une réglementation qui rend obligatoire l'adoption de mesures de réduction des GES dans le transport, qui met en place un système de tarification clair et qui met en évidence des pénalités en cas de non-conformité.

En conclusion, je réitère ce que je disais un peu plus tôt: le Canada peut et doit se doter de mesures et de cibles ambitieuses en matière de réduction des GES. Cependant, avant tout, il faut créer les conditions favorables à l'investissement dans les technologies innovantes que nous possédons au pays.

Je vous remercie de votre attention.

[Traduction]

Le président: Merci monsieur Boies.

Nous entendrons maintenant M. Frédéric Verlez, d'Evolugen.

[Français]

M. Frédéric Verlez (vice-président principal, Développement commercial et Stratégie, Evolugen): Bonjour à tous et à toutes.

Je remercie les membres du Comité permanent des ressources naturelles de m'avoir invité à participer à son étude sur l'industrie des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone.

C'est un grand plaisir d'être avec vous aujourd'hui afin de discuter du rôle important que les carburants renouvelables et à faible teneur en carbone peuvent jouer dans l'atteinte des objectifs de décarbonisation du Canada et la création de perspectives économiques.

Je vais prendre quelques minutes pour me présenter. Je m'appelle Frédéric Verlez, et je suis vice-président principal, Développement commercial et Stratégie, chez Evolugen. Dans le cadre de mes fonctions, je supervise les stratégies commerciales liées à nos actifs, la croissance de l'entreprise par l'acquisition et la mise au point de nouvelles technologies ainsi que par l'investissement dans celles-ci.

Evolugen est l'entreprise d'exploitation canadienne d'Énergie Brookfield. La première entité cotée en bourse d'Énergie Brookfield a été fondée en 1999 à Gatineau, au Québec, avec un portefeuille composé de trois centrales hydroélectriques le long de la rivière du Lièvre, dans le Sud-Ouest du Québec. Ces actifs sont en exploitation depuis plus de 100 ans. Aujourd'hui, les entreprises et filiales d'Énergie Brookfield exploitent un portefeuille d'une puissance installée de 20 000 mégawatts et des fonds sous mandat de gestion d'environ 50 milliards de dollars, ce qui en fait l'une des plus importantes plateformes d'énergie renouvelable cotées au monde.

Au Canada, nous possédons et exploitons 61 installations d'énergie renouvelable, dont des installations hydroélectriques, éoliennes et solaires, pour une puissance installée de 1 900 mégawatts. Nos installations sont situées en Ontario, au Québec et en Colombie-Britannique.

[Traduction]

Bien que nous ayons traditionnellement mis l'accent sur l'énergie renouvelable, nous reconnaissons que la décarbonisation exigera des solutions diversifiées et durables axées sur l'accélération de la transition vers un avenir énergétique à faible émission carbonique. Nous tentons actuellement d'élargir notre rôle dans les solutions de décarbonisation afin d'aider nos partenaires à atteindre leurs objectifs de réduction du carbone.

L'hydrogène à faible teneur en carbone en est un exemple. Nous avons récemment annoncé notre collaboration avec Gazifère, une entreprise d'Enbridge, dans le but de réaliser au Québec l'un des plus grands projets d'injection d'hydrogène renouvelable au Canada. Dans le cadre de cet effort conjoint, nous avons partagé les plans visant à construire et à exploiter une usine d'une capacité d'environ 20 mégawatts pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau dans la région de l'Outaouais. Cette usine produira de l'hydrogène renouvelable à l'aide d'électricité renouvelable fournie par notre installation de la région de Masson.

Il s'agira du premier projet de grande envergure réalisé au Québec et au Canada pour produire de l'hydrogène renouvelable à injecter dans un réseau de distribution de gaz naturel, un modèle qui offre d'importantes possibilités d'expansion. Au Canada, l'hydrogène à faible teneur en carbone présente un potentiel élevé sur le marché en raison de sa vaste utilisation dans les industries à forte intensité de carbone dans lesquelles la réduction des émissions est difficile.

L'installation générera des avantages environnementaux et économiques considérables à l'échelle régionale, provinciale et nationale. Plus précisément, le projet permettra d'éviter l'émission d'environ 15 000 tonnes de GES annuellement, en plus de générer d'importantes retombées économiques locales, dont la création de nouveaux emplois et l'augmentation de l'impôt foncier. Au fil du temps, nous travaillerons à l'élargissement de ce modèle à d'autres utilisations finales et à le reproduire dans d'autres installations, notamment dans de nouvelles installations d'énergie renouvelable spécialisées dans la production d'hydrogène.

Nous croyons que nos efforts dans le domaine de l'hydrogène sont conformes aux objectifs stratégiques du gouvernement fédéral du Canada et de plusieurs provinces, exprimés par des cibles à l'égard de la réduction des émissions de carbone, des stratégies sur l'hydrogène et des exigences en matière de combustibles propres. Dans le contexte actuel, l'hydrogène peut également jouer un rôle important dans notre reprise économique post-pandémique, en stimulant l'investissement et la création d'emplois.

Cela dit, il n'est pas facile de saisir les possibilités offertes par l'hydrogène au Canada, et la participation des gouvernements est nécessaire pour maximiser ces possibilités. Plus précisément, nous estimons que le gouvernement a un rôle à jouer en élaborant des cadres stratégiques et réglementaires clairs, simples et adaptés à la production, à la distribution et à l'utilisation finale de l'hydrogène, et concentrés au départ sur les applications à court terme; en aidant à réduire les coûts de production grâce à des investissements directs et à la création de flux de valeur pour les carburants à faible teneur en carbone; en aidant à surmonter les obstacles technologiques et financiers associés au transport de l'hydrogène, notamment par la création d'une infrastructure d'utilisation partagée; en appuyant l'adoption de l'utilisation finale; et, enfin, en facilitant l'accès au financement. Nous croyons fermement qu'en collaborant avec les gouvernements et tous les intervenants de l'industrie, le Canada

peut devenir un chef de file dans la production et l'utilisation d'hydrogène et de biocarburants à faible teneur en carbone.

• (1320)

Je remercie encore une fois le Comité de m'avoir offert l'occasion de témoigner aujourd'hui et c'est avec plaisir que je répondrai à vos questions.

Le président: Merci beaucoup, monsieur Verlez.

La parole est maintenant à M. Hutchens, de Fortis Inc.

M. David Hutchens (président et chef de la direction, Fortis inc.): Bonjour, monsieur le président et membres du Comité. Je vous remercie de m'avoir invité à prendre la parole devant vous aujourd'hui.

J'aimerais commencer par souligner le respect de Fortis envers les peuples autochtones de ce pays que nous appelons le Canada, et leurs territoires traditionnels desquels nous vivons, travaillons et nous divertissons. Fortis appuie depuis longtemps la mobilisation des communautés autochtones et l'établissement de relations solides fondées sur un dialogue respectueux qui engendre des possibilités mutuellement avantageuses.

La responsabilité fondamentale de Fortis est de fournir de l'énergie sûre, fiable et abordable d'une manière responsable qui respecte les collectivités que nous desservons. Ces valeurs se reflètent dans les cinq entreprises que nous exploitons au Canada — en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario, à l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve-et-Labrador — ainsi que dans celles que nous exploitons à l'extérieur du Canada. En Amérique du Nord et dans les Caraïbes, nous distribuons de l'énergie à plus de 3,3 millions de clients par l'entremise de 10 services publics.

En tant que société exploitant des services publics d'électricité et de gaz sur tout le continent, nous avons une expertise et une perspective uniques pour éclairer la politique énergétique et climatique.

Nous croyons que l'atteinte des cibles nationales établies par le gouvernement du Canada est une responsabilité partagée. Nous reconnaissons le rôle important que nous jouons en participant aux efforts de lutte contre les changements climatiques, en investissant dans la transformation de l'infrastructure énergétique du Canada et en favorisant l'avancement des peuples autochtones.

Notre partenariat avec Waytaynikaneyap Power avec les Premières Nations de l'Ontario et notre objectif de réduction des émissions de carbone à l'échelle de l'entreprise sont deux exemples de la façon dont nous concrétisons notre engagement. Nous visons à réduire les émissions de GES de la portée 1 de 75 % d'ici 2035, par rapport à l'année de référence 2019. Cet objectif oriente maintenant nos plans d'investissement, puisque plus de 70 % de notre plan d'immobilisations de 4,3 milliards de dollars pour 2020 est consacré aux initiatives de résilience des actifs, de modernisation et d'énergie propre.

Un autre exemple est celui de la Colombie-Britannique, qui demeure un chef de file en matière de politique climatique en Amérique du Nord. Notre service public local, FortisBC, fournit de l'électricité et du gaz naturel à plus de 1,2 million de foyers et d'entreprises de cette province. Il y a deux ans, FortisBC a lancé son plan d'action pour la réduction des émissions de GES, appelé Clean Growth Pathway to 2050. Ce plan décrit de nombreuses mesures qui contribueront à réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre en exploitant les possibilités de la décarbonisation offertes par ses systèmes de distribution de gaz et d'électricité.

Ces mesures comprennent un objectif déclaré d'accroître de façon dynamique l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable dans ses systèmes et de promouvoir le développement de l'hydrogène. D'ici 2050, FortisBC envisage un avenir où la majeure partie du gaz contenu dans son réseau proviendra de sources à faibles émissions de carbone et renouvelables. Bon nombre de ces mesures se reflètent dans la stratégie provinciale sur le climat, CleanBC, y compris une cible de 15 % de contenu renouvelable dans le flux du gaz d'ici 2030.

Dans ce contexte, les recommandations suivantes méritent d'être étudiées par le Comité dans le cadre de ses délibérations.

Premièrement, il faut reconnaître les énormes possibilités offertes par le réseau gazier pour réduire les émissions. Nous recommandons de continuer à soutenir la croissance du secteur canadien du gaz renouvelable dans le cadre d'une politique appuyant le rôle du gaz naturel dans le domaine de la construction. Nous devrions élaborer une approche canadienne qui tire parti de nos réseaux actuels de distribution de gaz et de l'électricité pour atteindre la carboneutralité et faire du Canada un chef de file mondial dans le domaine des gaz renouvelables.

Comme je l'ai mentionné, la stratégie climatique CleanBC de la Colombie-Britannique a établi un objectif de 15 % de gaz renouvelable pour 2030. FortisBC livre du gaz renouvelable à ses clients depuis maintenant plus d'une décennie. Cette simple mesure de la stratégie CleanBC permettra de réaliser plus des trois quarts des réductions d'émissions établies dans le plan climatique de la Colombie-Britannique pour le secteur de la construction.

FortisBC est en bonne voie d'atteindre et de dépasser cet objectif grâce à des investissements à court terme dans le biométhane et au développement de voies pour l'exploitation à moyen et à long terme des ressources en hydrogène de la Colombie-Britannique. C'est pour cette raison que la politique doit réserver un rôle à la livraison d'énergie gazeuse afin que les avantages de ces carburants à faible teneur en carbone, distribués par la solide infrastructure actuellement en place, puissent se concrétiser en étant livrés aux clients.

FortisBC a fait appel à Guidehouse, un cabinet d'experts-conseils respecté à l'échelle mondiale, pour permettre à notre société de services publics d'adopter et de soutenir une stratégie de décarbonisation réalisable en Colombie-Britannique. FortisBC a entrepris ce projet parce qu'elle comprenait que des approches conçues en Colombie-Britannique étaient nécessaires pour tenir compte des contraintes et des possibilités particulières à un système ayant des pointes de demande en hiver et pour décarboniser le plus rapidement et le plus efficacement possible.

Les résultats montrent qu'une approche diversifiée nous permet d'atteindre nos cibles de réduction des émissions à long terme à des coûts et des risques moindres pour la société. Une approche diversifiée basée à la fois sur notre infrastructure gazière actuelle et notre

infrastructure électrique s'avère moins perturbatrice sur le plan économique, tout en maintenant l'accessibilité et la résilience de l'énergie pour nos clients. Tout comme le réseau électrique permet le transport d'électrons de plus en plus faibles en carbone, le réseau de distribution de gaz naturel devrait être considéré comme un moyen de transporter des molécules de plus en plus faibles en carbone.

• (1325)

Deuxièmement, il faut qu'il y ait des signaux politiques clairs sur le rôle du système gazier dans un environnement carboneutre. Nous recommandons l'élaboration de politiques qui appuient clairement l'investissement dans l'infrastructure énergétique de longue durée au Canada et le rôle de l'innovation.

La politique climatique, la politique énergétique et les opérations sur le terrain sont en constante transformation, tandis que l'infrastructure énergétique comporte de longs délais de planification, de longues durées de vie et des coûts importants. Pour répondre à nos besoins et à nos impératifs climatiques dans 10, 20 et 30 ans, il nous faut des signaux politiques clairs à l'égard d'un environnement complexe, notamment sur les énergies renouvelables, le transport et le gaz naturel. C'est ce dont nous avons besoin dès maintenant. L'ambiguïté freine l'innovation, l'investissement et les changements opérationnels réalisables. La transition énergétique se produit...

Le président: Monsieur Hutchens, je vais devoir vous demander de conclure, s'il vous plaît.

