



CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA

Comité permanent des ressources naturelles

RNNR • NUMÉRO 071 • 1^{re} SESSION • 42^e LÉGISLATURE

TÉMOIGNAGES

Le lundi 30 octobre 2017

Président

M. James Maloney

Comité permanent des ressources naturelles

Le lundi 30 octobre 2017

• (1530)

[Traduction]

Le président (M. James Maloney (Etoibicoke—Lakeshore, Lib.)): Bonjour à tous. Bon retour après la fin de semaine.

Aujourd'hui, nous accueillons nos derniers témoins et nous terminons notre étude sur les interconnexions électriques stratégiques, un fait dont M. Schmale s'est plaint durant une discussion dans l'autobus qui le menait ici.

Nous avons trois groupes de témoins. Durant la première heure, nous accueillons Mike Marsh et Tim Eckel, de SaskPower.

Voici comment les choses se dérouleront aujourd'hui: nous allons vous céder la parole pour une période allant jusqu'à 10 minutes afin que vous puissiez présenter votre déclaration. Par la suite, les membres ici présents vous poseront des questions.

J'imagine que vous avez un appareil qui vous permettra d'obtenir une interprétation simultanée, si c'est nécessaire. Je m'attends à ce qu'on vous pose des questions dans les deux langues officielles. Bien sûr, vous pouvez répondre dans la langue officielle de votre choix.

Cela dit, je m'en remets à vous deux. La parole est à vous.

M. Mike Marsh (président-directeur général, SaskPower): Bonjour, monsieur le président, et bonjour aux membres du Comité.

Je m'appelle Mike Marsh. Je suis président-directeur général de SaskPower. Je suis accompagné ici aujourd'hui, à Regina, par M. Tim Eckel, vice-président, Gestion des biens, Planification et durabilité.

Pour commencer, je tiens à vous remercier de l'occasion que vous nous offrez de communiquer les points de vue de SaskPower sur l'infrastructure d'interconnexion entre les provinces et la promotion d'une coopération entre sphères de compétence et visant à créer au Canada un système électrique plus propre et plus fiable.

Je ferai une déclaration préliminaire et je serai ensuite heureux de répondre à vos questions. Pour commencer, je vais vous présenter rapidement notre entreprise.

SaskPower est la plus importante société d'État de la Saskatchewan et le principal fournisseur d'électricité de la province. Nous sommes un service public d'électricité pleinement intégré. Nous exploitons des installations de gaz naturel, des centrales alimentées au charbon, des centrales hydroélectriques et des installations éoliennes. Nous achetons aussi de l'électricité de producteurs d'électricité indépendants et de Manitoba Hydro, pour une capacité de production totale d'environ 4 500 mégawatts.

Nous savons qu'à l'avenir, nous ne pourrions pas continuer à faire les choses comme nous les faisons actuellement. Notre industrie change, et nous reconnaissons que le réseau électrique de notre province et de notre pays doit évoluer pour relever les défis de demain.

J'ai le privilège d'être président-directeur général de SaskPower depuis 2015. Ma carrière chez SaskPower remonte à il y a 26 ans, lorsque j'ai commencé à travailler à la centrale du barrage Boundary à Estevan, en Saskatchewan. J'ai vu beaucoup de choses changer au fil des ans, mais je peux vous dire que nous vivons vraiment, actuellement, une période de transformation majeure. Notre vision d'un avenir énergétique plus propre exigera des changements fondamentaux de la façon dont nous réalisons chaque aspect de nos activités, de la production au transport.

Par exemple, nous avons atteint une charge record au sein de notre réseau en janvier, soit 3 747 mégawatts. De plus, nous avons vu un certain nombre de records estivaux brisés, y compris une pointe de 3 470 mégawatts en août, cette année. Tout semble indiquer que la demande continuera d'augmenter dans notre province.

Pour répondre à cette demande, SaskPower a investi près d'un milliard de dollars par année depuis 2012 pour pallier le vieillissement de son infrastructure. Nous relevons aussi le défi de réduire les émissions de gaz à effet de serre. SaskPower est un chef de file mondial dans le domaine du captage et du stockage du carbone. Le Boundary Dam 3 produit l'électricité à base d'énergie fossile la plus propre du Canada — elle est deux ou trois fois plus propre que le gaz naturel —, et le travail que nous faisons ici pourrait permettre de réduire de façon importante les émissions au Canada et dans le monde entier.

SaskPower est déterminé à assurer la gestion de ses émissions, l'objectif étant de compter sur une capacité de production d'énergie renouvelable s'élevant à 50 % d'ici 2030. Nous allons atteindre cette cible en misant davantage sur la production éolienne — notre objectif à long terme étant d'accroître le recours à l'énergie éolienne afin qu'il passe des 5 % actuels à jusqu'à 30 % d'ici 2030 —, et en nous dotant d'installations d'énergie solaire à échelle industrielle pour produire environ 60 mégawatts d'ici 2021, ce qui pourrait passer à 300 mégawatts d'énergie solaire d'ici 2030.

SaskPower aura besoin d'une source d'électricité de base fiable pour soutenir sa production éolienne et solaire. C'est pour cette raison que nous soutenons la réalisation de nouvelles recherches et de nouvelles études sur les interconnexions entre les provinces, surtout entre le Manitoba et la Saskatchewan. L'économie de la Saskatchewan n'a pas seulement besoin d'une source d'électricité fiable, elle a besoin d'électricité peu coûteuse. Les contribuables de la Saskatchewan s'attendent à payer un juste prix, ils le méritent, et ils n'accepteront pas de subventionner les tarifs d'électricité des autres provinces. Je suis sûr qu'il en va de même pour les consommateurs de Manitoba Hydro.

Par conséquent, il faut s'assurer qu'il y a des mesures de soutien appropriées en place pour étudier la meilleure façon d'optimiser les interconnexions qui sont bénéfiques pour nos deux provinces. Les interconnexions doivent s'appuyer sur une relation. Il doit s'agir d'un réel partenariat entre les deux services publics, et il faut s'assurer qu'une des parties ne perd pas son indépendance électrique. L'économie de la Saskatchewan ne peut pas composer avec une alimentation électrique instable ou non fiable.

Par exemple, nous avons fortement recommandé de penser sérieusement au transport d'électricité au-delà de nos frontières provinciales. Actuellement, SaskPower peut construire ses installations de production près d'où l'électricité est nécessaire, ce qui signifie une efficacité accrue du transport de l'électricité en réduisant au minimum les pertes en ligne. De plus, la construction d'infrastructures de transport et de distribution coûte des milliards de dollars, et ces coûts ne devraient pas être transférés indûment aux clients de SaskPower.

Avant même de commencer les travaux de construction, il faut aussi tenir compte des importants efforts administratifs nécessaires pour obtenir les approbations. La bureaucratie peut entraîner des retards, et cela peut ajouter des années au processus et rendre les activités de planification extrêmement difficiles. Cette incertitude ralentit nos progrès dans la mise en place de nouvelles sources de production qui permettront de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Nous avons besoin du soutien de tous les ordres de gouvernement pour aller de l'avant d'une façon qui répond aux attentes du public et aux besoins de l'économie.

● (1535)

Pour terminer, nous tenons à affirmer à nouveau que nous soutenons le renforcement des interconnexions entre les provinces. L'étude sur la collaboration régionale en matière d'électricité et l'infrastructure stratégique menée par RNCan réunit les services publics d'électricité et les opérateurs de réseau de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. En collaboration, les participants tentent de cerner des projets d'infrastructure électrique prometteurs dans l'Ouest canadien, des projets à même de permettre d'importantes réductions des gaz à effet de serre.

Nous avons retenu les services de consultation de General Electric pour réaliser une étude technique et économique dans le but d'évaluer les projets potentiels qui augmenteront l'utilisation des énergies propres à l'échelle de l'Ouest canadien tout en accélérant les réductions des émissions de GES. La Saskatchewan croit qu'il s'agit d'une initiative importante et qu'il est essentiel d'évaluer les projets connexes suivants: une nouvelle interconnexion entre la Saskatchewan et le Manitoba, une nouvelle structure de transport interne pour favoriser le renforcement de nouvelles capacités énergétiques renouvelables, une nouvelle capacité hydroélectrique, la conversion du charbon pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'augmentation du stockage de masse et la possibilité de nouvelles interconnexions entre l'Alberta et la Saskatchewan aussi.

On s'attend à commencer à avoir des résultats bientôt, et nous espérons réussir à renforcer de façon importante la capacité et à augmenter de façon marquée le rapport coût-efficacité entre la Saskatchewan et nos partenaires de l'Ouest canadien. SaskPower reconnaît que le fait de pouvoir compter sur un réseau de distribution est-ouest bien en place renforcera le réseau électrique canadien, ce qui, nous le savons, sera bénéfique pour tous les Canadiens. Cela dit, nous devons travailler ensemble pour nous assurer que les décisions prises sont équitables pour tous les Canadiens, de façon à soutenir la croissance durable sur le plan de l'environnement dans les deux provinces.

Monsieur le président, voilà qui termine notre exposé. Nous serons heureux de répondre à vos questions.

Le président: Merci.

Monsieur Bagnell, si je ne m'abuse, c'est vous qui allez commencer.

L'hon. Larry Bagnell (Yukon, Lib.): Merci beaucoup. D'une certaine façon, c'était doux à mes oreilles. Je vous félicite de vos efforts visant à réduire les gaz à effet de serre.

Je veux aborder la question un peu différemment pour des raisons personnelles. Vous avez beaucoup parlé de l'axe est-ouest, et je veux pour ma part travailler sur l'axe nord-sud et utiliser votre expérience pour ce faire. Nous comptons seulement 37 000 personnes, alors la situation est un peu différente, mais nous avons beaucoup de collectivités éloignées alimentées au diesel. J'aimerais bénéficier de votre expérience et l'appliquer à la connexion de ces collectivités, comme vous l'avez dit, afin de permettre une utilisation plus efficace de l'électricité de façon à ce que tout le monde, au pays, soit connecté.