M. David Hutchens: En conclusion, Fortis appuie sans réserve les travaux du Comité visant à mieux comprendre le rôle du secteur des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone et dans cette transition. Nous avons le point de vue unique d'une entreprise présente sur tout le continent et qui travaille en ce sens depuis sa création. Nous voulons voir le Canada réussir, devenir une destination de choix pour les investissements mondiaux dans le secteur de l'énergie et un chef de file en matière de développement d'énergie propre tout en protégeant l'environnement, en favorisant la réconciliation avec les peuples autochtones et en créant des possibilités économiques pour tous les Canadiens.

Merci.

Le président: Merci beaucoup, monsieur Hutchens.

Pour terminer, nous accueillons les représentants d'Enbridge. Merci, monsieur Trahan et madame Hansen, de vous être joints à nous. Je suis heureux de voir que vous avez pu surmonter les difficultés techniques.

M. Trahan et Mme Hansen pourront prendre jusqu'à cinq minutes pour faire un exposé, puis nous passerons aux questions.

• (1330)

Mme Cynthia Hansen (vice-présidente exécutive et présidente, Distribution et entreposage du gaz, Enbridge Inc.): Merci, monsieur le président.

Monsieur le président et membres du Comité, je tiens à vous remercier tous d'avoir entrepris cette étude sur l'industrie des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone et d'examiner comment nous pourrions ensemble faire progresser cette industrie au Canada afin de créer de nouveaux emplois et de maintenir la sécurité, la fiabilité et l'abordabilité de l'énergie tout en nous attaquant aux changements climatiques, y compris l'objectif récemment annoncé par notre pays de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 à 45 % par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030.

À notre avis, les carburants renouvelables et à faible teneur en carbone occuperont une partie importante dans l'avenir à faible taux d'émission au Canada.

Je m'appelle Cynthia Hansen et je suis vice-présidente exécutive et présidente de Distribution et entreposage du gaz chez Enbridge. J'ai la chance de diriger la société ontarienne Enbridge Gas Inc. — le résultat de la fusion d'Enbridge Gas Distribution et d'Union Gas —, ainsi que Gazifère, une société qui dessert la région de Gatineau, au Québec.

[Français]

Je suis accompagnée de M. Jean-Benoit Trahan, directeur général de Gazifère.

[Traduction]

Enbridge exploite le plus grand service public de gaz naturel d'Amérique du Nord en volume et le troisième en nombre de clients. Enbridge Gas et ses sociétés affiliées fournissent un service sûr et fiable à environ 15 millions de personnes en Ontario et au Québec grâce à 3,8 millions de raccordements de compteurs résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels.

Puisque nous fournissons de l'énergie depuis plus de 170 ans, notre vision sur la promesse d'un avenir à faible émission carbone au Canada s'appuie sur des décennies d'expérience. Mes commentaires d'aujourd'hui porteront sur l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable, ou le GNR.

Enbridge a investi très tôt dans l'hydrogène et le GNR, et elle connaît très bien ce domaine. Dans le cas de l'hydrogène, notre parcours a commencé en 2011, alors que nous nous sommes associés à Cummins Inc. — anciennement Hydrogenics Corporation —, pour établir une coentreprise visant à créer et à faire progresser le marché de l'hydrogène renouvelable en Ontario et, de façon plus générale, en Amérique du Nord. L'aboutissement de cette coentreprise a été la construction de la première et de la plus grande centrale de conversion d'électricité en hydrogène renouvelable en Amérique du Nord, qui est située à Markham, en Ontario.

L'usine était une plateforme utilisée par Cummins pour présenter son électrolyseur à membrane échangeuse de protons de classe mondiale et sa technologie d'assemblage de piles à combustible. Pour nous, il s'agit d'une expansion importante de notre portefeuille d'énergie renouvelable qui nous permet d'établir et de développer le marché.

En novembre dernier, nous avons annoncé la prochaine étape de nos activités avec l'hydrogène à Markham. Il s'agit d'un projet de 5,2 millions de dollars, appuyé par Technologies du développement durable Canada, qui vise à intégrer l'hydrogène au réseau actuel de distribution de gaz. Ce projet sera le premier du genre en Amérique du Nord et sera mis en service cet automne. Il permettra d'ajouter une valeur supplémentaire à nos activités de mélange d'hydrogène à plus grande échelle dans d'autres parties de notre réseau de distribution.

En Ontario, nous explorons plusieurs possibilités intéressantes liées à l'hydrogène. Nous cherchons à tirer parti de nos quatre stations de gaz naturel comprimé qui sont stratégiquement situées le long de l'autoroute 401 en vue d'établir un corridor écologique pour l'hydrogène.

De nouveaux projets liés à l'hydrogène nous sont régulièrement présentés. Nous examinons les installations de ravitaillement pour

autobus, de nouvelles possibilités de conversion d'électricité en gaz et plusieurs applications mobiles et fixes de production d'énergie. Nous constatons qu'il y a aussi des occasions dans d'autres régions du pays, notamment avec le réseau de transport et de distribution de gaz de la Colombie-Britannique. Il y a aussi une très intéressante occasion de décarboniser les sables bitumineux de l'Alberta grâce à une solution de captage et de séquestration du carbone entièrement intégrée à d'ambitieux plans pour développer un secteur local de l'hydrogène bleu.

• (1335)

Au Québec, comme mon collègue M. Trahan peut l'expliquer, Gazifère a pour objectif de devenir le premier service public de gaz naturel en Amérique du Nord à être entièrement écologique d'ici 2050. L'hydrogène jouera un rôle important à cet égard, et c'est pourquoi, en février, nous avons annoncé, avec notre partenaire Evolgen, un nouveau projet d'injection d'hydrogène vert de 425 000 gigajoules, d'une valeur de 90 millions de dollars. Nous sommes d'accord avec le ministre des Ressources naturelles du Canada, M. O'Regan, pour dire que c'est le moment de l'hydrogène. Toutefois, certaines mesures devront être prises pour pouvoir saisir cette occasion.

Enfin, en ce qui concerne le gaz naturel renouvelable, nous participons en Ontario à trois importants projets de GNR à London, à Niagara et à Toronto. Nous participons à un projet de bioraffinerie à Lacombe, en Alberta, et nous avons récemment célébré le lancement du premier autobus carboneutre alimenté au GNR à Hamilton. Nous avons également invité nos clients en Ontario à participer volontairement à un important programme de GNR afin d'offrir aux ménages des moyens de réduire les émissions de carbone. Mercredi dernier, nous avons annoncé un important partenariat qui permettra de réaliser en Ontario des projets de transformation des déchets organiques en énergie et d'utilisation de l'infrastructure actuelle d'Enbridge pour chauffer les maisons, alimenter les entreprises et les parcs de véhicules, tout en réduisant les émissions de carbone.

Nous avons fait beaucoup de choses dans le domaine de l'hydrogène et du GNR, mais nous pourrions en faire beaucoup plus avec le soutien du gouvernement, y compris avec des investissements stratégiques et un environnement réglementaire et fiscal approprié.

J'ai vraiment hâte d'échanger avec vous au cours de la prochaine heure et demie. Je vous remercie encore une fois de votre temps et de votre leadership.

Le président: Merci beaucoup, madame Hansen.

Nous allons commencer notre première série de questions, de six minutes chacune, en commençant par M. Lloyd.

M. Dane Lloyd (Sturgeon River—Parkland, PCC): Merci, monsieur le président, et merci aux témoins. Ma première question s'adresse au représentant de Fortis.

J'ai calculé aujourd'hui que le prix du gaz d'ATCO, le mélange de gaz naturel de l'Alberta, est d'environ 2,50 \$ le gigajoule d'énergie. Si on parle d'un mélange de gaz naturel de source 100 % renouvelable, une entreprise qui consomme plus de 3 500 gigajoules par mois verrait sa facture de chauffage augmenter de plus de 2 000 \$ à l'heure actuelle. Cela s'applique dans tous les cas. Les résidents qui utiliseraient un gaz naturel de source 100 % renouvelable connaîtraient une augmentation des coûts de plus de 2 000 %.

À votre avis, comment les entreprises et les résidents pourront-ils se permettre cela, et combien d'années faudra-t-il, selon vous, pour que l'infrastructure du gaz naturel renouvelable puisse offrir un produit à un prix raisonnable aux entreprises et aux consommateurs canadiens?

M. David Hutchens: Merci, monsieur Lloyd. C'est une excellente question dont nous parlons souvent.

Dans le cadre de la transition vers des ressources énergétiques plus propres, il est essentiel de mettre l'accent sur le caractère abordable pour le consommateur et lorsque l'on établit une politique climatique et que l'on réalise que nous devons, en tant que société, réduire la quantité de carbone que nous émettons, il n'y a qu'un certain nombre d'options possibles. Ce dont nous parlons habituellement, c'est de trouver un équilibre entre différentes choses comme le gaz naturel renouvelable et l'hydrogène, sur le plan de la consommation de carburant pouvant être transporté en phase gazeuse, et l'électricité. Ce qu'il faut comparer, ce n'est pas nécessairement le coût entre, disons, le gaz naturel renouvelable et le gaz naturel — le méthane en Colombie-Britannique — qui sort directement du sol, mais il faut le comparer aux autres possibilités, qui seront des choses comme le captage et de séquestration du carbone ou l'électricité.

Il s'agit vraiment de changer le paradigme de ce à quoi vous comparez ces coûts, et oui, vous avez tout à fait raison, il est vrai que le coût actuel du gaz naturel renouvelable est d'environ 20 \$ le gigajoule comme vous l'avez remarqué. Pour ce qui est du coût du gaz extrait du sol, il se situe dans la fourchette que vous avez mentionnée, c'est-à-dire qu'il peut être de 2 \$ à 5 \$ le gigajoule selon les conditions du marché.

C'est le scénario dont nous devons clairement tenir compte pour arriver à faire ces compromis et à les rendre rentables pour nos clients. En fin de compte, vous voulez pouvoir comparer le gaz naturel renouvelable en tant que source de chaleur livrée aux clients, donc les coûts à la pointe de brûleur, à ce que les coûts seraient pour obtenir l'électricité, disons de source renouvelable ou hydroélectrique — peu importe le genre d'énergie propre — qui serait transmise à ces clients dans le même but. C'est ainsi qu'il faut comparer les facteurs économiques.

M. Dane Lloyd: Un des avantages du Canada par rapport à ses concurrents économiques est le faible coût de l'électricité, que ce soit l'hydroélectricité en Colombie-Britannique, le gaz naturel bon marché dans l'Ouest canadien ou l'hydroélectricité au Québec. Comment pensez-vous que les entreprises et les familles vont pouvoir survivre si elles doivent faire face à une augmentation de 2000 % de la facture de chauffage de leur domicile ou de leur entreprise? Même si ce n'est que le quart de ce chiffre, comment vont-elles survivre et être concurrentielles face à une augmentation de 500 % de leur facture de chauffage?

M. David Hutchens: Oui, je reconnais, évidemment, l'excellent portefeuille du Canada en matière d'électricité. Il est très propre au départ, mais quand on considère la quantité d'énergie et la capacité qu'il faudrait ajouter pour, par exemple, électrifier entièrement la Colombie-Britannique, cela représenterait essentiellement, en projets, environ huit sites C de plus pour fournir la quantité d'énergie que le système électrique fournit actuellement et remplacer le système de gaz naturel. Mais il faudrait aussi tenir compte... Je vais vous donner une comparaison entre les brûleurs et les bougies.

Si l'on prend le chiffre de 20 \$ par GJ pour le gaz naturel renouvelable, cela équivaut à environ huit cents le kilowattheure, ce qui

reste concurrentiel pour obtenir l'électricité d'une province et fournir à nos clients la même source de chaleur. C'est là toute la différence. Oui, il y aurait une augmentation des factures de gaz, et nous parlons, bien sûr, de passer au gaz naturel 100 % renouvelable...

• (1340)

M. Dane Lloyd: Même à 50 %, même à 25 %, l'augmentation en pourcentage ne bouge pas, elle change très peu.

M. David Hutchens: Vous avez raison. Le pourcentage augmente, la facture augmente, mais il faut aussi se rappeler que la portion du produit de base sur notre facture ne représente qu'environ 20 à 25 %. Donc le reste...

M. Dane Lloyd: Ensuite, il y a toute la panoplie de frais de livraison que les entreprises peuvent facturer.

C'est bien. Je le reconnais.

Je me demande, quelles sont les émissions que produisent les biocarburants durant leur cycle de vie par rapport au gaz naturel? Je ne pense pas que l'on puisse dire que les biocarburants sont nécessairement une source de carburant net zéro ou net négatif — bien qu'ils puissent causer moins de carbone. Quel est l'impact des émissions de carbone du méthane et des autres matières du genre durant leur cycle de vie?

M. David Hutchens: Oui, monsieur Lloyd, c'est une autre bonne question. On se rapproche le plus possible de la carboneutralité. C'est quelque chose qu'il faudra absolument déterminer à l'avenir...

M. Dane Lloyd: Comptez-vous le diesel que les agriculteurs brûlent pour faire pousser leurs cultures? Est-ce que cela est compris, ainsi que le transport?

M. David Hutchens: Oui, il ne s'agit en fait que de la différence entre le CO₂ libéré naturellement par le processus de décomposition à la ferme ou dans un site d'enfouissement ou brûlé à la torche, peu importe, et le captage de ce CO₂. C'est donc vraiment, si l'on fait la comparaison, une carboneutralité du point de vue du cycle du carbone, car tout ce qui est utilisé pour traiter ce gaz doit également être pris en compte dans l'équation.

Le président: Merci beaucoup, monsieur Lloyd. Vous êtes dans les temps.

Monsieur May, je vous cède la parole pour six minutes. Allez-y, je vous en prie.

M. Bryan May (Cambridge, Lib.): Merci beaucoup, monsieur le président.

J'aimerais tout d'abord remercier tous les témoins. C'est notre deuxième réunion dans le cadre de cette étude. Je suis incroyablement impressionné par le nombre d'entreprises au Canada qui se concentrent sur la nécessité d'une transition et d'une réelle évolution vers la carboneutralité, et qui se préparent à réussir dans cet environnement.

Je reviens à M. Hutchens — juste pour vous donner un petit coup de pouce.

Je veux répondre un peu à la conversation que nous venons d'entendre. Revenons un peu en arrière. Je ne pense pas que quiconque ici s'attende à ce que nous soyons en mesure de faire tout cela en un an. Si nous ne pouvons pas atteindre la carboneutralité d'un seul coup, c'est à cause des coûts. C'est ce que nous disons depuis un certain temps. Il s'agit d'une transition. Voilà pourquoi ce sera une transition progressive sur 30 ans.

Je pense simplement que le 2000 % que nous venons d'entendre est un peu fallacieux. Plus il y aura de carburants mis au point et adoptés, plus il y aura de production et moins ce sera cher au fil du temps — cette année, dans deux ans, dans dix ans. Je voulais...

M. Greg McLean (Calgary-Centre, PCC): Monsieur le président, j'invoque le Règlement.

M. Bryan May: Je me demandais simplement si vous pouviez commenter cela.

Pardon.

Le président: Quelqu'un avait un rappel au Règlement, je crois.

M. Greg McLean: Oui, c'était moi, monsieur le président.

Le président: Monsieur McLean.

M. Greg McLean: Je crois que mon collègue a mentionné des chiffres réels qu'il a obtenus sur le marché. Mon collègue, M. May, semblait dire qu'il est fallacieux de présenter des chiffres réels, ce à quoi M. Hutchens a très bien répondu, je dois dire.

Je suis curieux de savoir ce que signifie « fallacieux », sans entrer dans un débat.

Le président: N'entreprenons pas un débat ici.

M. Bryan May: J'espère que cela n'empiétera pas sur mon temps de parole, monsieur le président.

Je m'explique. Je crois simplement que l'on n'a pas expliqué comment ce chiffre a été obtenu. Si l'on prend la transition dont nous parlons...

M. Dane Lloyd: C'était sur le site Web de Fortis.

Le président: Je vous arrête tout de suite.

Chacun d'entre vous a le droit de poser des questions et de les poser en se fondant sur les renseignements qui sont à sa disposition. Je crois que nous sommes tous d'accord pour dire qu'il n'est pas utile de nous dénigrer les uns les autres.

Monsieur May, veuillez poursuivre.

• (1345)

M. Bryan May: Merci, monsieur le président.

Une fois de plus, monsieur Hutchens, je précise que compte tenu des chiffres que nous entendons, il n'est pas question que tout cela se fasse en un an.

Avez-vous des idées à ce sujet?

M. David Hutchens: Pour éclaircir ma réponse précédente et peut-être faire le lien entre deux ou trois éléments, lorsque nous parlions de 2 \$ et de 20 \$, c'était pour le produit de base seulement. Je pense avoir mentionné le pourcentage de la facture que cela représente. Il faut tenir compte de l'incidence globale sur la facture. Il faut aussi voir comment ces coûts peuvent baisser, et baisseront avec le temps. Il s'agit vraiment d'essayer de déterminer de quoi auront l'air ces coûts.

L'aspect le plus important que je pourrais préciser aujourd'hui est probablement le fait que nous n'avons aucune idée de l'endroit ou du processus qui permettra de réduire ces coûts le plus rapidement et le mieux. Du point de vue politique, il faut surtout s'abstenir de rejeter d'emblée toutes les options. Il faut nous assurer de disposer de l'infrastructure nécessaire pour que, si le GNR ou l'hydrogène deviennent vraiment bon marché, si le captage et le stockage se font, si de nouvelles technologies naissent du côté de l'électricité ou

du gaz, nous puissions nous réorienter et nous assurer que nous utilisons la meilleure ressource possible pour obtenir les effets sur le climat que nous recherchons et ne causons pas les conséquences financières que nous essayons d'éviter. Il faut atteindre un équilibre. Si nous rejetons d'emblée une des options, nous risquons de ne pas pouvoir changer ou d'adopter ce qui est le plus avantageux pour nos clients.

Je souligne: nous sommes guidés par ce que nos clients et les décideurs politiques veulent. En fin de compte, si nos clients veulent réduire leur impact sur les gaz à effet de serre et sont disposés à acheter et payer plus... ce qu'ils font. Avec FortisBC, ils sont disposés à acheter du gaz naturel renouvelable parce que son empreinte environnementale est plus faible. Nos clients devraient être libres de le faire. Si la politique nous pousse dans ce sens, il nous faut avoir toutes les options sur la table et savoir quand les retirer, mais il ne faut pas les éliminer trop tôt.

M. Bryan May: Je vous remercie de ces précisions, monsieur Hutchens.

Je suis parfois découragé par le fait que mes amis d'en face semblent ne jamais calculer le coût de l'inaction. Je pense, j'espère, que nous pouvons tous convenir que c'est une transition qui est absolument nécessaire pour nous.

Monsieur Hutchens, pouvez-vous nous en dire un peu plus sur la façon dont nous pouvons assurer la réduction soutenue et à long terme des émissions de GES de votre réseau de gaz naturel? Comment pouvons-nous garantir la réduction à long terme?

M. David Hutchens: Il s'agit, encore une fois, d'examiner l'équilibre des options. Il s'agit de trouver les sources de gaz naturel renouvelable les moins onéreuses. Il s'agit d'essayer de faire des percées technologiques du côté de l'hydrogène.

L'hydrogène va avoir un rôle important, mais pas forcément dans le cadre de la structure que nous avons actuellement. Nous menons des études avec l'Université de la Colombie-Britannique à Okanagan pour déterminer la quantité d'hydrogène que nous pouvons introduire dans notre flux de gaz tout en gérant le taux de combustion, l'effet sur les clients et l'incidence sur notre système.

En fin de compte, l'hydrogène ne se transporte pas de la même façon que le gaz naturel. C'est un combustible moins dense et il faut donc de plus gros volumes. En outre, il peut causer des problèmes sur le plan opérationnel, comme sa fragilisation dans le réseau de canalisations dont nous disposons actuellement. Il faut trouver des solutions à ce genre de problèmes afin de pouvoir, là encore, déterminer la voie à suivre. Est-ce l'hydrogène? Est-ce le GNR? Est-ce la capture du carbone? Et la capture du carbone à quelle extrémité du tuyau? En fin de compte, il faut avoir le tuyau, sinon on ne peut pas prendre ce genre de décision, et c'est notre argument principal: il faut avoir ce tuyau. Il faut avoir le tuyau, car il peut transmettre des molécules propres tout comme les lignes de transmission électrique peuvent transmettre des électrons propres.

Pour bien préciser les choses...

Le président: Soyez très rapide, monsieur Hutchens.

M. David Hutchens: Fortis est une entreprise d'électricité à 80 %. Je veux que ce soit clair. Nous avons 80 % d'électricité et 20 % de gaz naturel en Amérique du Nord. Nous voyons donc les deux côtés, et nous voulons nous assurer que les deux côtés font bien les choses.

Le président: Merci, et merci à vous, monsieur May.

M. Bryan May: Merci.

Le président: Bien, nous passons à vous, monsieur Simard.

[Français]

M. Mario Simard (Jonquière, BQ): Je vous remercie beaucoup, monsieur le président.

J'ai écouté attentivement Mme Trudeau, ainsi que MM. Boies et Verlez. Il semble ressortir de leurs présentations qu'il est nécessaire d'avoir un cadre réglementaire.

Je pense que c'est M. Boies qui parlait d'une réglementation claire sur les énergies à faible empreinte de carbone. Nous avons eu de telles discussions lors d'une étude antérieure sur l'industrie forestière. Or, un élément m'apparaît pertinent, lequel n'est peut-être qu'un simple volet de la question. Si le gouvernement incluait le critère de l'empreinte de carbone dans ses appels d'offres publics, nous réussirions peut-être à stimuler le marché.

J'aimerais que MM. Boies et Verlez expliquent de façon plus détaillée ce qu'ils entendent par « cadre réglementaire ». J'aurai peut-être une autre question par la suite, celle-là pour Mme Trudeau.

• (1350)

M. Dominique Boies: Cela me fait plaisir de tenter une première réponse. M. Verlez pourra ensuite continuer.

Il est évident qu'un cadre réglementaire incite au bon comportement. Prenons l'exemple d'une grande pétrolière des Pays-Bas ou des États-Unis, qui investirait dans des actifs de production comme le biocarburant à faible intensité de carbone. Si elle utilisait notre technologie dans le projet de Varennes, elle produirait un carburant ayant une intensité de carbone négative. Or, aujourd'hui, le coût de production de cette molécule est inférieur au coût imposé en cas de non-conformité à la réglementation. On peut donc voir que, en créant ce qu'on appelle malheureusement un « bâton », on incite les pétroliers de ce monde à investir dans leur capacité de production, à augmenter leur production et, ainsi, à adopter un bon comportement jusqu'à ce qu'on arrive au degré de conformité voulu ou à l'imposition d'un coût de non-conformité.

Manifestement, un tel cadre incite à l'investissement. Comparons le prix courant du méthanol aux Pays-Bas à celui du méthanol au Canada. Aux Pays-Bas, il est de 1,37 \$ le litre en devise canadienne, tandis qu'au Canada, il est de 44 ¢ le litre. Il s'agit de la même molécule de même intensité de carbone. La seule raison qui explique cet écart, c'est le cadre réglementaire, qui force une entreprise comme Shell, par exemple, à vendre la molécule à l'endroit dans le monde où elle y gagne le plus et où le coût de non-conformité est le plus élevé.

Ce qui est malheureux, c'est que, à cause de l'absence de réglementation au Canada, même si nous avons des actifs de production et que nous pouvons produire de l'éthanol à intensité de carbone faible ou négative, comme celui que nous produisons à Edmonton et dont l'intensité de carbone était de moins 20, selon le régime de la Colombie-Britannique, il est aujourd'hui plus avantageux de le vendre en Californie, aux États-Unis, plutôt qu'au Canada. C'est donc la Californie qui bénéficie de la réduction de CO₂.

M. Frédéric Verlez: M. Boies a très bien répondu à la question.

Je suis tout à fait d'accord sur ses arguments. Pour nous, comme producteur d'électricité renouvelable, un cadre réglementaire serait une façon de nous assurer de produire à prix compétitifs de l'énergie servant à produire de l'hydrogène, un intrant dans tous ces pro-

cessus. Un tel cadre nous permettrait effectivement d'atteindre une certaine viabilité sur le plan économique. Je n'entrerai pas dans tous les autres détails, mais il y a aussi tous les codes standards relatifs au transport de l'hydrogène par pipeline et aux aspects liés à la santé et à la sécurité relativement à l'hydrogène, entre autres, qui seraient visés par le cadre.

M. Mario Simard: Je voudrais revenir sur ce sujet, monsieur Verlez, et peut-être que Mme Trudeau pourra également se joindre à la conversation.

J'ai une préoccupation. La semaine dernière, nous avons discuté avec une sous-ministre de la stratégie du Canada concernant l'hydrogène, qui semble accorder une place assez importante à ce qu'on appelle l'hydrogène gris.

Dans un cadre réglementaire, devrions-nous à votre avis classer les différents types d'hydrogène dans des catégories?

M. Verlez a parlé tout à l'heure du projet d'Evolugen visant à produire de l'hydrogène à partir de l'hydroélectricité. On sait que l'hydrogène gris produit, pour une tonne d'hydrogène, des extraits d'environ 10 à 11 tonnes de CO₂.

Si le gouvernement voulait adopter une stratégie sur l'hydrogène, le cadre réglementaire devrait-il prévoir des mesures qui calculeraient l'empreinte carbone de l'hydrogène?

• (1355)

M. Frédéric Verlez: En fait, nous préférons parler d'intensité de carbone de l'hydrogène plutôt que de classement dans des catégories, comme par couleur ou par moyen de production. Il est certain que de l'hydrogène qu'on dit vert, qui serait produit par électrolyse avec de l'électricité qui n'est pas propre, n'aurait pas le même contenu en carbone que l'hydroélectricité.

Dans le cadre réglementaire, il serait important de reconnaître que l'intensité de carbone est un critère déterminant dans la méthodologie. Je pense que d'autres témoins, comme M. Boies ou M. Trahan, seraient peut-être plus aptes à compléter ma réponse.

[Traduction]

Le président: Malheureusement, je vais devoir vous arrêter là. Nous n'avons plus de temps pour ce segment.

Nous passons à M. Cannings. Allez-y, monsieur.

M. Richard Cannings (Okanagan-Sud—Kootenay-Ouest, NPD): Merci.

Merci à tous les témoins d'être ici aujourd'hui.

Je vais commencer par M. Hutchens de Fortis, ne serait-ce que parce que je paie à Fortis non seulement ma facture de gaz, mais aussi ma facture d'électricité. Toute cette électricité est produite dans l'Ouest de ma circonscription. Une entreprise est en train d'installer une usine de gaz naturel renouvelable dans ma circonscription, et j'espère que ce gaz sera acheminé dans les tuyaux de Fortis.