Nous sommes très loin de faire partie du réseau en ce moment. À combien s'élèvent environ les pertes en ligne s'il fallait compter 1 000 kilomètres de ligne pour se rendre dans le Nord, 1 000 kilomètres ou 1 000 milles? Je sais qu'il y a des pertes en ligne. Y en a-t-il assez pour que le jeu n'en vaille pas la chandelle? C'est ce que j'essaie de comprendre; j'aimerais avoir une idée générale.

● (1540)

M. Mike Marsh: Je crois que oui, Larry. Je vais laisser Tim répondre à la question. Il possède probablement un peu plus de connaissances techniques que moi à ce sujet.

Tim.

M. Tim Eckel (vice-président, Gestion des biens, Planification et durabilité, SaskPower): Si on regarde dans la partie nord de la Saskatchewan, nous avons là une ligne de transport de 1 100 kilomètres qui relie ces collectivités nordiques et certaines petites centrales hydroélectriques et aux mines et aux gens qui vivent là-haut. Nous avons envisagé de transporter une certaine quantité d'électricité des Territoires du Nord-Ouest, et environ de 40 à 50 % de cette énergie serait perdue avant même d'arriver dans la région sud de la Saskatchewan, si elle devait faire tout ce trajet.

L'hon. Larry Bagnell: Et quelle était la distance?

M. Tim Eckel: C'est 1 100 kilomètres.

L'hon. Larry Bagnell: Des Territoires du Nord-Ouest...?

M. Tim Eckel: On parle de 200 ou 300 kilomètres à l'intérieur des Territoires du Nord-Ouest.

L'hon. Larry Bagnell: D'accord.

M. Tim Eckel: C'est une ligne de 138 000 volts. Si on augmentait la tension, les pertes seraient moindres et on pourrait transporter plus d'électricité, mais il faut probablement s'attendre à environ 40 % de pertes énergétiques.

L'hon. Larry Bagnell: Et c'est pour 1 100 kilomètres.

M. Tim Eckel: Oui.

L'hon. Larry Bagnell: Nous comptons un certain nombre de collectivités qui utilisent le diesel, mais elles ne sont pas de taille aussi importante que les vôtres. Il y a seulement quelques centaines de personnes dans chaque collectivité.

En fait, nous calculons les distances en temps. Je ne sais pas comment vous procédez, mais, dans notre région, certaines sont à deux heures de distance, puis encore deux heures, et encore deux heures de plus, pour se rendre dans ces petites collectivités. Avez-vous déterminé qu'il était efficace économiquement de connecter vos petites collectivités vu les coûts des lignes? Les coûts de ces lignes étaient-ils subventionnés afin que vous puissiez éliminer la dépendance au diesel de ces collectivités rurales?

M. Mike Marsh: La ligne de transport initiale a été construite à la fin des années 1980 dans le Nord de la Saskatchewan pour répondre aux besoins des mines et tirer parti des postes de distribution de façon à fournir de l'électricité aux collectivités locales dans cette région. Jusqu'à présent, il ne reste qu'une collectivité qui utilise le diesel. C'est une collectivité qui s'appelle Kinoosao. Elle est à côté du lac Reindeer et elle est très loin de toutes les lignes de transmission et de distribution. Les coûts pour construire cette ligne sont très élevés, parce que, d'une certaine façon, il faudrait passer un câble sous-marin au fond du lac jusqu'à l'autre côté pour approvisionner en électricité une collectivité qui compte seulement quelques centaines de personnes.

L'hon. Larry Bagnell: Ce que nous pensons, dans ce cas-ci, c'est que, peut-être avec une subvention, s'il était possible de connecter tout le monde dans le Nord — ce qui serait un peu dispendieux, mais, comme vous l'avez dit, c'est la même chose pour les connexions est-ouest —, ce serait bon pour la nation. C'est un peu comme le chemin de fer, d'une certaine façon. Ainsi, non seulement on pourrait connecter tout le monde pour fournir à tous de l'électricité, mais on n'aurait pas non plus à prévoir des surplus d'électricité, parce que, en cas de manque à un endroit, on pourrait obtenir l'électricité d'ailleurs.

Essentiellement, êtes-vous favorable à l'idée de relier tout le pays grâce à des lignes de transport afin que, comme vous l'avez dit, on ait seulement à utiliser du diesel dans un nombre de cas très limité, ce qui pourrait probablement être contrebalancé par l'énergie éolienne et solaire?

M. Mike Marsh: Nous travaillons en collaboration avec Manitoba Hydro depuis assez longtemps. Notre relation remonte à de nombreuses années. Évidemment, nous examinons les possibilités d'interconnexion le long de notre frontière. Je crois que, actuellement, nous avons cinq interconnexions avec Manitoba Hydro. Nous envisageons l'expansion possible de certaines de ces interconnexions, en fonction de la façon dont nous devons transporter l'électricité et de l'endroit où nous devons le faire dans la province.

Dans le cas des collectivités éloignées, cependant, elles sont suffisamment loin du réseau pour que, peut-être, d'autres options d'énergie renouvelables soient plus viables dans ces cas-là. Je sais que Manitoba Hydro compte aussi un certain nombre de collectivités éloignées qui utilisent du diesel, mais elles sont assez loin du réseau. Il y a un certain potentiel éolien et solaire et certaines possibilités de stockage qui pourraient permettre à ces collectivités d'opter pour des carburants renouvelables, et ces options pourraient éventuellement être mises en place à moindre coût, comparativement à la construction d'une ligne de transport vers ces collectivités. Ce sont des choses qu'on examine actuellement.

La principale interconnexion est-ouest entre le Manitoba et la Saskatchewan, par exemple, pourrait nous permettre de transporter beaucoup plus d'hydroélectricité que nous le faisons actuellement. Si SaskPower a l'occasion de tirer parti de cette capacité et de cette énergie que Manitoba Hydro est prêt à nous fournir au titre d'un contrat, alors nous nous intéresserions vraiment à la question de

savoir quelle interconnexion suffirait. Que ce soit pour un peu ou beaucoup de mégawatts, actuellement, nous examinons toutes les options.

La possibilité de transporter de grandes quantités d'électricité existe assurément. Une telle initiative exigerait un important investissement dans la structure de transport. Je crois que, lorsqu'on parle d'une capacité d'interconnexion de 500 ou 1 000 mégawatts, il faut des investissements d'environ 1 milliard de dollars ou plus pour transporter l'énergie d'une province à l'autre.

● (1545)

L'hon. Larry Bagnell: En terminant, je tiens à remercier Affaires autochtones. Il y a deux collectivités au nord du Cercle Arctique qui réalisent des études, une sur l'énergie éolienne, et l'autre, sur les énergies éolienne et solaire, alors c'est possible.

Merci, monsieur le président.

Le président: Merci.

Monsieur Falk.

M. Ted Falk (Provencher, PCC): Merci, monsieur le président, et merci à nos témoins de SaskPower.

Je viens du Manitoba alors, évidemment, je m'intéresse dans une certaine mesure aux commentaires formulés au sujet de Manitoba Hydro et de votre relation avec cette entreprise.

Je vais commencer en posant une autre question. Un témoin qui est venu ici récemment, devant le Comité, a laissé entendre qu'il faut laisser les provinces s'occuper elles-mêmes du renforcement de leur production d'énergie, sans intervention du fédéral lorsqu'il est question d'interconnexion en fondant plutôt le processus sur des mesures incitatives. Je me demande quelle est votre opinion à ce sujet.

M. Mike Marsh: Traditionnellement, la politique énergétique est une compétence des provinces, comme tout le monde le sait, et c'est la raison pour laquelle nous avons de solides interconnexions nord-sud avec des provinces « très privilégiées dans le domaine hydroélectrique »: la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec.

Lorsque l'occasion s'offre d'assurer la sécurité énergétique au Canada, je crois que le gouvernement fédéral peut vraiment jouer un rôle. Il peut fournir des incitatifs pour encourager, dans une certaine mesure, le transport est-ouest d'électricité — que ce soit de la Colombie-Britannique vers l'Alberta, du Manitoba vers la Saskatchewan, ou même de l'est du Manitoba vers la région de l'Ontario —, pour bâtir ce pont, pour permettre le transport est-ouest d'énergie plus propre et s'assurer que les collectivités canadiennes dont on parle peuvent bénéficier de l'approvisionnement abondant dont nous bénéficions actuellement.

M. Ted Falk: Croyez-vous que le processus devrait être fondé sur une politique fédérale, ou croyez-vous plutôt que nous devrions prévoir des mesures incitatives en ce qui a trait à l'atteinte des cibles en matière d'émissions de carbone et des choses du genre?

M. Mike Marsh: Je crois que nous préférerions des mesures incitatives liées aux émissions de carbone.

Comme tout le monde le sait, l'Alberta et la Saskatchewan sont les provinces qui ont le plus de travail à faire pour abandonner les combustibles fossiles. Actuellement, nous utilisons des combustibles fossiles à hauteur de 75 %, et il faut réduire ce pourcentage à 50 % d'ici 2030. Après 2030, on ne peut qu'imaginer que ce pourcentage de capacités énergétiques renouvelables augmentera sans arrêt, et, par conséquent, le fait de trouver une façon d'utiliser de l'hydroélectricité, en plus de miser sur l'énergie éolienne et, éventuellement, l'énergie solaire, serait une très bonne façon de diversifier le panier énergétique de notre province. Nous allons assurément examiner toutes les options qui s'offrent à nous.

Si le gouvernement fédéral peut faciliter ce processus d'adoption des énergies propres, nous serions très heureux de travailler en collaboration avec lui dans ce dossier.

M. Ted Falk: Vous avez indiqué à M. Bagnell que, actuellement, vous comptez quatre ou cinq interconnexions avec le Manitoba et que vous envisagez de les mettre à niveau. Envisagez-vous de construire une interconnexion supplémentaire ou de mettre à niveau celles qui existent déjà?