J'ai deux questions. La première est une précision de votre vision du monde de Fortis en 2050. Je n'ai pas saisi quel pourcentage de votre production de gaz serait net zéro. J'ai cru entendre 50 %, mais cela me perturbe, car je pensais que nous aurions atteint la carboneutralité d'ici 2050.

C'est ma première question.

M. David Hutchens: Monsieur Cannings, je suis heureux de vous rencontrer virtuellement, mais je cois bien vous avoir déjà rencontré lors d'un événement que nous avons organisé en Colombie-Britannique, à Kelowna, au cours des deux dernières années, puisque je supervise FortisBC dans cette province depuis trois ans. C'est un plaisir de vous voir ici, au moins.

Nous sommes sur la bonne voie pour nous assurer que nous suivons bien le plan CleanBC. Nous examinons ces objectifs pour 2030 et 2050. Je crois que, lorsqu'il s'agit de carboneutralité, il est surtout important de savoir ce que cela signifie. Cela ne signifie pas forcément que chaque hydrocarbure transmis est éliminé. A un moment donné, on atteint le bon point économique où l'on peut encore utiliser du méthane et opter pour des mesures compensatoires, comme le captage et le stockage du carbone ou d'autres moyens de compenser ces émissions. Le pourcentage exact changera en cours de route en fonction des facteurs économiques, mais l'objectif et la voie à suivre doivent être très clairs, et nous devons être en accord avec nos gouvernements locaux et le gouvernement canadien. En fin de compte, nous devons suivre la politique.

M. Richard Cannings: L'autre question que j'avais est la suivante. Vous avez mentionné l'utilisation de la meilleure ressource possible, et vous avez parlé de travaux à l'UBC Okanagan pour voir comment vous pourriez transporter de l'hydrogène avec votre gaz. Je crois savoir qu'à l'heure actuelle, les limites sont d'environ 6 % pour le transport de l'hydrogène. D'après ce que m'ont dit d'autres personnes dans le domaine de l'hydrogène, la meilleure utilisation de ce gaz est de ne pas le mélanger au gaz naturel. La meilleure utilisation de l'hydrogène serait dans les piles à combustible où il pourrait être utilisé pour alimenter directement les gros camions, les trains et même les avions. Un avion fonctionnant à l'hydrogène a, je crois, effectué un vol d'essai en Grande-Bretagne.

J'ai entendu dire que le projet d'utiliser l'hydrogène dans le gaz naturel n'est qu'une sorte de distraction. Pourquoi ne pas opter pour l'hydrogène vert afin d'alimenter directement les secteurs difficiles à alimenter en électricité? Il est difficile de les alimenter directement en électricité renouvelable.

M. David Hutchens: C'est une très bonne question, monsieur Cannings. Ce n'est pas l'un ou l'autre, c'est les deux ou tout ce qui précède. Il faut considérer que l'hydrogène peut être utilisé de différentes façons dans l'économie pour réduire les émissions de GES.

Il peut être utilisé, comme vous l'avez mentionné, comme source finale directe pour les piles à combustible dans le domaine du transport ou autre, mais il faut tenir compte du coût du transport de l'hydrogène jusqu'à l'endroit où il est utilisé. Je sais que nous avons parlé un peu des différentes couleurs d'hydrogène. Nous devons nous assurer que nous choisissons l'hydrogène sans carbone, lorsque nous l'utilisons, par exemple, dans notre flux de gaz naturel, qui est également une voie très importante à utiliser, car il est possible que nous n'arrivions pas au point de pouvoir utiliser un gaz naturel 100 % renouvelable. L'hydrogène aura donc un rôle sur ce plan.

Vous avez raison. Prenons les études. J'y ai vu des chiffres allant de 5 à 20 %. C'est pourquoi nous consacrons beaucoup de temps à ces recherches afin de savoir exactement ce que cela signifie pour notre système. Ensuite, bien sûr, il faut voir comment il se comporte dans le système, car chaque système est différent. Il y a des systèmes plus longs, il y a des systèmes qui ont des caractéristiques physiques différentes avec des types de tuyaux différents, et ainsi de suite, et les postes de compression. Tout cela doit être étudié

pour que l'on puisse obtenir le bon pourcentage pour son propre système. Cependant, en fin de compte, si vous regardez le diagramme des différentes voies que l'hydrogène peut emprunter, nous ne devrions éliminer aucune de ces voies maintenant. Nous devons voir lesquelles nous pouvons utiliser.

Les électrolyseurs ne sont peut-être pas une technologie de pointe. Leur coût va baisser, car nous allons commencer à en construire davantage. Il s'agit d'améliorer l'efficacité de la fabrication et d'obtenir un mouvement rentable vers le bas de la courbe des coûts, mais ce dont nous avons vraiment besoin, ce sont des percées technologiques.

Comment peut-on rompre les liens entre l'hydrogène et l'oxygène pour moins cher qu'en utilisant la force brute de l'électricité pour rompre ces liens? Quelles sont les autres façons de produire de l'hydrogène que nous pourrions utiliser?

• (1400)

Le président: C'est juste à temps. Merci, monsieur Cannings.

Nous passons au deuxième tour, avec cinq minutes par intervenant, en commençant par M. Zimmer.

M. Bob Zimmer (Prince George—Peace River—Northern Rockies, PCC): Merci, monsieur le président.

Ma question s'adresse à M. Hutchens.

Je dirai d'emblée qu'étant moi-même client de FortisB.C., l'une des plus grandes plaintes que nous recevons à notre bureau porte sur la facture de gaz élevée. Comme vous avez parlé du caractère abordable, j'ai pensé qu'il était juste de le mentionner. Certains de ces frais de livraison, sans parler de la taxe qui est ajoutée sur le carbone, rendent le gaz naturel que nous produisons dans notre cour arrière inabordable pour chauffer nos maisons en hiver. Nous nous en sortons bien dans notre région, assurément, mais de nombreux Canadiens ont tout simplement du mal à payer leur facture de gaz. Je vais m'arrêter là.

C'est une chose dont les conservateurs se soucient, et c'est peut-être une chose dont les libéraux devraient se soucier davantage, à savoir dans quelle mesure tout cela est abordable et dans quelle mesure certaines de ces mesures sont abordables.

Étant donné que nous avons déjà une réserve de 200 ans de gaz naturel dans la région de la rivière de la Paix en Colombie-Britannique, nous savons que c'est semi-abordable de la façon dont cela se présente actuellement. Ce qui me préoccupe, d'après ce que M. Lloyd vous a demandé, c'est cette augmentation considérable de la facture de gaz déjà à peine abordable que nos électeurs paient difficilement chaque mois. Multiplier cette facture, la doubler ou même l'augmenter de quelque façon que ce soit m'inquiète beaucoup.

Quels sont vos commentaires à ce sujet? Combien l'ajout d'énergie renouvelable dans le système, qu'il s'agisse d'hydrogène ou de gaz naturel renouvelable, coûtera-t-il aux Canadiens?

M. David Hutchens: Monsieur Zimmer, je n'ai pas le chiffre exact, mais c'est certainement une chose à laquelle nous pouvons donner suite. Tout dépend vraiment de la courbe des coûts à l'avenir.

Je n'ai peut-être pas été aussi clair que j'aurais dû l'être dans une de mes réponses. Ce que nous devrions faire fondamentalement, du point de vue de la politique énergétique, c'est essayer de devenir aussi verts que possible, aussi vite que possible, et la prochaine chose qui doit sortir de la bouche de tout le monde est « sans sacrifier l'accessibilité ou la fiabilité ».

Nous devons nous assurer que l'infrastructure énergétique que nous avons au Canada, aux États-Unis et partout ailleurs ne perde jamais ces deux principes. Ce sont les garde-fous à l'intérieur desquels nous devons fonctionner, et lorsque l'on atteint un, il faut reculer.

M. Bob Zimmer: Merci pour cela, monsieur Hutchens. Si l'on considère que les émissions totales du Canada représentent moins de 2 % des émissions mondiales, à mon avis, étant donné que nous avons tout ce gaz naturel, la meilleure chose que le Canada pourrait faire, c'est vraiment d'acheminer ce gaz naturel dans le monde et de remplacer certaines des formes d'énergie à émissions plus élevées en Asie et ailleurs dans le monde. Pourtant, ce gouvernement semble se tourner uniquement vers l'intérieur et ne se concentrer que sur l'augmentation du prix des ressources pour que les Canadiens puissent se tenir au chaud en hiver. Je me demande pourquoi on ne fait pas plus d'efforts pour acheminer nos produits vers le marché mondial.

J'ai une question précise à vous poser. J'aimerais que vous soumettiez au Comité des preuves — je ne sais pas si vous avez déjà fait une telle étude — sur la différence de coût entre le gaz naturel renouvelable et le gaz naturel ordinaire. C'est la réponse que nous devons fournir aux Canadiens. Certaines de ces idées sont excellentes en théorie, mais si cela doit augmenter considérablement le prix du gaz pour les familles canadiennes et le prix qu'elles doivent payer pour chauffer leur maison, je suis d'avis que nous devons savoir quel sera ce coût. Vous avez peut-être ce renseignement, et je vais vous donner le temps de répondre à cette question.

Aussi, quel est l'avantage net, sur le plan de l'empreinte carbone du gaz renouvelable par rapport au gaz naturel directement extrait du sol?

• (1405)

M. David Hutchens: Encore une fois, ce sont d'excellentes questions. Nous en parlons très souvent dans la compagnie de gaz en Colombie-Britannique.

Nous avons des études sur la différence de coût. Évidemment, je ne les ai pas sur le bout des doigts, mais nous pouvons vous les fournir. Le Comité en a besoin pour comprendre cela, car ce que nous faisons, c'est réagir à la politique. Si la politique stipule que la courbe doit ressembler à ceci, nous essayons de trouver le moyen le plus rentable de répondre aux exigences de cette courbe.

Pour ce qui est de votre autre point — je ne peux pas manquer cette occasion —, l'une des choses les plus importantes que nous pouvons faire est de compenser les gaz à effet de serre à l'extérieur du Canada, à l'extérieur de la Colombie-Britannique, en utilisant les ressources naturelles de la Colombie-Britannique, comme le méthane qui sort directement du sol, en le transformant en GNL et en l'envoyant en Asie. Nous sommes de grands partisans de cela. Nous avons de grands projets qui reposent sur ce principe. En fin de compte, il s'agit d'un marché mondial. Regardez la courbe des coûts de réduction et, commençant par la gauche, les choses les moins onéreuses à faire en premier. Il se peut que vous ne souhaitiez pas dépenser de l'argent dans une province, un État ou un pays, mais

nous devons nous rappeler que tout ceci fait partie d'une discussion sur la politique climatique mondiale. Nous devrions tous chercher à repérer les moyens les moins chers d'obtenir l'impact climatique que nous visons.

Le président: Merci beaucoup, monsieur Zimmer.

M. Bob Zimmer: Merci.

Le président: Je vous en prie.

Monsieur Lefebvre, à vous la parole.

M. Paul Lefebvre (Sudbury, Lib.): Merci, monsieur le président.

Merci à tous les témoins d'aujourd'hui. Nous avons une discussion fantastique et vraiment intéressante.

Je sais que vous avez été mis la sellette, monsieur Hutchens, alors je vais peut-être vous parler du projet Wataynikaneyap. Merci de l'avoir mentionné. Je sais que cela change la donne pour les collectivités autochtones du Nord-Ouest. Je tiens à vous féliciter à ce sujet, car vous l'avez mentionné dans vos observations liminaires.

[Français]

Monsieur Boies, tantôt, M. Simard vous a posé une question au sujet du cadre réglementaire. Je cherche à mieux comprendre cet aspect.

Vous dites que, en raison du cadre réglementaire, il est plus payant d'envoyer en Californie ou en Hollande le gaz naturel renouvelable ou l'hydrogène que l'on produirait ici. Pourriez-vous approfondir ce sujet?

On veut investir et produire ces énergies renouvelables ici pour ensuite les revendre ailleurs puisque le marché est plus avantageux. C'est vraiment intéressant, mais je trouve cela assez étonnant.

Pouvez-vous nous fournir un peu plus d'explications à ce sujet?

M. Dominique Boies: Je vous remercie de la question et je peux certainement y répondre.

Cela dépend du prix que l'on rattache aux émissions de CO₂. L'analyse du cycle de vie est utilisée dans le monde entier pour déterminer l'intensité de carbone de chacun des carburants.

Par exemple, je disais que notre projet à Varennes produirait des biocarburants qui auraient une intensité de carbone négative. Si la Californie, par exemple, impose un coût de 200 \$ en devise américaine la tonne de CO₂ émise, et que, au Canada, il n'y a pas de cadre réglementaire qui met une valeur sur les émissions de CO₂, je vais aller vendre ce carburant sur le marché qui paie le plus pour chaque unité d'intensité de carbone en moins.

Tout cela peut se comparer à ce qui se passe avec l'essence. Je vais vous donner un exemple. L'essence a une intensité de carbone d'environ 98, selon les marchés. Le carburant que nous allons produire à Varennes a une intensité de -10. Il y a donc un écart de 108 à 200 \$ la tonne de CO₂ émise, ce qui représente un profit pour le vendeur de cette molécule.

Aujourd'hui, étant donné qu'il n'y a pas d'incitatif à l'investissement, lorsque mes partenaires — Shell, Proman, Suncor et le gouvernement du Québec — investissent dans un actif au Québec et qu'ils vendent cette molécule à faible intensité de carbone au Québec, ils obtiennent un rendement négatif sur leur investissement et perdent de l'argent. Ils vont donc l'exporter en Europe, aux Pays-Bas, en Californie ou en Colombie-Britannique, par exemple.

• (1410)

M. Paul Lefebvre: Le cadre réglementaire de la Norme sur les combustibles propres pourrait-il jouer un rôle à cet égard?

M. Dominique Boies: Prenons l'exemple de l'éthanol. Au Canada, l'éthanol se vend 92 ¢ le litre, selon les prix actuels du marché, et cela inclut un montant de 25 ¢ qui est lié à la Norme sur les combustibles propres. En Californie, le prix est de 1,59 \$. Comme vous pouvez le constater, il y a encore un écart.

M. Paul Lefebvre: Il y a effectivement un écart. Ce serait intéressant que le monde entier prenne cette direction. C'est ce vers quoi nous nous dirigeons, mais des Canadiens sont un peu récalcitrants à cause du coût. C'est un débat intéressant, qui a lieu également au sein de ce comité.

[Traduction]

J'ai quelques questions à poser à Enbridge. Vous avez un énorme portefeuille, alors j'ai quelques questions élémentaires.

À votre avis, qu'est-ce qui s'impose pour que les combustibles renouvelables et à faible teneur en carbone occupent une place plus importante dans la transition du Canada vers une économie à faible teneur en carbone? Je suis sûr que vous avez étudié cette question de haut en bas et de gauche à droite, alors je veux vraiment vous entendre à ce sujet.

Mme Cynthia Hansen: Vous avez raison de dire que nous sommes liés à l'ensemble de la chaîne de valeur et, comme vous l'ont dit les autres intervenants, nous nous concentrons sur la fourniture d'une énergie fiable à faible coût tout en respectant les exigences climatiques.

Nous croyons qu'il serait bénéfique d'innover sur le plan fiscal. Nous croyons que les incitations fiscales proposées dans le budget sont une étape intéressante, et il est important d'en connaître les détails dans les 90 prochains jours. Comme cela a été dit, nous devrions examiner l'incitation à la production d'hydrogène bleu ou vert. Si nous voulons que l'hydrogène fasse partie de la solution, nous devons construire l'infrastructure. Comme l'a dit M. Hutchens, il ne sera pas possible de choisir à ce stade, et nous devons donc élaborer une stratégie de grande portée.

Les crédits d'impôt pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone — le concept qui a été avancé par le député McLean — nous intéressent. Ils semblent être quelque chose que nous pouvons faire, un peu comme cela se fait aux États-Unis, pour vraiment stimuler l'investissement.

Le président: Je vous remercie. Je vais devoir vous arrêter, à moins que vous ne puissiez finir cette pensée très rapidement.

Mme Cynthia Hansen: Les subventions et les prêts sont importants, et les possibilités et les voies sont multiples. Assurons-nous simplement de nous concentrer sur le court terme pour créer cette industrie.

Le président: Merci.

Monsieur Simard, vous avez la parole pour deux minutes et demie.

[Français]

M. Mario Simard: Je n'ai pas beaucoup de temps de parole. Je poserai donc mes questions très rapidement.

Je remercie M. Lefebvre de sa question, qui m'a fait prendre conscience de quelque chose.

Monsieur Boies, vous avez parlé de molécules à faible intensité. En fait, l'objectif est de mettre un prix sur le CO₂ afin de rendre ces nouvelles technologies compétitives, en quelque sorte. Tout à l'heure, vous parliez des différents types d'hydrogène. Si l'on met un prix sur le CO₂, l'hydrogène gris sera assurément moins intéressant que l'hydrogène fait à partir d'hydroélectricité.

Est-ce que je comprends bien?

M. Dominique Boies: Oui, vous avez très bien compris. La meilleure façon de faire, c'est d'utiliser une mesure standard, soit l'analyse du cycle de vie. On mesure ainsi l'intensité de carbone de chaque molécule qui contribue à un produit final. Le fait d'utiliser de l'hydrogène vert fait à partir de biocarburants ou de l'hydrogène gris, qui est traditionnellement utilisé, aura des répercussions sur la valeur finale du produit et sur son intensité de carbone. Selon moi, l'utilisation d'un étalon unique est la meilleure façon d'y arriver.

M. Mario Simard: Est-ce que je fais fausse route en disant que, en l'absence d'un cadre précis qui valorise ces molécules à faible empreinte carbone, il est difficile de développer un marché qui va dans cette direction? Est-ce que cela veut dire qu'on devra se contenter d'exporter ces produits?

• (1415)

M. Dominique Boies: Vous avez tout à fait raison. Si l'on compare le coût de production de l'hydrogène vert au coût de production d'hydrogène au moyen du reformage du méthane à la vapeur, on constate qu'il y a une différence d'au moins 2 \$ le kilogramme. Il est donc impossible d'être concurrentiel dans un même marché.

M. Mario Simard: J'aimerais poser une question rapidement à Mme Trudeau.

Madame Trudeau, dans votre présentation, vous avez dit que l'offre de gaz naturel renouvelable existait déjà.

Selon vous, qu'est-ce qui nous empêche de répondre à cette offre? Qu'est-ce qui pourrait être mis en place pour que nous puissions le faire?

Mme Stéphanie Trudeau: En fait, nous travaillons là-dessus depuis 10 ans. Il y a une vingtaine de projets en cours de développement ou de construction. Il y en a un qui est opérationnel, mais sa production n'est pas encore suffisante pour répondre à la demande.

En ce moment, une loi au Québec nous oblige à livrer 1 % de GNR. Dans un an, ce sera 2 %, et, en 2030, ce sera 5 %, et nous allons atteindre ces cibles. Lorsqu'on entreprend un tout nouveau projet, cela prend des approbations et du temps pour la construction avant d'arriver au stade où la demande et l'offre se croisent. Nous croyons que cela ne posera aucun problème. L'offre est en train de croître. C'est juste que cela prend du temps. C'est la même chose pour l'hydrogène. Si l'on veut intégrer cela d'ici 2030 ou 2040, il faut commencer dès maintenant.

Je ne veux pas prendre davantage de votre temps, monsieur Simard, mais, si le président me le permet, j'aimerais dire quelque chose concernant le prix.

Est-ce possible, monsieur le président?

[Traduction]

Le président: Oui, mais très vite.

[Français]

Mme Stéphanie Trudeau: Je serai brève.

La décarbonisation a un coût, sauf si l'on parle d'efficacité énergétique. L'important, c'est de le faire à moindre coût. Comparativement à ce que disait M. Hutchens, ici, au Québec, par exemple, pour une école primaire ou une entreprise commerciale assez importante, le gaz naturel renouvelable coûte presque deux fois plus cher que le gaz naturel. Au lieu de 30 000 \$, par exemple, cela coûte 58 000 \$. Toutefois, l'électricité coûterait 10 000 \$ de plus que le GNR. Cela demeure la source d'énergie renouvelable la plus chère qui ne demande aucun investissement supplémentaire.

Si nous aidons nos clients à réduire leur consommation d'énergie...

[Traduction]

Le président: Merci.

[Français]

Mme Stéphanie Trudeau: D'accord. Je vous remercie.

[Traduction]

Le président: Merci, monsieur Simard.

Nous passons à M. Cannings.

M. Richard Cannings: Merci.

J'ai oublié de mentionner, lorsque je parlais à M. Hutchens au tour précédent et en réponse partielle à la question de M. Zimmer, que ma facture de Fortis porte sur du gaz naturel renouvelable. Cela me coûte environ trois fois plus cher si l'on tient compte du fait que je ne paie pas de taxe sur le carbone sur cette facture, etc. C'est certainement le point de vue du consommateur. C'est une grande différence. J'espère que cela pourra baisser.

Je reste avec M. Hutchens. Monsieur Hutchens, vous parliez des coûts de transport de l'hydrogène et de tous les coûts supplémentaires liés à la mise au point de nouvelles technologies et de nouveaux systèmes de transport. N'est-ce pas là un domaine auquel les gouvernements, que ce soit le fédéral ou le provincial, devraient participer, afin que ça ne soit pas seulement aux producteurs d'énergie que revient injustement la tâche de tenter de faire concurrence aux anciennes technologies?

Quelque chose comme une infrastructure de transport de l'hydrogène... Je ne suis pas spécialiste de l'hydrogène, alors j'ignore quelle forme cela prendrait. Le gouvernement ne pourrait-il pas intervenir pour dire qu'il va le faire ?

Tout comme le gouvernement construit les autoroutes et fournit de l'argent pour les réseaux électriques entre les provinces et au-delà des frontières, etc., n'est-ce pas une chose que le gouvernement fédéral pourrait faire et qui serait très utile?

M. David Hutchens: Oui, monsieur Cannings, mais ce n'est pas forcément un choix entre l'industrie et le gouvernement. C'est probablement les deux. Il existe des moyens pour le gouvernement d'inciter l'industrie à investir dans ce type d'infrastructure, avec des choses comme les crédits d'impôt. Nous les utilisons beaucoup aux États-Unis.

En fin de compte, il s'agit vraiment de savoir quel est le résultat le plus économique. Nous savons que nos consommateurs et nos électeurs vont payer le coût; cela dépend simplement de l'endroit. Est-ce sur une facture d'impôt? Sur une facture de taxes foncières? Sur une facture de carburant? Sur une facture d'électricité? Nous devons simplement nous assurer que nous avons une vue d'ensemble et que nous voyons ce qui doit ou devrait être mis au point.

Franchement, du point de vue de l'énergie propre, les gens qui veulent investir dans l'énergie et les technologies propres sont nombreux. Oui, le gouvernement peut et doit avoir un rôle. Il doit simplement choisir le type de rôle. Est-ce un encouragement? Est-ce une ordonnance nous obligeant à faire quelque chose? Est-ce un investissement dans l'infrastructure elle-même?

• (1420)

Le président: Merci, monsieur Hutchens.

M. David Hutchens: Encore une fois, gardez toutes ces options ouvertes.

Le président: Merci, monsieur Cannings.

Monsieur McLean, vous avez la parole pour cinq minutes.

M. Greg McLean: Merci, monsieur le président.

Merci à tous les témoins qui sont des nôtres. Nous avons entendu de très intéressants témoignages jusqu'ici concernant les éléments à prendre en compte. J'apprécie vraiment tous les renseignements que vous nous avez fournis.

Je vais adresser mes questions à Mme Hansen. Tout d'abord, madame Hansen, félicitations pour l'annonce faite par votre entreprise en début de semaine concernant le partenariat conclu en Ontario sur le gaz naturel renouvelable. Je trouve que ce sont d'excellentes nouvelles pour l'industrie.

Même si certains de mes collègues du Comité ont tenté d'approfondir la question du coût réel de ce dont nous sommes en train de parler, pour ma part, j'aimerais aborder l'aspect du coût lié au CO₂ que nous allons produire dans le cadre de cette expansion et tenter de déterminer la quantité de CO₂, ou l'énergie, si vous préférez, qui est requise pour produire du gaz naturel renouvelable plutôt qu'un autre type de gaz naturel.

J'aimerais connaître le rapport énergétique, si vous le connaissez, s'il vous plaît.

Mme Cynthia Hansen: Merci, monsieur McLean.

Est-ce pour le GNR ou pour l'hydrogène?

M. Greg McLean: Vous pouvez me fournir la réponse pour les deux, si vous le souhaitez.

Mme Cynthia Hansen: Pour le gaz naturel renouvelable, je dirais que cela dépend vraiment de la source. Si vous captez le gaz à partir d'un site d'enfouissement actif, il ne devrait pas y avoir une augmentation importante de la puissance absorbée si vous ne captez que cela. Avec le GNR, nous captions seulement les émissions qui autrement seraient absorbées dans l'atmosphère. Par conséquent, il y a bien une quantité accrue d'électricité requise pour le nettoyage, le curage et pour l'admission. Je peux vous fournir ces renseignements. Ils font partie des coûts supplémentaires qui entrent dans la production du GNR.

Concernant l'hydrogène, encore une fois, tout dépend de la source de l'hydrogène. Dans le cas de certaines avancées qui sont réalisées aujourd'hui, lorsque l'on jumelle l'hydrogène avec des ressources renouvelables comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire, et qu'on l'utilise à titre de source d'énergie, tout dépend du mécanisme d'établissement des prix qui est utilisé avec cette franchise existante. S'il s'agit d'une énergie qui serait autrement retranchée, un très faible coût y serait associé, et ce serait ces possibilités que nous tenterions de poursuivre en premier, si nous en avions la possibilité.

La bonne réponse, c'est que ce rapport pourrait varier passablement. C'est la raison pour laquelle nous devons réaliser diverses études et tenter de déterminer dans quel contexte nous pouvons le mieux optimiser l'infrastructure que nous possédons déjà. Comme on l'a signalé plusieurs fois aujourd'hui, dans les commentaires, nous possédons cette incroyable infrastructure gazière au Canada, et nous devrions nous efforcer de l'utiliser, de plus...

M. Greg McLean: Je suis d'accord, madame Hansen.

J'aimerais poser ma deuxième question, si vous le permettez. Je suis désolé, mais je ne dispose que d'un peu de temps.

Évidemment, vous exploitez un pipeline qui traverse le Canada, un gazoduc aussi, celui que vous avez acheté aux États-Unis. Pourriez-vous nous dire, en ce qui concerne le mélange de gaz naturel, quelle est la tolérance du pipeline en termes de pourcentage d'hydrogène dans ce flux de gaz naturel, s'il vous plaît?