Vous avez aussi mentionné le transport et parlé d'un montant d'un million de dollars. Pouvez-vous nous fournir des renseignements plus précis sur ce à quoi vous pensez?

M. Mike Marsh: L'interconnexion actuelle que nous examinons en ce moment permettrait de faciliter le respect d'un contrat de 100 mégawatts que nous avons actuellement avec Manitoba Hydro. Dans le cadre de ce contrat, le transfert de l'électricité ne commencera pas avant environ 2021 ou 2022, au début des années 2020, alors nous sommes occupés à envisager la mise à niveau d'une des interconnexions existantes. On ne parle pas ici d'une infrastructure de transport importante comparativement aux interconnexions de transmission nord-sud entre le Manitoba et les États-Unis.

Lorsqu'on commence à parler du transport de 500 ou de 1 000 mégawatts d'une province à l'autre, du Manitoba à la Saskatchewan, par exemple, là, on parle de coûts importants pour construire les lignes de transport et les postes de sectionnement, ce qui pourrait exiger, possiblement, la conversion d'un courant continu à haute tension, ou CCHT, en courant alternatif. Ce sont des installations extrêmement dispendieuses. J'ai dit 1 milliard de dollars ou plus; ce pourrait être 2 milliards de dollars. Je crois que c'est ce que les études visent à nous montrer.

Si le potentiel était là et que nous devons réfléchir à la quantité d'énergie que nous pourrions transporter — le niveau de transmission requis et les coûts connexes —, alors nous pourrions déterminer de quelle façon on pourrait justifier ce type d'investissement.

•(1550)

M. Ted Falk: À part les coûts que vous avez mentionnés, quel autre type d'obstacle y a-t-il au transport d'électricité entre les provinces?

M. Mike Marsh: Assurément, un des obstacles est lié aux permis et à la réglementation. C'est très souvent une question fédérale, mais il ne fait aucun doute qu'il y a aussi des exigences provinciales, en ce qui concerne le volet environnemental. Lorsqu'on parle de grands pylônes de transmission et d'importantes lignes de transmission qui s'étirent sur des centaines de kilomètres, ces considérations deviennent importantes. Les processus d'approbation des sites et des permis dans le cadre de ces projets dure un an ou deux.

Tout ce qui peut être fait pour rationaliser ce processus et cerner ces obstacles d'avance serait très utile.

M. Tim Eckel: Pour ce qui est des autres obstacles qui existent, d'un point de vue technique, si on installe une centrale électrique dans son propre système, on peut la construire près du lieu de consommation, et tout le système sera stable. Dès qu'on commence à transporter de l'électricité sur une longue distance, la capacité de soutenir le système localement diminue. Il faut installer de l'équipement supplémentaire simplement pour assurer la fiabilité et la stabilité du système, même lorsqu'on commence à importer plus d'électricité. Ce sont certaines des choses qu'il faut faire.

L'autre chose, c'est qu'il faut se rendre au lieu de consommation. Transporter l'électricité jusqu'à la frontière, c'est une chose. En Saskatchewan, Regina et Saskatchewan sont nos principales zones consommatrices. Une fois l'électricité à la frontière, il reste encore à transporter l'électricité jusqu'à ces centres de consommation.

M. Ted Falk: Le fait de régler le problème de la capacité de base associée à l'importation d'électricité est un enjeu important pour vous et c'est l'un des obstacles que vous envisagez.

M. Mike Marsh: Absolument. La capacité de base est une importante exigence pour nous.

Deux tiers de l'énergie que nous produisons, ici, en Saskatchewan, est destinée à l'industrie: la production de potasse, les aciéries, l'extraction de l'uranium, le secteur pétrolier et gazier et les capacités des pipelines, aussi.

M. Ted Falk: Je veux poser une question rapide. Avez-vous une capacité de stockage de l'électricité en Saskatchewan? Stockez-vous de l'électricité?

M. Mike Marsh: Oui. Nous comptons environ 900 mégawatts d'hydroélectricité actuellement. Nous gérons notre hydroélectricité de façon très minutieuse afin de pouvoir stocker de l'énergie tout au long des heures creuses et exploiter nos installations hydroélectriques durant les heures de pointe de la journée.

Nous réalisons actuellement un petit projet pilote qui porte sur l'entreposage dans des piles électriques de l'énergie éolienne, et nous envisageons de réaliser d'autres projets pilotes sur d'autres options de stockage très bientôt.

M. Ted Falk: Merci de m'en avoir informé. Mon temps est écoulé.

Le président: Vous m'enlevez les mots de la bouche.

M. Cannings.

M. Richard Cannings (Okanagan-Sud—Kootenay-Ouest, NPD): Merci d'avoir pris le temps de venir nous rencontrer aujourd'hui.

Je veux commencer par quelque chose que vous avez abordé dans votre exposé. D'autres témoins nous en ont déjà parlé. Un témoin l'a dit en ces mots: l'avenir de la production énergétique se trouve dans la « production locale » pour une « consommation locale ». Je crois que c'est quelque chose que vous avez mentionné. Je me demande tout simplement de quelle façon SaskPower aborde cette occasion, si j'ose dire, lorsqu'elle réfléchit à ses plans futurs de projets de production en Saskatchewan?

M. Mike Marsh: Je vais commencer, puis je laisserai Tim poursuivre.

Nous avons entrepris un programme de modernisation de notre réseau, comme, assurément, beaucoup d'autres services publics au Canada. L'avenir de l'électricité est très excitant, mais il sera d'une nature transformatrice pour notre industrie. La production décentralisée, qu'il s'agisse de production résidentielle ou dans le cadre d'un projet communautaire, sera assurément assortie de l'avantage de produire cette capacité et ces électrons très près du lieu de consommation, ce qui réduit beaucoup le besoin des installations de transport et de distribution.

La vitesse à laquelle ce processus de transformation se produira, cependant, reste inconnue. Il y a beaucoup de travail à faire sur la technologie de stockage dans des batteries qui pourrait être intégrée dans le réseau et qui permettra le transport sécuritaire des électrons dans deux directions ou plus, ce que l'avenir nous réservera au bout du compte. Quant à savoir s'il y aura une phase de transition, ici, de 10, 20 ou 30 ans, je crois que c'est la question que l'industrie se pose.

Des exigences élevées en matière de capacité de base exigeront qu'une importante part provienne de notre production des centrales de base actuelles, y compris celles alimentées au charbon, jusqu'à ce que toutes les centrales au charbon arrivent en fin de vie utile et que nous puissions passer à autre chose. Les centrales à gaz naturel à cycle mixte et les centrales hydroélectriques sont les deux principaux types d'installations de charge de base où cette occasion pourrait être saisie.

À mesure que la technologie sera accessible, que le stockage sera possible, et que nous moderniserons notre réseau, nous tenterons de miser sur ces sources d'approvisionnement situées près des zones de consommation partout dans la province. Actuellement, il y a environ 600 personnes en Saskatchewan qui ont des systèmes solaires résidentiels. Nous avons des centrales solaires installées qui produisent environ cinq mégawatts. Nous avons produit une DP en vue de la construction d'une centrale solaire à l'échelle industrielle de 10 mégawatts, et l'entrepreneur retenu sera annoncé au début de 2018.

• (1555)

M. Richard Cannings: Poursuivons. Vous avez formulé un commentaire sur les interconnexions et vous avez souligné qu'il fallait faire attention à qui allait payer la facture. Je ne sais pas si vous parliez des interconnexions entre la Saskatchewan et le Manitoba. Pouvez-vous nous en dire un peu plus sur ce qui vous préoccupe, ici?

M. Mike Marsh: Traditionnellement, puisque les décisions en matière énergétique au sein des provinces s'appuient sur des analyses de rentabilisation au sein de la province qui possède les technologies actuelles disponibles aujourd'hui, on a eu très peu de raisons de réfléchir à l'axe est-ouest. C'est précisément la raison pour laquelle il n'y a pas de capacité d'interconnexion actuellement.

Manitoba Hydro a eu d'importantes occasions de vendre son électricité aux États-Unis. C'est là où les contrats ont été offerts, et c'est la raison pour laquelle les capacités ont été mises en place.

Si on a l'occasion d'envisager le transport de grandes quantités d'électricité, mais que l'analyse de rentabilisation liée à l'abandon plus rapide des combustibles fossiles ne permet pas de rendre l'option plus séduisante, alors il sera important de prévoir des mesures incitatives fédérales pour accélérer le processus.

M. Richard Cannings: Comme vous l'avez mentionné, et je crois que nous le savons tous, la Saskatchewan est un chef de file pour ce qui est des technologies de captage et de stockage de carbone. Je me demandais si vous prévoyiez en faire plus dans ce dossier en Saskatchewan.

Vous venez tout juste de mentionner la date de retraite de vos installations au charbon. Le processus ira-t-il de l'avant, et allez-vous garder la centrale...? J'aimerais que vous nous parliez de l'avenir du captage et du stockage du carbone dans le cadre de la production énergétique en Saskatchewan.

M. Mike Marsh: Nous générons environ 1 650 mégawatts dans des centrales au charbon classique. La plupart de ces centrales, sauf la centrale de 300 mégawatts, devraient être hors service avant 2030.

Nous allons devoir prendre une décision relativement aux deux prochaines centrales — les unités 4 et 5 à Boundary Dam — d'ici la fin 2019. Nous sommes en train de le faire en ce moment même. Bien sûr, en premier lieu, il doit s'agir d'une décision économique, et nous devons regarder quelles sont les solutions de rechange qui sont accessibles.

C'est une décision très complexe que nous devons prendre, ici, et ce sera assurément une décision importante pour SaskPower et la province, mais nous n'avons pas encore pris cette décision. Nous nous attendons à la prendre probablement au printemps de 2018.

M. Richard Cannings: D'accord.

Rapidement, alors, vous avez mentionné le fait que vous avez investi 1 million de dollars, plus ou moins, chaque année pour mettre à niveau vos infrastructures. Pourriez-vous peut-être décrire en quoi consiste cette mise à niveau et quelles parties de ces travaux sont liées à la planification des réseaux intelligents de l'avenir ou les changements qui permettront la mise en place de telles technologies?

• (1600)

M. Mike Marsh: Je vais me permettre un bref commentaire.

Oui, nous dépensons environ 1 milliard de dollars par année, dont environ 400 millions de dollars sont destinés à des travaux d'infrastructure pour assurer la durabilité des actifs actuellement en place. Vu la croissance que la province a affichée au cours de la dernière décennie, environ 500 millions de dollars du montant total permettent de gérer la croissance: raccorder de nouveaux clients, renforcer la capacité des lignes et ajouter de nouvelles capacités de production. Nous réservons aussi environ 100 millions de dollars pour ce que nous appelons des « options d'investissement stratégique », que ce soient de nouveaux bâtiments, des systèmes de TI ou d'autres plateformes technologiques.

En ce qui a trait à la modernisation du réseau, je vais laisser Tim vous expliquer ce qui se passe dans le domaine.

M. Tim Eckel: Dans un premier temps, nous remplaçons les installations de transport vieillissantes. Nous examinons surtout de quelle façon nous pouvons moderniser le réseau, alors nous installons de l'équipement en même temps pour faciliter le processus. C'est une façon rentable d'intégrer ces nouvelles technologies dans notre système de transport.

De plus, nous avons un programme de modernisation du réseau en cours actuellement, et nous avons mis en place quelques projets. Nos compteurs d'infrastructure de comptage avancée, les compteurs commerciaux industriels, commencent à être installés. Nous disposons d'un système de pointe de gestion de la distribution que nous mettons en oeuvre de façon à ce que, à mesure que les clients qui ont des sources renouvelables sont raccordés, nous pouvons exploiter le système de façon efficace et nous bénéficions d'une bonne visibilité et pouvons assurer un bon contrôle de toute la situation.

Ce sont les deux premières étapes du système sur lequel nous travaillons. Nous dépensons probablement environ 100 millions de dollars du côté de la distribution, simplement pour assurer la durabilité des actifs et préparer la modernisation du réseau.

Le président: Merci.

Madame Ng.

Mme Mary Ng (Markham—Thornhill, Lib.): Bonjour, messieurs. Merci beaucoup d'être là et de nous présenter vos témoignages et vos réflexions.

Je tiens à commencer par vous féliciter du travail que vous faites pour moderniser votre réseau et tenter d'atteindre les cibles ambitieuses de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Je reviendrai peut-être sur le point que vous souleviez dans votre témoignage et en réponse à une des questions, et je parle ici du rôle que le gouvernement fédéral peut jouer.

Comme vous l'avez dit, certaines administrations au pays ont créé des sources d'énergie propre et ont effectué du travail dans l'axe nord-sud. Pouvez-vous nous en parler et prodiguer au Comité quelques conseils sur certains des obstacles et ce que nous pourrions faire pour vraiment permettre à la Saskatchewan de compter sur de meilleures interconnexions et atteindre ces cibles plus rapidement, par exemple? J'aimerais bien que vous nous en parliez. Que faudrait-il faire?

M. Mike Marsh: Il faudra beaucoup de choses.

Selon moi, lorsqu'on regarde là où nous sommes situés géographiquement au Canada et là où est située l'Alberta ainsi que l'abondance des combustibles fossiles que nous avons eu la chance d'utiliser depuis de nombreuses décennies, maintenant, on constate que, tandis que le monde se dirige vers un avenir plus propre, l'Alberta et la Saskatchewan doivent agir relativement vite pour abandonner les combustibles fossiles ou réduire les émissions d'une façon ou d'une autre.

Je crois que les dépenses que nous, et je parle du secteur de l'électricité, constatons comparativement à d'autres services publics au Canada seront beaucoup plus élevées. Puisque nous payons, comparativement, beaucoup, beaucoup plus pour passer, d'ici 2030, à un environnement bien plus propre au chapitre des émissions, vu les cibles qui ont été établies, il devrait y avoir une occasion, selon moi, de tirer parti de certains fonds fédéraux, si l'orientation fédérale consiste à nettoyer les émissions des centrales thermiques alimentées au charbon, des centrales au charbon classiques. Il faut passer au gaz ou au captage du carbone. En outre, si une autre occasion d'importer de l'hydroélectricité afin d'aider à réduire les émissions et de mettre en place encore plus rapidement un réseau plus propre, je crois que le fait d'inciter les provinces de l'Ouest qui misent davantage sur les combustibles fossiles est une notion réaliste qu'il faudrait envisager et, peut-être, utiliser.

Comme je l'ai dit, d'ici 2030, on arrêtera de produire 1 650 mégawatts dans des centrales au charbon conventionnelles. Parallèlement, nous construisons aussi une installation au gaz naturel à cycle combiné. Il est possible que, durant les années 2020, nous devions construire une ou deux installations au gaz naturel à cycle combiné de plus afin de continuer à répondre aux besoins en énergie de base, mais aussi pour s'adapter aux fluctuations des vents, en raison du caractère intermittent de l'énergie éolienne et solaire. Cette combinaison du gaz et du vent provoque encore certaines émissions dans l'environnement. Si l'intérêt consiste à tirer profit des occasions qui s'offrent au Canada d'aider la Saskatchewan, ou, dans le cas où d'autres provinces aident l'Alberta, je dirais qu'une mesure incitative fédérale pour nous aider à y arriver serait extrêmement utile.

•(1605)

Mme Mary Ng: Que dire du rôle que le gouvernement fédéral pourrait ou devrait jouer au chapitre de la collaboration entre les provinces? Y a-t-il quoi que ce soit qu'on pourrait faire et qui serait utile, à cet égard, et qui, évidemment, respecterait les compétences provinciales? Y a-t-il quoi que ce soit que le gouvernement fédéral peut faire à ce chapitre pour faciliter la collaboration interprovinciale, à part fournir de l'argent?

M. Mike Marsh: Le travail qui est fait en collaboration avec RNCan est certainement utile. C'est l'occasion de faire connaître des intérêts communs et d'élaborer des solutions techniques pouvant aider à promouvoir la coopération est-ouest, dans un réseau est-ouest.

En ce qui concerne les domaines où il y a une occasion de participer plus activement avec les provinces, je ne crois pas pouvoir vous en mentionner aujourd'hui. Je crois qu'il doit y avoir une solution technique. Il faut établir une certaine valeur économique, puis il faut regarder ce dont ces projets ont besoin pour aller de l'avant et si le gouvernement fédéral doit fournir un peu ou beaucoup d'incitatifs. Je crois qu'il faut examiner chaque projet selon ses propres mérites.

Mme Mary Ng: J'aimerais revenir rapidement sur le point soulevé par mon collègue, le député Bagnell, soit le fait d'avoir accès à une électricité fiable. Pour ce qui est du transport d'énergie fiable vers certaines zones éloignées d'une province, y a-t-il selon vous des défis ou des occasions associés à des interconnexions stratégiques qui permettraient aussi de réaliser cette initiative et qui pourraient inclure, aussi, nos collectivités autochtones?

M. Mike Marsh: Oui, selon moi, la possibilité est là. J'ai tenu beaucoup de discussions avec la Northwest Territories Power Corporation et avec Manitoba Hydro. Nous avons des intérêts communs en ce qui a trait au fait de trouver des solutions techniques pour desservir les collectivités qui utilisent du diesel.

Le problème tient simplement au vaste territoire géographique avec lequel nous devons composer dans l'Ouest et aux centaines de kilomètres de distance entre des collectivités et entre des sources d'alimentation possibles. Pour ce qui est des centrales hydroélectriques dans les Territoires du Nord-Ouest et de possibles autres sources d'hydroélectricité dans le Nord de la Saskatchewan et du Manitoba, pour transporter l'électricité vers ces sites, il y a des centaines et des centaines de kilomètres à parcourir. C'est dans ces situations que la viabilité économique s'écroule très, très rapidement.

Assurément, il y a une occasion de transporter de l'énergie sur de longues distances — comme Tim l'a indiqué, il y aura des pertes en ligne — peut-être qu'avec l'émergence de bonnes méthodes de stockage nous avions l'occasion d'utiliser des sources solaires-hydroélectriques. Il se peut aussi que, à plus long terme, on puisse miser sur une technologie de réacteurs nucléaires beaucoup plus sécuritaires et plus petits qu'on pourra utiliser dans ces types de collectivités.

Mme Mary Ng: Merci beaucoup, messieurs.

Le président: Le temps est écoulé.

Monsieur Maguire, vous avez cinq minutes.

M. Larry Maguire (Brandon—Souris, PCC): Merci, monsieur le président.

Je vous remercie de vos commentaires.

Monsieur Marsh, vous avez indiqué miser sur la conversion du charbon et sur le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. De toute évidence, vous construisez beaucoup d'installations hydroélectriques dans votre province, aussi. Au fil des années que j'ai passées en tant que critique pour la conservation, au Manitoba, et puisque je viens de la région de Brandon, j'ai regardé de près tout ce que vous avez fait avec vos centrales alimentées au charbon dans la région d'Estevan.

Pouvez-vous nous en dire plus sur la réduction des gaz à effet de serre, actuellement, dans cette région et de quelle façon l'énergie produite par ces installations se compare aux autres formes d'énergie que vous utilisez dans votre province?

•(1610)

M. Mike Marsh: D'abord, pour revenir sur un commentaire que vous avez formulé sur l'hydroélectricité, nous n'augmentons pas notre capacité de production hydroélectrique actuellement. Il y a eu un projet possible dans le Nord de la Saskatchewan, un projet de détournement de rivière, qui était très propre et renouvelable et responsable d'un point de vue environnemental. Il s'agissait d'un projet de 50 mégawatts. Nous avons mis ce projet en suspens parce que la demande liée aux exploitations minières dans le nord a beaucoup diminué, et c'est un des principaux facteurs. La décision sur ce projet a été reportée à une date ultérieure. Le projet se concrétisera peut-être au cours des prochaines années — nous ne le savons pas —, mais c'était le seul projet que nous envisagions actuellement.