Mme Cynthia Hansen: Je pense, comme l'a indiqué M. Hutchens, que tout dépend du système. Le système dans lequel nous avons l'intention d'effectuer ce mélange se situe actuellement dans un rapport de 2 % à 10 %. Il dépend de l'âge de l'infrastructure. Les études se poursuivent à ce sujet, mais pour les grands pipelines de transport, à certains endroits dans le monde, le mélange peut atteindre 20 %.

M. Greg McLean: Est-ce que c'est en Europe que l'on retrouve ce mélange de 20 %?

Mme Cynthia Hansen: Oui, en Allemagne.

M. Greg McLean: Merci beaucoup.

Pour poursuivre sur cette lancée, j'aimerais obtenir les mêmes renseignements de la part de M. Boies, d'Energem, concernant le coût des intrants pour produire de l'hydrogène dans cette installation.

M. Dominique Boies: Nous ne produisons pas d'hydrogène. Dans notre installation de Montréal, nous allons importer de l'hydrogène qui sera produit par Hydro-Québec dans l'électrolyseur adjacent qui reste à construire.

• (1425)

M. Greg McLean: Savez-vous combien vous allez payer pour cet hydrogène?

M. Dominique Boies: Oui, je le sais, mais c'est confidentiel.

M. Greg McLean: Est-ce plus ou moins que le prix du gaz naturel, et de combien? Je suppose que ce pourrait être un peu...

M. Dominique Boies: Oui, parce qu'aujourd'hui, il faut...

M. Greg McLean: Je vais laisser tomber cette question. Je comprends que ces renseignements sont confidentiels. Je vous fais toutes mes excuses.

Monsieur le président, ce sont toutes les questions que je souhaitais poser pour le moment. Merci.

Le président: Votre temps est pratiquement écoulé, de toute façon. Alors, tout s'est déroulé à la perfection. Merci.

Monsieur Serré, c'est maintenant votre tour.

[Français]

M. Marc Serré (Nickel Belt, Lib.): Je vous remercie, monsieur le président.

Je remercie tous les témoins. Leurs témoignages sont si intéressants que nous pourrions continuer la discussion pendant deux ou trois heures.

Monsieur Boies, vous avez parlé des conditions favorables du marché et de la compétitivité des marchés quant à la bioénergie, à l'hydrogène et aux technologies innovantes.

Avez-vous des recommandations précises à faire au gouvernement pour accroître ces investissements?

M. Dominique Boies: On pourrait utiliser plusieurs véhicules existants. Je pense aux crédits d'impôt qui ont été accordés, par exemple, à l'industrie éolienne, à l'exploitation minière et à l'exploitation pétrolière. Ce sont des mécanismes bien connus. Il y a aussi les actions accréditives et les avantages qui s'y rattachent, soit les attributs fiscaux.

Cela incite donc les entreprises à investir dans de tels actifs. En fait, j'appelle cela la carotte. S'il n'y a pas d'incitatif sur le plan de la réglementation, tendons-leur une carotte sur le plan fiscal en utilisant des mécanismes existants.

M. Marc Serré: Madame Trudeau, j'aimerais avoir vos commentaires sur la production à grande échelle d'hydrogène et de carburants à faible teneur en carbone qui sont envisagés à court et à moyen terme au Canada.

Selon vous, quelles seraient les étapes à franchir non seulement en matière d'investissement, mais aussi pour ce qui est du déploiement à grande échelle de l'infrastructure nécessaire à l'utilisation de l'hydrogène au Canada?

Mme Stéphanie Trudeau: En ce qui concerne le cadre réglementaire, il serait utile d'avoir des mécanismes qui nous permettent de faire des projets pilotes, parce qu'il faut en faire, notamment aux États-Unis. Il n'est pas évident d'en réaliser de façon générale.

Comme l'a dit Mme Hansen, nous testerons des bouts de réseaux qui ne sont pas tous constitués du même matériau. Par exemple, il faut faire attention au mélange d'hydrogène utilisé pour des clients industriels, parce que ceux-ci disposent d'appareils plus sensibles. En 2022, nous effectuerons deux projets pilotes en réseau fermé pour tester nos conduites de gaz résidentielles et commerciales afin de déterminer le taux maximal d'hydrogène qu'elles peuvent contenir. Nous réaliserons aussi un projet industriel dans une centrale de chauffage urbain au centre-ville de Montréal, où nous injecterons de l'hydrogène dans une chaudière. Nous procéderons par essais et erreurs, et des études seront réalisées. À cet égard, il pourrait y avoir de l'aide du fédéral en recherche-développement.

Outre l'injection d'hydrogène, nous pourrions utiliser des bouts de conduites d'un réseau de gaz naturel, qu'on considérerait comme un réseau d'énergie, et les consacrer complètement à l'hydrogène. C'est une deuxième possibilité. Il y a aussi la transformation d'électricité en gaz, qui consiste à convertir le CO₂ extrait d'un site industriel en gaz naturel renouvelable. Cela devient ainsi complètement interchangeable et il n'y a pas de limite, c'est-à-dire que nous pouvons l'utiliser à un taux de 100 %.

Il y a donc plusieurs avenues à explorer quant à l'hydrogène dans les réseaux gaziers. Il y a des milliards de réseaux souterrains neufs et bien entretenus, au Canada. Nous devons considérer les réseaux de gaz naturel comme des réseaux d'énergie et déterminer comment nous les ferons évoluer vers la décarbonation.

M. Marc Serré: Je vous remercie.

Monsieur Verlez, avez-vous des commentaires à ajouter sur le rôle du gouvernement fédéral en matière d'infrastructure ou d'investissement dans le secteur privé?

M. Frédéric Verlez: En fait, mes commentaires iront dans le même sens que les propos de Mme Trudeau.

Des infrastructures, comme les réseaux de pipelines, pourraient être partagées pour le transport de l'hydrogène, ce qui pourrait être très avantageux pour nous. À l'heure actuelle, il est difficile d'équilibrer les facteurs économiques liés à la réalisation d'un tel projet. Un soutien financier et de l'aide favorisant l'accès à des capitaux seraient bienvenus.

M. Marc Serré: Je vous remercie.

[Traduction]

J'aimerais m'adresser à Cynthia Hansen d'Enbridge. Tout à l'heure nous avons entendu mon honorable collègue, Mario Simard, déclarer que la stratégie du gouvernement était axée sur l'hydrogène gris. Ce n'est pas exact, mais de votre côté, vous avez indiqué, dans votre déclaration liminaire, que vous êtes d'accord avec le leadership et la stratégie de M. O'Regan.

J'aimerais que vous nous en disiez un peu plus sur notre stratégie relative à l'hydrogène et que vous commentiez ce que nous avons proposé et ce que vous avez l'intention de faire.

• (1430)

Mme Cynthia Hansen: Merci.

Le président: Essayez de répondre très rapidement, si possible. Je suis désolé de vous bousculer, mais nous allons manquer de temps.

Mme Cynthia Hansen: D'accord.

Nous sommes excités à l'idée d'avoir l'occasion d'élaborer une stratégie. À notre avis, cette stratégie sera élaborée au fil du temps, comme l'a signalé M. Hutchens. Nous ne voulons pas freiner l'élaboration de cette stratégie en faisant des choix à cette étape-ci. Nous devons appuyer toutes les voies, et nous concentrer sur la réduction des émissions de carbone de la manière la plus économique possible.

Le président: Merci beaucoup.

Merci, monsieur Serré.

Monsieur Patzer, vous avez la parole pour cinq minutes.

M. Jeremy Patzer (Cypress Hills—Grasslands, PCC): Merci beaucoup. Merci à toutes les personnes qui sont des nôtres aujourd'hui.

Je vais commencer par Enerkem. Vous avez mentionné à mon collègue, M. McLean, que vous importez de l'hydrogène. Cela m'intrigue. Évidemment, sans révéler de chiffres, puisque comme vous l'avez dit tout à l'heure, ils sont confidentiels, est-il avantageux sur le plan économique d'importer de l'hydrogène plutôt que d'essayer d'en produire ici-même aujourd'hui?

M. Dominique Boies: Ce que j'ai voulu dire, c'est que nous l'importons directement d'une installation qui se trouve au pays. L'hydrogène a un contenu énergétique très élevé, comme certains témoins l'ont mentionné. En utilisant l'hydrogène comme matière première, c'est-à-dire en l'ajoutant à notre production de biocarburants, nous pouvons pratiquement doubler le rendement. Par conséquent, avec une tonne de déchets, plutôt que de produire 600 litres de biocarburants, en ajoutant de l'hydrogène, nous pouvons produire

1 200 litres de biocarburants par tonne de déchets. Cela représente un énorme avantage pour l'ensemble du processus ainsi que pour le processus de décarbonisation global. C'est comme un agent multiplicateur pour notre procédé.

M. Jeremy Patzer: Mais vous ne l'importez pas d'une entreprise étrangère; vous vous le procurez quelque part ailleurs au Canada. Est-ce exact?

M. Dominique Boies: En effet. Il s'agit d'hydrogène vert produit à partir de l'hydroélectricité.

M. Jeremy Patzer: Très bien. Merci de ces précisions. J'étais curieux de savoir s'il était rentable d'importer l'hydrogène d'un autre pays plutôt que d'utiliser celui que nous produisons ici. C'est bon à savoir que l'hydrogène provient d'ici.

Tout à l'heure, vous avez laissé entendre que nous pourrions avoir besoin d'un cadre réglementaire prévisible. J'aimerais bien savoir, compte tenu du système réglementaire qui est déjà en vigueur ici, s'il existe des problèmes ou des blocages au titre de la Loi sur l'évaluation d'impact dans sa forme actuelle?

M. Dominique Boies: Je suis désolé; je ne suis pas sûr de bien comprendre votre question.

M. Jeremy Patzer: Concernant tous les nouveaux développements, comme vous êtes en train d'amorcer le traitement et la mise au point de votre produit, quelle est l'interaction avec la Loi sur l'évaluation d'impact à ce stade-ci?

M. Dominique Boies: Nous essayons toujours d'être très proactifs et de faire en sorte que les gens comprennent ce que nous faisons et le genre de produit que nous souhaitons mettre sur le marché. Nous voulons que l'on puisse comprendre quelle intensité d'émissions de carbone sera rattachée à ce produit final et la rentabilité rattachée à cet investissement. Voilà qui décrit bien nos interactions. Je ne suis pas sûr d'avoir bien compris votre question ou d'y avoir répondu correctement.

M. Jeremy Patzer: L'un des problèmes dont nous avons entendu parler lors de précédentes études tient aux échéanciers requis pour obtenir une nouvelle production et pour pouvoir mettre une nouvelle installation en exploitation. Nous avons entendu dire que, pour l'exploitation des minéraux critiques, il faut compter plus de 10 ans et même plus en raison de la Loi sur l'évaluation d'impact. Je me demandais seulement si le secteur des biocarburants éprouvait le même genre de problème.

M. Dominique Boies: Non. Les autorités et toutes les parties prenantes se sont montrées très coopératives. Si cela représentait notre plus grand sujet de préoccupation, je pense que ce serait formidable.

M. Jeremy Patzer: Très bien. Donc, les échéanciers ne présentent pas de problème particulier pour vous. Merci de votre réponse.

Dans le mémoire que vous avez transmis à notre comité, l'une de vos recommandations suggère que l'électricité renouvelable est à intensité carbonique nulle. Je me demandais si vous pourriez nous expliquer ce que vous entendez par à « intensité carbonique nulle ».

M. Dominique Boies: Au Québec, par exemple, il est produit à partir de l'hydroélectricité et les émissions de CO₂ provenant de cette production sont considérées comme nulles ou presque nulles par certains organismes de réglementation. Ce que nous disons, essentiellement, c'est que si ce modèle pouvait être appliqué à tous les types d'électricité renouvelable produite au Canada, et si nous pouvions utiliser, plutôt qu'une connexion directe, un système de créances comptables (dit de « book and claim ») pour obtenir les avantages liés à cette faible intensité en carbone, cela pourrait améliorer la capacité de produire ou d'accroître la base d'installation des usines de production de biocarburants au Canada.

• (1435)

M. Jeremy Patzer: Cela signifie-t-il que nous n'allons pas nécessairement tirer parti de l'empreinte totale ou de l'empreinte sur le cycle de vie complet nécessaire pour entrer en production et pour mettre une usine en service? Encore une fois, nous essayons d'obtenir une image complète concernant les émissions. Est-ce que cela exclut différentes parties, ou est-ce concentré sur la totalité du cycle de vie?

M. Dominique Boies: Oui, il s'agit de la totalité du cycle de vie, mais disons que je me trouve en Alberta et que le réseau affiche une intensité plus élevée en carbone, si l'un de mes partenaires, par exemple, Suncor, possède une éolienne, je devrais pouvoir acheter mon électricité directement de cette éolienne. Dans ce cas, mon empreinte réelle serait très faible comparativement à l'utilisation d'une source d'électricité à intensité plus élevée en carbone.

C'est ce que nous disons afin de faciliter la mise en œuvre de projets au Canada.

M. Jeremy Patzer: Merci.

Le président: Merci, monsieur Boies et monsieur Patzer.

Nous allons passer à M. Weiler, dont c'est l'anniversaire aujourd'hui.