En ce qui a trait au charbon, il y a notre installation de captage de carbone à Boundary Dam. C'est une centrale de puissance nominale de 160 mégawatts. Lorsqu'elle procède au captage du carbone, elle produit quelque 120 mégawatts, et lorsqu'elle fonctionne à pleine capacité, elle atteint une réduction du dioxyde de carbone de 90 %. C'est une technologie qui fonctionne. L'exploitation commerciale de cette installation dure depuis maintenant trois ans. Nous continuons d'obtenir un meilleur rendement chaque année.

Le problème lié à cette installation, actuellement, c'est que nous avons conclu un contrat avec un acheteur, et cet acheteur, en raison du prix du pétrole dans la région, a décidé de prendre une quantité minimale de dioxyde de carbone. Cela signifie que la source de revenus que nous pouvons tirer, ici, est réduite, dans une certaine mesure, comparativement à nos prévisions initiales. Les coûts des activités de captage et de stockage de carbone sont, bien sûr, bien plus élevés que dans le cas des centrales au charbon classique. Je crois aussi, et c'est un autre aspect, que la réduction importante du prix du gaz naturel en Amérique du Nord au cours des dernières années a fait pencher la balance de façon importante en faveur des installations alimentées au gaz à cycle mixte dans la plupart des administrations.

Selon un des derniers rapports que j'ai consultés, même aux États-Unis, le gaz naturel remplace le charbon conventionnel, et plus de 51 000 mégawatts d'électricité produite par des centrales au charbon classique ont été éliminés en Amérique du Nord au cours des cinq dernières années.

C'est une technologie qui fonctionne. Elle permet bel et bien de réduire les émissions dans une centrale. N'oubliez pas, il reste encore six centrales en fonction de la province, et on prendra une décision relativement à deux d'entre elles en 2018.

M. Larry Maguire: Donc, ce sera la même chose pour la réduction des prix du gaz, j'imagine, pour ce qui est de l'expansion de tout débouché lié à l'énergie nucléaire en Saskatchewan.

M. Mike Marsh: Absolument.

Lorsqu'on prend une telle décision économique et qu'on prépare l'analyse de rentabilisation, il faut tenir compte de toutes les options et solutions de rechange. Le risque que les prix du gaz naturel augmentent à long terme est assurément un facteur important dont il faut tenir compte. Il faut aussi tenir compte des risques à long terme liés au cycle du combustible nucléaire. Actuellement, nous n'envisageons absolument pas de centrale nucléaire quelle qu'elle soit. Nous gardons à l'oeil cette technologie et, à mesure que la technologie des petits réacteurs modulaires évoluera, nous verrons s'il y a là une occasion. Cependant, aucun de nos plans futurs ne mise sur cette technologie actuellement.

M. Larry Maguire: Avez-vous eu d'autres discussions avec d'autres administrations au Canada en ce qui a trait à l'utilisation du gaz naturel sur leurs territoires?

M. Mike Marsh: Nous n'exploitons pas le système de gaz naturel, ici, dans la province. Nous achetons tout simplement le gaz et nous l'utilisons dans nos centrales de production. SaskEnergy s'occupe de la distribution du gaz, ici.

M. Larry Maguire: Merci.

Je cède le reste de mon temps à mon collègue.

Le président: En fait, votre temps était écoulé, alors nous devons poursuivre.

Monsieur Harvey.

M. T.J. Harvey (Tobique—Mactaquac, Lib.): Merci, monsieur le président.

Je veux commencer par poser rapidement une question sur les pertes de ligne de 40 %. J'imagine que c'est en raison de la longueur des lignes. En quoi cela peut-il être touché par la taille des lignes? Est-il vrai que plus la ligne est grosse comparativement à la quantité d'électricité qu'elle transporte, moins il y a de pertes de lignes? De plus, y a-t-il une différence importante entre le courant continu et le courant alternatif? Votre système fonctionne-t-il au courant alternatif ou au courant continu?

M. Tim Eckel: Le système mise sur le courant alternatif, et oui, il y a une différence importante entre les systèmes fondés sur le courant alternatif et le courant continu. Les systèmes de courant continu ont très peu de pertes.

C'est la raison pour laquelle, s'il doit y avoir de longues distances, beaucoup de services publics, comme les services du Manitoba et du Québec, ont des lignes de courant continu. Puisqu'il y a très peu de pertes, ces entreprises peuvent transporter beaucoup d'électricité.

De plus, grâce aux lignes de courant continu, on a un contrôle à chaque bout. On peut vraiment contrôler la quantité d'électricité qui passe par la ligne. Dans le cas des lignes de courant alternatif, il y a un facteur... les fils ont une certaine résistance, alors ils se réchauffent, et on perd de la puissance lorsqu'on transporte l'électricité sur une longue distance.

•(1615)

M. T.J. Harvey: En tant que service public, la conversion à un système de courant continu est-elle quelque chose que vous envisagez?

M. Tim Eckel: Le coût serait énorme, à la lumière de la quantité qui est produite et demandée dans le Nord actuellement. Pour l'instant, en raison de la demande et de la production limitées, le système de courant alternatif est adéquat. Les pertes ne sont pas suffisamment importantes, mais si nous voulions transporter de grandes quantités d'électricité quelque part dans le Nord, ou en faire venir beaucoup des Territoires du Nord-Ouest, il faudrait envisager cette option.

M. T.J. Harvey: Par conséquent, de façon générale, dans la partie Sud de la Saskatchewan, vous n'essuyez pas des pertes de ligne de 40 %.

M. Tim Eckel: C'est exact. Habituellement, notre système de transmission affiche peut-être une perte de 5 ou de 6 % dans la partie Sud de la province.

M. T.J. Harvey: D'accord. J'y vois un peu plus clair.

Pour ce qui est du Nord, et pour revenir sur ce dont Larry parlait précédemment, nous avons parlé brièvement des petits réacteurs modulaires et du fait que cette technologie deviendra inévitablement accessible. Qu'en est-il des mini réseaux isolés dans les régions nordiques? Est-ce quelque chose qu'on pourrait installer entre des collectivités, qui resteraient tout de même complètement indépendantes du reste de votre réseau?

M. Mike Marsh: Absolument. Les avancées technologiques font en sorte qu'une telle solution devient une réelle possibilité, mais il faudra pouvoir stocker l'électricité et il faudra aussi des systèmes de contrôle supplémentaires qui permettront ce stockage et, par exemple, ces batteries devront permettre de composer avec cette intermittence. D'importantes capacités d'alimentation par batterie pourraient être nécessaires dans le Nord, alors que la capacité de production pourrait être très limitée. Actuellement, ces projets pilotes sont rares, il n'y en a pas beaucoup. Dans les collectivités nordiques comme celle de l'Alaska et des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que dans les pays scandinaves, je sais que cette technologie est assurément mise au point à un rythme relativement rapide.

Chez SaskPower, nous avons travaillé en collaboration avec l'Université de la Saskatchewan et son école de l'environnement de la durabilité. Les chercheurs se penchent sur un programme qui permettrait d'accroître l'accès à de l'énergie renouvelable dans les collectivités nordiques et autochtones. Ils examinent toutes ces technologies, et, en effet, nous commençons à envisager des projets pilotes qui pourraient peut-être les aider, ici, au Canada, au Manitoba, en Saskatchewan et dans les Territoires du Nord-Ouest.

M. T.J. Harvey: Vous avez mentionné un peu plus de 1 600 mégawatts produits avec du charbon. Y a-t-il eu des discussions sur la possibilité de convertir ces centrales thermiques alimentées au charbon en centrales au gaz? Quelles sont les contraintes économiques d'une telle conversion?

M. Mike Marsh: Oui, évidemment, nous y avons réfléchi. Il y a une différence importante simplement sur le plan technologique entre les chaudières utilisées en Alberta et celles utilisées en Saskatchewan. En Alberta, les chaudières utilisent du charbon subbitumineux; nous faisons brûler du charbon de lignite. Il y a aussi des différences du point de vue des caractéristiques de conception, qui ne se prêtent pas aussi efficacement à la conversion au gaz que les chaudières de l'Alberta.

Les gains d'efficacité ne sont pas aussi importants, et, par conséquent, les émissions de CO₂ seraient plus élevées dans le cadre de tout projet de conversion du charbon au gaz. C'est quelque chose que nous regardons de près, mais, actuellement, il ne semble pas possible de le faire.

M. T.J. Harvey: Merci.

Le président: Monsieur Schmale.

M. Jamie Schmale (Haliburton—Kawartha Lakes—Brock, PCC): Merci, monsieur le président.

Merci, messieurs. Vos commentaires sont très intéressants.

J'aimerais revenir sur ce dont vous avez parlé, si vous me le permettez, au sujet du nucléaire. Selon l'information que j'ai réussi à trouver, un groupe a été nommé en 2009 pour examiner la possibilité d'adopter l'énergie nucléaire en Saskatchewan, et j'ai remarqué que vous en avez parlé il y a quelques instants. Pouvez-vous revenir là-dessus? Où en êtes-vous dans le cadre de ce processus? Vous avez dit que ce n'est plus quelque chose que vous envisagez. Pouvez-vous me dire où vous en êtes dans ce dossier et pourquoi?

• (1620)

M. Mike Marsh: Il reviendra au gouvernement provincial de prendre la décision d'opter pour le nucléaire et ce sera à lui de diriger le processus. En tant que service public, nous voulons rester neutres quant à la technologie. Nous voulons comprendre quelles sont les technologies qui sont disponibles et qui peuvent être intégrées dans notre réseau, mais tant qu'une décision politique plus globale n'a pas été prise sur la marche à suivre, nous nous tenons tout simplement au courant de l'évolution de la technologie. Si et quand la technologie devient accessible en fonction d'une taille et d'un coût qui nous permettrait de l'intégrer dans le réseau de la Saskatchewan, nous formulerons peut-être une recommandation à ce moment-là. C'est là où nous en sommes aujourd'hui à cet égard.

M. Jamie Schmale: Est-ce que je vous ai bien compris? Vous avez dit que, actuellement, vous faites affaire avec les États-Unis et exportez de l'électricité là-bas. C'est exact?

M. Mike Marsh: Non, il n'en est rien. Nous avons eu de petits contrats avec le Dakota du Nord au fil des ans, mais notre connexion aux États-Unis est très petite, seulement 150 mégawatts, alors ce n'est pas assez.

M. Jamie Schmale: D'accord, alors ce n'est pas grand-chose.

Si vous aviez accès à quelque chose comme l'énergie nucléaire, croyez-vous que vous pourriez faire plus d'affaires? L'énergie nucléaire pourrait-elle renforcer l'analyse de rentabilisation?

M. Mike Marsh: Il est vraiment trop tôt pour que je puisse le dire. Tout dépendrait des considérations économiques, et c'est une question très importante. Je ne peux pas vous répondre aujourd'hui.

M. Jamie Schmale: Selon vous, pourrait-on miser davantage, dans certaines collectivités éloignées, sur l'énergie éolienne ou solaire, les petits réacteurs modulaires ou quelque chose du genre, plutôt que de dépenser de l'argent — et beaucoup d'argent — sur les interconnexions? Je vous le demande parce que, dans le cadre de notre étude, j'essaie de comprendre quels sont les arguments en faveur d'une telle mesure et pour quelle raison le gouvernement fédéral devrait investir à ce chapitre. Je constate, dans ce document, ici, qui vient de la Bibliothèque du Parlement — et M. Bagnell l'a aussi souligné — qu'environ 4 % de l'électricité produite au Yukon vient du diesel.

Bien sûr, je sais que vous représentez la Saskatchewan, et pas le Yukon. Ne serait-il pas plus logique d'essayer d'aider les collectivités nordiques éloignées à utiliser les énergies éolienne ou solaire ou peut-être des petits réacteurs modulaires, s'il est sensé d'opter pour de telles solutions, plutôt que de dépenser des milliards de dollars pour créer ces interconnexions? Ne devrions-nous pas plutôt envisager ces solutions, lorsqu'on tient aussi compte du fait que les distances sont très grandes et qu'on parle donc de travaux majeurs?

M. Mike Marsh: Je suis d'accord. Comme je l'ai dit plus tôt, je crois que la technologie a fait son chemin et qu'on peut donc desservir adéquatement certaines de ces collectivités éloignées grâce aux énergies éolienne et solaire et des technologies de stockage dans des batteries. Il s'agit seulement de trouver les bonnes technologies et le bon système de contrôle afin d'assurer la stabilité dans la zone du mini réseau local. La technologie des petits réacteurs modulaires en est encore à ses balbutiements, et, à ma connaissance, c'est assurément quelque chose qu'envisagent les Américains. Actuellement, seule la Chine utilise de telles installations. Les petits réacteurs modulaires sont une solution à long terme, et je crois qu'il faut adopter un point de vue à très long terme et regarder au-delà de l'horizon de 10 à 15 ans qu'on peut actuellement envisager pour cette technologie.

M. Jamie Schmale: Allez-y.

M. Tim Eckel: J'aimerais ajouter quelque chose d'autre. Les énergies renouvelables sont une bonne possibilité. Le seul problème auquel les gens sont confrontés dans le Nord, c'est que c'est en hiver que la demande est la plus élevée en raison du chauffage, de l'éclairage et de tout le reste. Les journées ne sont pas très longues pour des technologies comme l'énergie solaire. Les gens ont besoin de plus de capacités de stockage, et, parfois, durant les jours les plus froids, il y a très peu de vent. Il faut une importante capacité de stockage dans ces régions pour que ces systèmes fonctionnent, et il est là, le défi.

M. Jamie Schmale: En ce qui a trait à l'amélioration des interconnexions, on parle probablement ainsi du même horizon, une fenêtre de 10 ans, comme vous l'avez mentionné. Vous avez parlé de 10 à 15 ans pour ce qui est des petits réacteurs modulaires. J'essaie encore de déterminer si, oui ou non, le gouvernement fédéral devrait affecter des fonds, ici.

Je crois que mon temps est écoulé. J'ai formulé un commentaire plutôt que de poser une question.

Le président: Merci.

Monsieur Tan, vous avez environ trois minutes.

M. Geng Tan (Don Valley-Nord, Lib.): Merci, monsieur le président.

Dans votre témoignage, vous avez beaucoup parlé des défis liés à l'approvisionnement en électricité des zones à faible densité de population ou dans des régions très éloignées qui sont loin des interconnexions ou du réseau. Peu importe la situation, ces collectivités ont besoin d'électricité, alors il faut choisir, il faut faire un choix parmi un grand nombre de technologies: les énergies solaire, éolienne et nucléaire et d'autres technologies de cogénération ou encore de gaz naturel. Je ne crois pas que ces collectivités ont la capacité de décider quelle technologie est la meilleure pour elles, ou pour cerner les avantages et les inconvénients de chaque technologie.

Votre entreprise participe-t-elle au processus décisionnel ou est-ce uniquement la responsabilité du gouvernement local? Où la collectivité locale puise-t-elle l'expertise nécessaire au moment de prendre la décision finale?

● (1625)

M. Mike Marsh: C'est une très bonne question. J'ai dit il y a quelques minutes que nous travaillons actuellement en collaboration avec le département d'environnement et de durabilité de l'Université de la Saskatchewan, qui se penche exactement sur cet enjeu et se demande de quelle façon on peut élaborer une politique sur l'intégration des énergies renouvelables dans les collectivités nordiques. Quel est le bon modèle d'affaires? Quelles sont les bonnes options stratégiques accessibles, tant à l'échelon provincial qu'à l'échelon fédéral?

Nous allons assurément aider notre université locale dans le cadre de cette initiative, tandis qu'elle accroît son rôle dans ce domaine. Les chercheurs travaillent avec des pays scandinaves et l'Alaska, parce que ces administrations ont une longueur d'avance dans ce domaine. En effet, ils ont organisé le premier symposium sur les collectivités nordiques et autochtones et l'intégration de l'énergie solaire et des énergies renouvelables. C'était en septembre. C'est quelque chose qui commence à se concrétiser.

Bien sûr, nous examinerions des options technologiques qu'on envisagerait traditionnellement pour notre collectivité, en Saskatchewan. Cependant, si nous pouvons aussi apprendre des choses sur ce qui fonctionne dans d'autres régions du globe et réussissons à trouver une façon d'utiliser cette technologie, ici, dans notre province, et si le Manitoba, les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon peuvent faire la même chose, nous aurons peut-être la capacité de faire les choses beaucoup plus rapidement et à moindre coût parce que nous apprendrons des choses d'autres personnes qui sont déjà passées par là. Je crois que c'est là le travail qu'on réalise actuellement. Nous ne dirigeons pas le processus, mais nous pouvons assurément aider dans la mesure du possible.

M. Geng Tan: D'accord.

Le président: Nous allons devoir nous arrêter ici.

Messieurs, merci beaucoup de vous joindre à nous aujourd'hui et de faire partie de cette discussion.

Nous allons suspendre la séance pour quelques minutes, puis nous reprendrons avec nos prochains témoins.

Je vous remercie de nouveau. Nous suspendons nos travaux.

M. Mike Marsh: Merci beaucoup.

● (1625)

(Pause)

● (1630)

Le président: Nous allons reprendre, mesdames et messieurs.

Nous avons Mme Judith Bossé et M. Alexandre Prieur, du ministère des Ressources naturelles. Rocco Delvecchio et Theresa Cooke, de Siemens Canada, se joignent à nous depuis Oakville, en Ontario.

Voici le processus pour nos témoins cet après-midi: chaque série de témoins aura 10 minutes pour présenter son exposé. Vous pouvez le faire en anglais ou en français. On vous posera des questions dans l'une des langues officielles, ou les deux. Espérons que vous avez à votre disposition la technologie nécessaire pour l'interprétation.

Je vais vite, parce que nous manquons un peu de temps. Je vais ouvrir la séance.

Monsieur Delvecchio et madame Cooke, commençons par vous.

M. Rocco Delvecchio (vice-président, Relations gouvernementales, Siemens Canada limitée): Merci beaucoup. Je suis heureux d'être ici avec vous, mesdames et messieurs. Vous avez fait la présentation, je vais donc commencer par notre déclaration liminaire.

Permettez-moi de dire que nous sommes ravis de participer aux audiences d'aujourd'hui. L'énergie est un sujet très chaud ces jours-ci, compte tenu des changements énormes qui se produisent, lesquels découlent en grande partie de la technologie, des besoins des consommateurs et des changements climatiques. Vu la démocratisation des systèmes énergétiques, particulièrement dans le secteur électrique, les consommateurs participent davantage à la prise de décisions et deviennent de plus en plus des consommateurs, des producteurs et des participants actifs du réseau électrique.

Les changements climatiques et les menaces à la sécurité physique et à la cybersécurité ont aussi une incidence sur le réseau; en effet, plusieurs tempêtes remarquables de l'hiver dernier ont eu des répercussions sur des centaines de milliers de Canadiens. La distribution d'énergie et la résilience de l'équipement du réseau, associées à des plateformes de réseau intelligent, peuvent radicalement améliorer la résilience du réseau d'aujourd'hui, renforcer l'efficacité énergétique, réduire les émissions et assurer la stabilité des coûts opérationnels.