M. Patrick Weiler (West Vancouver—Sunshine Coast—Sea to Sky Country, Lib.): Merci, monsieur le président.

Quelle discussion fascinante nous avons aujourd'hui. Et j'ai hâte d'y participer.

Ma première question est pour M. Hutchens.

J'aimerais revenir sur une chose qu'a dite mon collègue du NPD tout à l'heure. Cela concerne l'utilisation de carburants renouvelables, et plus particulièrement de l'hydrogène dans les réseaux existants pour le chauffage résidentiel.

Si nous sommes pour construire éventuellement plus d'infrastructure pour transporter des carburants propres à cette fin, je me demande pourquoi nous devrions investir dans le mélange de certaines de ces autres activités alors qu'il existe peut-être d'autres options à cet égard, comme l'éventualité d'utiliser davantage l'électricité pour le chauffage et les cuisinières à partir de notre réseau électrique actuel.

M. David Hutchens: Monsieur Weiler, toute la question se résume à l'incidence financière et à déterminer si oui ou non on décidera d'utiliser l'infrastructure existante qui peut transporter des molécules propres ou si on construira une nouvelle infrastructure. C'est toute la différence.

Je pense que M. Patzer a mentionné l'évaluation d'impact pour la construction des nouveaux pipelines. C'est ce qui rend notre système existant tellement précieux et important actuellement; c'est en

vue d'utiliser cette infrastructure. Qu'il s'agisse de pipelines existants ou de droits de passage, il faut vraiment s'assurer de ne pas négliger l'extrême valeur, l'énorme valeur, de l'infrastructure existante et la valeur que les investisseurs ont injectée dans le sol, et celle pour laquelle nos clients ont payé. Construire quelque chose de neuf sans essayer de déterminer dans quelle mesure on pourrait utiliser l'infrastructure existante serait faire preuve de courte vue, à mon avis.

Maintenant, que nous envisagions ou non un horizon de 50 ans et plus, et que nous anticipions la possibilité que les choses puissent changer au bout de 10, 20, 30 ou 40 ans, alors oui, nous pourrions changer. Mais nous n'en savons pas suffisamment aujourd'hui pour nous éloigner de ce modèle et pour dire que nous ne devrions pas investir et continuer de faire en sorte que ces systèmes soient résilients.

Si j'avais plus de temps, je vous parlerais du Texas. C'est une excellente leçon apprise concernant la mauvaise façon de faire.

M. Patrick Weiler: Je vous remercie, monsieur Hutchens.

Monsieur Verlez, c'est très excitant que vous construisiez la première usine de production d'hydrogène vert à grande échelle au Canada avec un important potentiel d'expansion. J'ai parlé à de nombreuses entreprises de la Colombie-Britannique qui sont intéressées à se lancer dans ce domaine et à construire un parc éolien flottant qui pourrait être utilisé dans la production d'hydrogène vert. Elles constatent l'existence d'une demande pour ce genre de projet dans des endroits comme le Japon. Nous savons aussi que l'Allemagne est très intéressée à acheter de l'hydrogène vert du Canada.

Comment avez-vous réussi à accomplir ce projet et à compter parmi les premiers dans ce domaine au Canada?

M. Frédéric Verlez: J'aimerais apporter une précision concernant ce que vous venez de dire. Pour le moment, il ne s'agit que d'un projet. L'usine d'électrolyse de l'eau ou électrolyseur n'est pas encore construite. Nous allons de l'avant avec ce projet avec notre partenaire Gazifère.

La différence avec notre projet, et je pense que c'est aussi l'un des éléments clés, c'est que nous utilisons notre propre production d'électricité directement sur place. Nous sommes complètement indépendants du réseau électrique et du réseau d'Hydro-Québec. Cela nous permet d'être plus concurrentiels sur le plan du coût. Nous allons livrer cet hydrogène à notre client qui se trouve à quelques kilomètres de nous. Donc, sur le plan du transport, il y a des économies à faire. Comprimer l'hydrogène, le charger sur un navire, l'envoyer en Europe — cela représente des coûts de transport très élevés. Cet arrangement est optimal, parce que nous produisons sur place, avec notre propre électricité, et le soutirage s'effectue à proximité.

J'espère que cela répond à votre question.

• (1440)

M. Patrick Weiler: Tout à fait. Ce qui m'amène à ma question suivante.

Madame Hansen, de toute évidence, Enbridge dispose d'un énorme réseau d'infrastructure linéaire de gaz naturel d'un bout à l'autre de l'Amérique du Nord. Étant donné qu'Enbridge possède aussi un portefeuille d'infrastructure d'énergie renouvelable aussi, est-ce que la société envisage de développer une infrastructure de pipeline pour le transport de l'hydrogène? Si la réponse est oui, quel serait le coût de cette infrastructure comparativement à la construction d'une infrastructure de pipeline pour le gaz naturel?

Mme Cynthia Hansen: Oui, nous avons eu l'occasion de parler avec quelques promoteurs. Il existe bien entendu des pipelines pour le transport de l'hydrogène en Amérique du Nord. Cela fait déjà partie de la chaîne hydrogène et pétrochimie. Le coût de construction d'un pipeline d'hydrogène, ou hydrogénéoduc, est comparable à celui de n'importe quel autre pipeline. Même s'il y a quelques facteurs à considérer.

Merci.

M. Patrick Weiler: Merci.

Ma prochaine question est pour M. Boies.

Le président: Il ne vous reste que huit secondes, monsieur Weiler.

M. Patrick Weiler: Très bien. Dans ce cas, je vais céder le temps qui me reste. Merci.

Le président: Merci.

Le prochain est M. Simard, pour deux minutes et demie.

[Français]

M. Mario Simard: Je vous remercie, monsieur le président.

Monsieur Boies, vous allez penser que je m'acharne sur vous, mais ce n'est pas le cas.

Dans votre présentation, vous avez parlé de la nécessité de créer un marché dans le secteur de la bioénergie.

En politique, on fonctionne souvent avec des idées-forces. Si vous aviez à mettre en place certaines mesures pour créer un tel marché, que vous faudrait-il faire à court terme?

M. Dominique Boies: C'est une excellente question.

À court terme, il faudrait premièrement établir des cibles claires concernant l'inclusion de biocarburants dans le secteur des transports, qu'il s'agisse de transport aérien, terrestre ou maritime. Deuxièmement, il faudrait baser ce système et l'atteinte de ces cibles sur un étalon de référence commun, qui est l'intensité de carbone, et y lier ensuite le coût et les avantages que les gens retireront de l'utilisation de ce carburant. Ce serait donc les deux éléments essentiels pour créer ce qu'on appelle une norme de carburant à faible teneur en carbone.

M. Mario Simard: Si je réfléchis en termes souvent employés dans le domaine environnemental, il y a un peu le bonus et le malus. Tout à l'heure, vous parliez de la carotte.

Présentement, au Canada, je crois que nous sommes un peu en retard quant aux normes qui vont en ce sens.

M. Dominique Boies: En restant poli, c'est peu dire.

La Colombie-Britannique est à l'avant-garde avec sa norme de carburant à faible teneur en carbone, qui est calquée sur celle de la Californie et de l'Oregon, entre autres. C'est un excellent point de départ. C'est le marché qui est le plus avant-gardiste au Canada, à l'heure actuelle.

Quant à nos objectifs, si nous les comparons avec les objectifs ambitieux de certains États américains, de certains pays européens ou même de l'Union européenne, nous sommes des années en retard.

Le rattrapage sera donc difficile. Tout à l'heure, Mme Trudeau, je crois, a mentionné que ce n'était pas lorsqu'on allait se réveiller que la capacité allait se bâtir. Ces projets se développent sur trois, quatre ou cinq ans et nécessitent des centaines de millions de dollars.

Si l'on veut donc y arriver pour 2030, 2040 ou 2050, ce n'est pas rendu là, qu'il va falloir y penser.

M. Mario Simard: Vous avez parlé aussi des investissements dans les technologies innovantes. En ce qui concerne votre projet de biocarburants à Varennes, avez-vous eu le soutien d'un programme du gouvernement fédéral?

M. Dominique Boies: Oui, on nous a aidés en partie en nous accordant une subvention de 70 millions de dollars dans le cadre d'un programme fédéral-provincial relatif aux infrastructures vertes.

M. Mario Simard: Je vous remercie.

[Traduction]

Le président: Merci, monsieur Simard.

Monsieur Cannings, c'est votre tour.

M. Richard Cannings: Je vais poursuivre avec M. Boies. Je vais reprendre une chose que vous avez mentionnée durant votre échange avec M. Patzer, je crois. Vous avez cité un exemple de votre capacité à utiliser de l'énergie verte à partir de sources vertes lorsque vous réalisez des projets. Vous avez utilisé l'exemple des centrales d'énergie éolienne de Suncor.

Il y a, dans ma circonscription, une petite centrale hydroélectrique très innovatrice et très ancienne. Il s'agit de la centrale Silversmith, à Sandon, en Colombie-Britannique. Je pense que c'est la centrale hydroélectrique la plus ancienne encore en fonctionnement dans le monde. Elle est complètement écologique. Elle s'alimente auprès de cinq petits cours d'eau, donc elle est exploitée à même la rivière. Il n'y a aucun barrage, mais elle produit la même quantité d'électricité toute l'année.

L'office des transports de Calgary souhaitait utiliser cette énergie pour faire fonctionner son réseau de transport électrique, mais la centrale n'a pas réussi à vendre ces molécules vertes. On a voulu vendre ces électrons verts à Calgary, mais on n'a pas réussi à le faire, et on n'a certainement pas réussi à obtenir le prix qu'ils valaient parce qu'on a dû les vendre au réseau de BC Hydro.

Je me demande ce que l'on devrait faire pour corriger la situation. Est-ce une responsabilité du gouvernement fédéral? Du gouvernement provincial? Ou d'un mélange des deux? Quelle modification réglementaire devrions-nous apporter afin que des projets comme celui-là puissent obtenir un juste prix pour leurs électrons verts?

• (1445)

M. Dominique Boies: Je ne suis vraiment pas un spécialiste de la réglementation de la nouvelle électricité, mais je pense qu'un système qui a donné des résultats dans d'autres administrations est celui des créances comptables ou « book and claim ». Ce système vous permet d'acheter de l'électricité parce que les électrons sont fongibles dans les systèmes d'un bout à l'autre du pays. Vous pouvez donc acheter cette électricité directement du producteur, lui verser le juste prix en retour de l'utilisation d'un électron fongible dans le réseau. Ce n'est pas l'approche de la connexion directe.

Je pense que c'est probablement cela qui empêche l'office des transports de Calgary d'utiliser cette électricité verte.

Le président: Merci, monsieur Cannings.

Nous allons céder la parole à M. McLean pour cinq minutes.

M. Greg McLean: Merci, monsieur le président.

J'aimerais revenir à M. Boies, s'il vous plaît.

Monsieur Boies, vous avez mentionné entre autres dans votre introduction que l'électrification ne nous permettra pas d'atteindre nos objectifs en matière de réduction des GES. Je le comprends parce que je pense que cela revient un peu à réciter un mantra que de penser que l'électrification à grande échelle nous permettra d'atteindre ces objectifs.

Comme on dit, il n'y a pas d'avantages sans coûts. Pourriez-vous nous parler des coûts qui sont réellement rattachés à vos usines de biocarburant et des investissements requis pour les concrétiser à prix fixe? Quelle quantité de CO₂ avez-vous mesurée en rapport avec la production de cette usine?

M. Dominique Boies: Est-ce que vous voulez parler de la production efficace du produit ou de la construction de l'usine?

M. Greg McLean: Pour construire l'usine.

M. Dominique Boies: C'est une très bonne question. Nous ne l'avons pas calculé: c'est la première fois que l'on nous pose cette question.

La manière de le calculer aujourd'hui, c'est que l'analyse de cycle de vie prend en compte chacun des facteurs de production, ou chacun des produits ou chacun des intrants.

Je ne suis pas sûr que cela comprenne la construction, c'est-à-dire l'énergie utilisée pour la construction. Je vais devoir vous revenir à ce sujet, monsieur McLean. Je n'ai pas la réponse.

M. Greg McLean: Si vous le pouvez, ce serait bien, parce que je pense que notre comité aurait avantage à connaître l'analyse du cycle de vie. Merci, monsieur Boies.

Je vais maintenant revenir à Mme Hansen.

Madame Hansen, en rapport avec certaines des questions que vous avez peut-être entendues ici aujourd'hui, pourriez-vous dire à notre comité, si vous avez ces renseignements à votre disposition, quelle quantité d'électricité il faudrait au Canada pour rendre le réseau de gaz naturel superflu?

Mme Cynthia Hansen: Merci, monsieur McLean.

Je vais vous donner un ordre de grandeur avec l'Ontario. En Ontario, il faudrait construire des centrales pour produire l'équivalent d'au moins 90 000 mégawatts pour éliminer l'infrastructure de gaz naturel qui existe déjà. Par l'intermédiaire de l'Association canadienne du gaz, je pense que nous avons calculé que cela reviendrait

à peu près à mille milliards de dollars, c'est une évaluation approximative.

Je pourrais demander à mon collègue Jean-Benoit Trahan de nous parler de la situation au Québec.

• (1450)

[Français]

M. Jean-Benoit Trahan (directeur, Opérations de la région de l'Est et Gazifère, Enbridge Inc.): Bonjour à tous.

[Traduction]

Au Québec, seulement pour éliminer le gaz naturel — et je n'inclus pas les hydrocarbures pour les automobiles, seulement le gaz naturel — ce serait moins percutant, mais cela équivaldrait tout de même à 15 000 mégawatts. Il faudrait construire un autre projet Grande-Baleine au Québec. Et ce n'est pas en construction, par conséquent, ce n'est tout simplement pas possible.

M. Greg McLean: Merci beaucoup. Et merci d'avoir comparé 15 000 mégawatts à l'équivalent du projet Grande-Baleine. Il est donc question d'une quantité substantielle d'énergie à remplacer.

Je pense qu'il me reste encore quelques minutes. Je vais me tourner vers M. Verlez.

Monsieur Verlez, vous avez déclaré que l'un des rôles du gouvernement fédéral est de faciliter l'accès au financement. Je sais que votre entreprise appartient à l'une des organisations qui possèdent les plus vastes ressources financières au Canada. Si quelqu'un a accès à diverses sources de financement, c'est bien votre organisation. Pourriez-vous préciser votre pensée et nous expliquer ce que vous voulez dire en affirmant que le gouvernement fédéral devrait faciliter l'accès à plus de financement pour l'entité Brookfield?

M. Frédéric Verlez: Je pourrais vous répondre qu'étant donné que Brookfield investit des milliards de dollars chaque année dans des actifs d'énergie renouvelable partout sur la planète, nous sommes dotés d'un nouveau fonds de transition qui vient tout juste d'être annoncé. Notre intention est d'investir dans les énergies renouvelables et dans toute nouvelle technologie faisant partie de la transition.

Seulement voilà, il faut que ces projets soient viables sur le plan financier. Les banques traditionnelles au Canada ne manifestent pas beaucoup d'intérêt pour ces nouveaux genres de projets. En tout cas, pas autant qu'elles en auraient pour, disons, un parc éolien ou un projet d'énergie solaire. Aussi, pour faciliter le financement de ces projets, le gouvernement pourrait donner son appui, notamment par l'intermédiaire de la Banque de l'infrastructure du Canada. Ou encore, il pourrait compenser pour ce manque d'intérêt des institutions financières — au moins pour les premiers projets, jusqu'à ce que ces projets soient suffisamment solides pour obtenir leur propre financement.

J'espère que cela répond à votre question.

M. Greg McLean: Tout à fait. En réalité, vous voulez parler de financement social par l'intermédiaire de subventions gouvernementales.

M. Frédéric Verlez: C'est exact. Ou encore de prêts accordés par la BIC qui, peut-être prendrait un risque supplémentaire du fait qu'il s'agit des débuts de la technologie et du fait que ces projets ne sont pas encore déployés à grande échelle.

M. Greg McLean: Donc, il s'agit d'un risque non chiffré.

M. Frédéric Verlez: Oui, c'est exact.

M. Greg McLean: Très bien. Merci beaucoup.

M. Frédéric Verlez: Je vous en prie.

Le président: Merci, monsieur McLean.

Le dernier intervenant aujourd'hui est M. Weiler encore une fois.

M. Patrick Weiler: Merci, monsieur le président.

Je vais revenir sur un sujet qui a été mis sur le tapis par M. Boies. Mais j'aimerais aussi poser la même question à Mme Trudeau.

Monsieur Boies, vous avez mentionné que nous devons développer le marché pour ces carburants propres localement. Vous avez mentionné des exemples en Californie et aux Pays-Bas où il existe des marchés intéressants pour les carburants à faible teneur en carbone. Je crois que vous avez également mentionné la Colombie-Britannique, où la norme de carburant à faible teneur en carbone contribue réellement à créer ce marché.

Au niveau du gouvernement fédéral, nous avons adopté une Norme sur les combustibles propres, laquelle bien entendu, exige des raffineries de produire des carburants qui sont de plus en plus à faible teneur en carbone. Dans cette optique, je me demande ce que vous jugez comme nécessaire en plus pour créer ce genre de marché d'un bout à l'autre du Canada.

M. Dominique Boies: Je répondrais que c'est un début, mais comme l'a mentionné l'un de vos collègues, il n'existe aucune obligation claire ni aucun mandat clair assortis d'objectifs préétablis pour les mélanges de biocarburants, par exemple. Cela permettrait... Par la suite, si les gens sont obligés d'atteindre cet objectif, mais qu'ils n'y arrivent pas, ils devraient devoir en payer le prix. Cela créerait un contexte dans lequel il y aurait un coût de la conformité. Autrement dit, soit vous achetez le produit, soit vous ne l'achetez pas et vous ne vous conformez pas, mais il y aura un coût à payer à la société.

C'est un autre élément qui manque dans le cadre actuel. Si nous voulons réussir, il faut que des conséquences soient rattachées à la non-conformité.

M. Patrick Weiler: Merci.

J'aimerais poser la même question à Mme Trudeau.

[Français]

Mme Stéphanie Trudeau: Comme l'a dit M. Boies, il faut utiliser à la fois la carotte et le bâton, c'est-à-dire des règlements imposant des minimums et offrant de la prévisibilité. Au Québec, il est question de 5 % d'ici 2025, mais nous n'avons pas encore adopté le règlement visant la cible de 10 % d'ici 2030. Il faudrait plutôt parler de 20 %, de 25 % et de 30 %, ce qui créerait une obligation. L'aspect contraignant est vraiment important.

La norme sur les combustibles propres va donner une grande valeur au gaz naturel renouvelable. Nos clients raffineurs posent d'ailleurs déjà beaucoup de questions à ce sujet.

Par ailleurs, il faudrait également apporter une aide dans différents secteurs. Je pense notamment aux cimenteries qui consomment encore du charbon et qui sont en concurrence avec d'autres cimenteries qui consomment également du charbon, mais qui relèvent d'une compétence gouvernementale différente. Si nous voulons obliger nos cimenteries à devenir plus propres, mais qu'elles ne peuvent s'électrifier, il faudrait peut-être les aider, au dé-

but, à payer la différence de prix entre le charbon et le gaz naturel, puis diminuer la subvention progressivement.

La différence de prix entre le charbon et le gaz naturel est très grande, et certains clients auraient besoin d'un petit coup de main pour les dépenses d'exploitation, au début, afin de faire la transition.

Si vous me le permettez, j'aimerais parler d'un sujet que nous n'avons pas abordé aujourd'hui, soit celui des retombées économiques. Nous avons parlé des coûts du GNR, mais il y a une étude démontrant que de potentiels projets de construction au Québec donneraient lieu à 88 000 emplois, dont 15 000 emplois en production. Nous n'avons donc pas parlé des avantages économiques très importants découlant de la réalisation de ces projets d'économie circulaire.

Je pourrai transmettre, plus tard, cette étude au Comité.

● (1455)

[Traduction]

M. Patrick Weiler: Absolument. Je sais que notre stratégie sur l'hydrogène prévoit la création de plus de 350 000 emplois, seulement dans ce secteur, d'ici 2050 au Canada. Alors, il faut certainement tenir compte des occasions qui se présentent à l'horizon.

Dans cette optique, madame Hansen, vous avez mentionné dans votre déclaration liminaire que vous envisagez le développement d'un corridor de l'hydrogène vert. J'aimerais que vous nous en disiez un peu plus sur ces projets et sur ce qui les motive.

Mme Cynthia Hansen: Compte tenu de l'emplacement de notre infrastructure actuelle en Ontario, nos postes de ravitaillement en gaz naturel se trouvent le long du corridor de l'autoroute 401. Ensuite, notre actuelle usine de production d'hydrogène vert pour la conversion de l'électricité en gaz située à Markham, en Ontario.

Nous tentons de déterminer comment effectuer le raccordement à cette infrastructure existante. Les postes de ravitaillement en GNC seront convertis à l'hydrogène et nous pourrions les utiliser en tant que postes de ravitaillement en hydrogène. Nous avons aussi la possibilité, compte tenu de notre infrastructure existante en Ontario et au Québec d'examiner comment nous pouvons desservir nos clients et créer cette dynamique.

Bien entendu, nous desservons la zone industrielle de Sarnia aussi. Grâce à notre infrastructure existante, principalement en Ontario et au Québec, nous pouvons travailler avec quelques joueurs stratégiques afin de développer réellement ce marché.

Nous jouissons d'une occasion comparable en Alberta grâce notre infrastructure existante là-bas, de même qu'en Colombie-Britannique, de concert avec Fortis, que nous desservons avec notre infrastructure de gazoduc.

M. Patrick Weiler: C'est très intéressant.

À quoi ressemble le processus pour réaliser concrètement la conversion de ce genre de matériel, et est-ce que les coûts correspondants sont très élevés?

Le président: Madame Hansen, pouvez-vous répondre très rapidement?

Mme Cynthia Hansen: Les postes de ravitaillement sont déjà prêts à fonctionner avec de l'hydrogène, donc il n'y aura pas de coût additionnel. Tout dépend de l'endroit où ils se situent dans le réseau, et à quoi nous devons nous connecter. L'éventail des coûts peut donc varier énormément.

Le président: Merci.

Merci, monsieur Weiler.

C'est tout le temps que nous avons...

Monsieur Zimmer.

M. Bob Zimmer: Monsieur le président, rapidement, j'invoque le Règlement. Je voulais seulement rappeler gentiment à M. Hutchens de nous fournir la différence de coûts entre le gaz naturel renouvelable et le gaz naturel ordinaire, ainsi que tout autre renseignement qu'il jugera utile.

Merci.

Le président: Merci.

Sur ce, je remercie tous les témoins. Nous avons beaucoup apprécié votre présence et les renseignements très utiles que vous nous avez fournis aujourd'hui — sans oublier les autres renseignements que vous pourriez nous transmettre dans le futur, comme vient de nous le rappeler M. Zimmer.

Simple rappel, mesdames et messieurs, lundi nous poursuivrons notre réunion à huis clos visant à mettre un point final au rapport précédent. Vendredi prochain, nous reprendrons nos travaux sur la présente étude.

Sur le premier point, s'il y a d'autres propositions dont vous aimeriez discuter lundi, ce serait bien de nous les transmettre au préalable.

Sur ce, la séance est levée.

Publié en conformité de l'autorité
du Président de la Chambre des communes

PERMISSION DU PRÉSIDENT

Les délibérations de la Chambre des communes et de ses comités sont mises à la disposition du public pour mieux le renseigner. La Chambre conserve néanmoins son privilège parlementaire de contrôler la publication et la diffusion des délibérations et elle possède tous les droits d'auteur sur celles-ci.

Il est permis de reproduire les délibérations de la Chambre et de ses comités, en tout ou en partie, sur n'importe quel support, pourvu que la reproduction soit exacte et qu'elle ne soit pas présentée comme version officielle. Il n'est toutefois pas permis de reproduire, de distribuer ou d'utiliser les délibérations à des fins commerciales visant la réalisation d'un profit financier. Toute reproduction ou utilisation non permise ou non formellement autorisée peut être considérée comme une violation du droit d'auteur aux termes de la Loi sur le droit d'auteur. Une autorisation formelle peut être obtenue sur présentation d'une demande écrite au Bureau du Président de la Chambre des communes.

La reproduction conforme à la présente permission ne constitue pas une publication sous l'autorité de la Chambre. Le privilège absolu qui s'applique aux délibérations de la Chambre ne s'étend pas aux reproductions permises. Lorsqu'une reproduction comprend des mémoires présentés à un comité de la Chambre, il peut être nécessaire d'obtenir de leurs auteurs l'autorisation de les reproduire, conformément à la Loi sur le droit d'auteur.

La présente permission ne porte pas atteinte aux privilèges, pouvoirs, immunités et droits de la Chambre et de ses comités. Il est entendu que cette permission ne touche pas l'interdiction de contester ou de mettre en cause les délibérations de la Chambre devant les tribunaux ou autrement. La Chambre conserve le droit et le privilège de déclarer l'utilisateur coupable d'outrage au Parlement lorsque la reproduction ou l'utilisation n'est pas conforme à la présente permission.

Aussi disponible sur le site Web de la Chambre des communes à l'adresse suivante :
<https://www.noscommunes.ca>

Published under the authority of the Speaker of
the House of Commons

SPEAKER'S PERMISSION

The proceedings of the House of Commons and its committees are hereby made available to provide greater public access. The parliamentary privilege of the House of Commons to control the publication and broadcast of the proceedings of the House of Commons and its committees is nonetheless reserved. All copyrights therein are also reserved.

Reproduction of the proceedings of the House of Commons and its committees, in whole or in part and in any medium, is hereby permitted provided that the reproduction is accurate and is not presented as official. This permission does not extend to reproduction, distribution or use for commercial purpose of financial gain. Reproduction or use outside this permission or without authorization may be treated as copyright infringement in accordance with the Copyright Act. Authorization may be obtained on written application to the Office of the Speaker of the House of Commons.

Reproduction in accordance with this permission does not constitute publication under the authority of the House of Commons. The absolute privilege that applies to the proceedings of the House of Commons does not extend to these permitted reproductions. Where a reproduction includes briefs to a committee of the House of Commons, authorization for reproduction may be required from the authors in accordance with the Copyright Act.

Nothing in this permission abrogates or derogates from the privileges, powers, immunities and rights of the House of Commons and its committees. For greater certainty, this permission does not affect the prohibition against impeaching or questioning the proceedings of the House of Commons in courts or otherwise. The House of Commons retains the right and privilege to find users in contempt of Parliament if a reproduction or use is not in accordance with this permission.

Also available on the House of Commons website at the following address: <https://www.ourcommons.ca>