Un terme clé de cette transition est le concept de « réseau intelligent », qui est une catégorie de technologies qui permet à tous les éléments du réseau électrique de se rattacher, y compris la production, la transmission, la distribution et les utilisateurs finaux. Chaque élément peut faire l'objet d'une surveillance. Les éléments peuvent communiquer des renseignements l'un à l'autre, réagir en temps réel et gérer le système global à des fins de rendement optimal.

Aujourd'hui, notre réseau de transport d'électricité est déjà assez intelligent, mais c'est l'application de cette intelligence à d'autres éléments du système, y compris les lignes électriques et les transformateurs près de nos maisons, qui entraînera cette transformation. Cela nous permettra d'optimiser le rendement du système, de faciliter l'introduction de véhicules électriques, de relier des projets communautaires sur l'énergie solaire, d'ajouter de l'entreposage à domicile et de raccorder de petits appareils et d'autres appareils intelligents. Nous estimons que ces facteurs vont alimenter la prochaine vague de transformation.

Aujourd'hui, j'aimerais m'intéresser particulièrement à quatre éléments clés du système énergétique et à certaines des principales réalisations dans chacun de ces domaines. Le premier est la production d'électricité, le deuxième est le réseau, le troisième est le besoin en électricité des utilisateurs finaux, et, pour le dernier, nous fournirons quelques commentaires au sujet de la création d'une valeur économique.

Permettez-moi de commencer par la production d'électricité. Il y a ici deux tendances qui sont assez remarquables. La première, c'est la transition vers des sources d'énergie plus propres. Celle-ci est motivée par l'accroissement des sources d'énergie renouvelable, principalement éolienne et solaire, qui arrivent sur le réseau. Ces sources sont intermittentes. Elles doivent être gérées de façon intelligente et appuyées par une certaine combinaison de production et d'entreposage de gaz naturel.

La deuxième grande tendance que nous voyons, c'est la décentralisation de la production d'énergie. Dans le passé, l'énergie a été générée principalement par de grands réseaux de production centraux, mais nous assistons maintenant à un grand mouvement vers la distribution de la production d'électricité. C'est motivé, d'une part, par l'adoption d'énergies renouvelables et, d'autre part, par des entreprises et des particuliers qui souhaitent produire leur propre énergie. L'analyse de rentabilisation nécessaire pour y parvenir devient beaucoup plus attrayante, en raison de la baisse des coûts

d'entreposage de l'énergie solaire, des bas prix du gaz naturel, de l'augmentation des tarifs d'électricité et du désir d'avoir une alimentation de secours fiable.

Dans un récent exemple intéressant, Siemens participe à un projet à Brooklyn, à New York, dans le cadre duquel des voisins sont en mesure d'échanger l'électricité produite sur leur propre toit à l'aide de la technologie de chaînes de blocs. Ces deux tendances, mais particulièrement la hausse des ressources énergétiques distribuées, créent un besoin beaucoup plus grand en matière de surveillance, de contrôle et d'optimisation. Le réseau de distribution doit devenir plus intelligent et plus apte à contrôler les actifs de production et à déplacer l'énergie dans de nombreuses directions.

Le deuxième élément est le réseau. Par rapport à ce dernier, il y a deux éléments que j'aimerais mettre en valeur; le premier est la transmission. En transmettant et en distribuant l'énergie, le réseau rattache des générateurs à des utilisateurs finaux. Pour ce qui est de la transmission, des avancées dans la transmission de courant continu à haute tension, ou ce qu'on appelle CCHT, permettent maintenant la transmission d'électricité sur de longues distances, et ce, sans aucune perte, ou presque. Cette technique peut aussi contribuer à réduire les coûts des lignes aériennes d'électricité classiques. Le CCHT est aussi la seule façon de relier l'énergie, techniquement, à des systèmes de transmission qui sont incompatibles avec d'autres réseaux électriques. Nous voyons plusieurs exemples en Amérique du Nord.

Les répercussions de cet élément sont importantes pour le Canada. Par exemple, en élargissant l'intégration des actifs énergétiques, on augmente la possibilité de mieux utiliser l'hydroélectricité, l'énergie éolienne et d'autres ressources renouvelables partout au pays. Cela nous permet de créer un mélange équilibré de sources énergétiques dans l'ensemble des réseaux régionaux et d'exporter et de partager de l'énergie renouvelable avec d'autres administrations, y compris, bien sûr, les États-Unis.

- (1635)

Siemens a participé à des projets de CCHT partout dans le monde, dont certains des plus longs se trouvent en Chine, même si nous avons aussi récemment achevé deux grands projets en Alberta.

Le deuxième élément du réseau que j'aimerais mettre en évidence est la distribution. Nous voyons que la partie de la distribution du réseau devrait subir une transformation massive au cours des 5 à 10 prochaines années, à mesure que les coûts d'entreposage de l'énergie solaire diminuent, que des appareils intelligents sont rattachés au réseau et que les consommateurs deviennent des participants actifs pour ce qui est de produire et d'échanger de l'électricité.

Le réseau de distribution, qui envoie actuellement de l'énergie uniquement dans une direction, est surtout activé manuellement et numérisé en ce moment. Cela permet d'avoir une plus grande flexibilité et un plus grand contrôle par rapport à la production et à la distribution d'énergie, ce qui offre une meilleure résilience et permet l'introduction de plus grands nombres de véhicules électriques, y compris des stations de recharge rapide pour les véhicules électriques.

La demande, la production et l'entreposage locaux sont gérés de façon de plus en plus intelligente au moyen de logiciels et sont utilisés comme des miniréseaux. Ces derniers soutiennent, quant à eux, la distribution d'énergie en permettant aux énergies renouvelables locales générées de se rattacher au réseau. Ces miniréseaux augmentent aussi la résilience et permettent au réseau électrique d'augmenter son autonomie et de réduire les émissions. Par exemple, nous avons travaillé avec le Collège Algonquin, à Ottawa, pour mettre au point un miniréseau qui rehausse l'efficacité énergétique, réduit les émissions et permet au collège de produire sa propre électricité tout en partageant l'énergie avec un service public local. Nous avons aussi créé ce système de façon à permettre un environnement d'apprentissage pour les étudiants et à soutenir l'élaboration d'une nouvelle catégorie d'ensembles de compétences en gestion énergétique.

Le troisième élément auquel je souhaite m'attarder, c'est la gestion de la consommation d'énergie et la participation des utilisateurs finaux, ces derniers étant passés de consommateurs passifs à des gestionnaires et à des producteurs actifs, ou des « consommateurs proactifs » comme on les appelle maintenant. Des thermostats intelligents aux chauffe-eau, de l'énergie solaire domestique jusqu'à l'entreposage à domicile, les consommateurs jouent un rôle actif pour ce qui est de gérer leur utilisation de l'électricité. C'est vrai non seulement pour les particuliers, mais aussi pour les entreprises et les établissements.

Par exemple, nous travaillons avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick pour mettre au point et déployer des technologies relatives à la gestion de la demande qui permettront de changer les besoins durant les périodes de pointe, avec tous les avantages que cela suppose. Cette technologie, par exemple, permettra aux services publics, aux entreprises, aux campus et aux consommateurs individuels de rajuster le temps d'utilisation de la consommation d'électricité. Cela ouvre la voie à des améliorations spectaculaires pour ce qui est de notre capacité de gérer la charge de pointe et, par le fait même, de réduire le besoin de renforcer la capacité et d'abaisser les coûts d'exploitation du réseau. Cette flexibilité deviendra encore plus essentielle avec l'adoption de véhicules électriques, qui imposeront des exigences sans précédent au réseau de distribution.

Mes derniers commentaires portent sur la création d'une valeur économique. Le système énergétique qui est transformé crée une occasion unique pour le Canada de prendre les devants dans cette transformation mondiale. En investissant dans l'innovation touchant les réseaux intelligents, le Canada peut mettre au point et commercialiser une technologie de réseau intelligent exportable partout dans le monde. Compte tenu de la diversité de nos systèmes énergétiques provinciaux et des défis connexes, un vaste éventail d'administrations étrangères peuvent adopter les plans directeurs créés au Canada.

Le Canada compte déjà de nombreux chefs de file solides dans le domaine des réseaux intelligents qui sont impatients de collaborer afin de faire de cette vision une réalité. La mise au point de ces technologies va nécessiter un bassin solide de développeurs de logiciels, d'ingénieurs spécialistes des systèmes d'énergie, de techniciens hautement qualifiés et de gestionnaires de programme. Chez Siemens Canada, nous sommes déterminés à créer ce bassin de talents par l'intermédiaire de notre programme de double formation en génie et en technologie. Cela s'inscrit dans une transition plus vaste dans notre système d'éducation, lequel comprend un apprentissage intégré au travail. Cela offre aux étudiants la possibilité d'acquérir une expérience et une formation pratiques

directes avec les technologies avancées qui alimentent cela ainsi que d'autres transformations, y compris la fabrication de défense.

En somme, le secteur électrique est en période de transition, et il est essentiel que le Canada réussisse cette transformation. Si celle-ci est bien faite, l'approche holistique et proactive adoptée permettra de réduire les coûts, d'augmenter la résilience et la fiabilité, de réduire les émissions et de créer une valeur économique importante pour notre pays.

Monsieur le président et mesdames et messieurs, cela conclut ma déclaration liminaire.

• (1640)

Le président: Merci beaucoup.

Nous allons maintenant passer à Mme Bossé et à M. Prieur.

[Français]

Dre Judith Bossé (directrice générale, Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie, CanmetÉNERGIE-Varenes, ministère des Ressources naturelles): Monsieur le président, j'aimerais d'abord vous remercier de m'avoir accordé cette occasion de vous adresser la parole. Nous vous sommes reconnaissants de l'intérêt que vous portez à notre travail, notamment en ce qui a trait à votre étude.

À notre avis, les interconnexions représentent l'un des nombreux outils qui, lorsque utilisés ensemble, peuvent améliorer l'offre et la demande dans le réseau électrique actuel au Canada.

Pour illustrer ce point, j'aimerais vous donner un aperçu des recherches menées en matière d'électricité à notre centre et vous expliquer comment nos travaux viennent compléter ou appuyer l'utilisation d'interconnexions au Canada.

[Traduction]

Notre travail s'articule autour de deux domaines principaux: la production d'électricité et l'approvisionnement en électricité, ainsi que la transmission et la distribution.

Dans le premier domaine, la production d'électricité et l'approvisionnement en électricité, nous avons examiné les tendances en matière de panneaux solaires photovoltaïques partout au Canada, en ce qui concerne tant l'adoption de la technologie que ses coûts. Même si l'augmentation des sources d'énergie renouvelable distribuées va contribuer à un avenir à faibles émissions de carbone, ces sources d'énergie vont exiger un ensemble d'outils afin qu'on puisse s'assurer que l'approvisionnement en électricité du Canada demeure stable et fiable. Parmi ces outils, mentionnons l'augmentation des interconnexions entre les systèmes, une technologie renouvelable adaptable sur le plan géographique et le contrôle du réseau intelligent, ce dont je discuterai un peu plus tard.

Le coût des panneaux photovoltaïques diminue, particulièrement pour ce qui est de l'installation, et l'installation sur les toits devient de plus en plus courante. Le coût de l'installation de panneaux photovoltaïques diminue, mais les tarifs d'électricité résidentielle augmentent. Par conséquent, les consommateurs installent eux-mêmes des panneaux photovoltaïques, mais les services publics doivent maintenant trouver des solutions pour rendre cette nouvelle réalité faisable sur les plans technique et financier.

[Français]

À cette fin, notre centre participe aux efforts internationaux pour tester les onduleurs intelligents, qui sont des unités de conversion de puissance. Ceux-ci peuvent permettre l'intégration de l'énergie PV, de l'énergie éolienne et du stockage dans le réseau électrique. La recherche sur les onduleurs vise donc à comprendre comment les équipements de production d'énergie pourraient fournir des services supplémentaires au réseau et également permettre une utilisation accrue d'énergies renouvelables dans le réseau électrique. Parallèlement aux interconnexions, les onduleurs représentent un outil supplémentaire pour améliorer les services d'électricité.

[Traduction]

Notre centre travaille avec le Conseil national de recherches sur des normes et des règlements liés à l'entreposage énergétique. L'industrie canadienne va profiter du recensement et de l'atténuation des défis associés à l'entreposage énergétique, ce qui constituera un autre outil pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Comme les interconnexions, l'entreposage est un des outils de la boîte à outils. Il ne produit pas d'énergie, mais aide à apporter une flexibilité supplémentaire au réseau.

Le deuxième domaine de travail lié à la transmission et à la distribution d'électricité sur lequel nous nous concentrons [Difficultés techniques].

• (1645)

Le président: Nous avons perdu la connexion audio, et nous attendrons peut-être une minute pour qu'elle revienne.

Pouvez-vous nous entendre maintenant?

Dre Judith Bossé: Je vous entends bien.

Le président: D'accord, et cela fonctionne dans les deux sens.

Pourriez-vous reprendre là où nous vous avons perdue? Je pense que c'est à partir du moment où vous avez dit le mot « deuxième ».

Dre Judith Bossé: Comme je le disais, monsieur le président, le deuxième domaine de travail sur lequel nous nous concentrons est lié au réseau intelligent.

Par le passé, les services publics ont dû s'appuyer sur l'approvisionnement afin d'obtenir la flexibilité nécessaire pour répondre à la demande. Le contrôle intelligent des charges électriques procure aux services publics une source de flexibilité ajoutée afin de permettre des solutions d'énergie propre. Le réseau électrique procure aux services publics une meilleure idée de ce qui se passe dans leur système et de l'endroit où l'énergie est consommée. Dans un avenir rapproché, il permettra aussi aux services publics d'exercer un certain degré de contrôle sur la façon dont l'énergie est consommée, et ce, à quel moment et dans quelle quantité. Cela va faciliter l'intégration de l'énergie renouvelable en faisant correspondre les charges avec l'extrait variable des technologies renouvelables. Le réseau intelligent est nécessaire pour soutenir l'électrification continue du Canada.

• (1650)

[Français]

À cette fin, nous évaluons les possibilités de contrôler les appareils de chauffage résidentiels, dont les chauffe-eau et les appareils de chauffage individuels, et de les utiliser pour stocker de l'électricité. Nous travaillons aussi avec des manufacturiers, les services publics et des experts en télécommunications pour couvrir toute la chaîne d'approvisionnement, du début à la fin.

Nous visons également à accroître le nombre de technologies renouvelables installées localement et à petite échelle, dont l'énergie

éolienne et photovoltaïque. L'objectif est de faire en sorte que ces technologies puissent être installées près des charges, ce qui permettra d'optimiser l'utilisation du réseau.

[Traduction]

On trouve un exemple concret d'activités liées à ces deux domaines dans notre collaboration avec la Ville de Summerside, à l'Île-du-Prince-Édouard. La ville abandonne le pétrole pour se convertir activement au chauffage électrique grâce à l'énergie renouvelable. Là, nous travaillons afin de mieux comprendre et gérer le réseau de distribution qui utilise de grandes quantités d'énergie éolienne au moyen d'un réseau intelligent à la fine pointe de la technologie. Summerside a établi des interconnexions avec le réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick, qu'elle utilise pour réaliser un équilibre. Toutefois, en maximisant son recours à des ressources locales et en établissant un réseau plus intelligent, la ville libère son interconnexion et conserve ainsi cette capacité pour d'autres utilisations.

Enfin, par l'intermédiaire du Canadian Smart Grid Action Network, un groupe d'intervenants du réseau intelligent canadien, nous mobilisons directement les décideurs provinciaux et territoriaux, les associations de services publics et d'autres services d'élaboration, de démonstration et de déploiement de réseaux intelligents au Canada et à l'étranger. Les efforts liés à l'élaboration de politiques, de codes et de normes font qu'il est possible d'accroître l'adoption de technologies énergétiques propres au Canada, offrant ainsi plus de possibilités d'amélioration du réseau d'électricité.

[Français]

En conclusion, nous sommes d'avis qu'une variété d'outils, par exemple des onduleurs, du stockage, le réseau intelligent et des interconnexions, entre autres, sont nécessaires pour aider le Canada à atteindre ses objectifs en matière d'énergie propre. L'option la plus rentable sera sans doute une combinaison judicieuse de tous ces outils, adaptée aux différents climats et réalités géographiques du pays.

Merci une fois de plus de m'avoir donné l'occasion de vous présenter notre travail.

[Traduction]

Le président: Merci beaucoup.

Nous allons maintenant passer à la période de questions.

Monsieur Tan, je crois que vous allez commencer.

M. Geng Tan: Merci, monsieur le président.

Ma première question s'adresse aux représentants de CanmetÉNERGIE.

Les gens achètent de l'électricité supplémentaire pour leur réseau auprès de producteurs d'électricité indépendants. Très souvent, ces producteurs d'électricité soi-disant indépendants sont de petite taille et utilisent de l'énergie renouvelable.

J'ai un rapport qui a été publié par RNCan appelé *Connecting MicroPower to the Grid*. Dans la section 2.4 intitulée « Interconnexion », le rapport énonce ce qui suit:

Peut-être que le manque d'uniformité entre les normes d'interconnexion des différents services publics est le plus important obstacle à l'interconnexion pour les petits réseaux renouvelables. C'est en conséquence du pouvoir discrétionnaire habituellement accordé aux services publics afin qu'ils s'occupent de leurs propres réseaux de génération, de transmission et de distribution.

Pour être plus exact, ce problème tient au fait que de nombreux services publics n'ont pas du tout établi de normes pour les générateurs connectés à de petits réseaux.

Par conséquent:

... l'interconnexion est réglée au cas par cas ou au moyen de normes existantes habituellement utilisées pour des réseaux industriels de grande envergure.

Pouvez-vous formuler un commentaire à ce sujet?

En outre, à votre avis, à quel point est-ce urgent d'établir ce genre de norme, et dans quelle mesure est-il difficile de créer une telle norme?

• (1655)

Dre Judith Bossé: Je vais demander à Alexandre de répondre à votre question.

M. Alexandre Prieur (chef de projet réseau intelligent, Secteur de l'innovation et de la technologie de l'énergie, CanmetÉNERGIE-Varenes, ministère des Ressources naturelles): Merci.

La réponse à votre question, c'est qu'il y a divers échelons. Premièrement, il y a l'interconnexion pour une centrale de la taille d'un service public. Actuellement, la norme relative à l'interconnexion fait l'objet d'un examen, au Canada. Nous participons à cette activité afin d'examiner la norme d'interconnexion pour la génération d'énergie distribuée.

C'est vrai qu'à l'échelon des services publics, ce sont eux qui décident. Si vous créez une grande centrale de production photovoltaïque, c'est une entente avec le service public de l'endroit où vous vous trouvez, mais, dans le cas de l'installation résidentielle à petite échelle, ce sont les exigences normalisées liées à l'interconnexion qui régiront cette question.

Si je m'en souviens bien, le rapport que vous avez cité date d'il y a quelques années. Actuellement, il est à espérer que l'examen de la norme permettra de régler le problème. Évidemment, nous n'avons pas d'emprise sur le résultat final de l'étude d'un comité comme celui-là, mais nous participons activement afin de nous assurer que les choses sont harmonisées avec le côté américain de l'interconnexion, qui fait également l'objet d'un examen actuellement.

M. Geng Tan: Merci.

Votre centre possède l'expertise et les ressources techniques nécessaires à la recherche scientifique, aux études et aux activités de R-D. Lorsque vous travaillez sur un aspect comme un réseau intelligent, dans quelle mesure travaillez-vous en étroite collaboration avec d'autres intervenants, par exemple avec d'autres universités ou avec le gouvernement? Comment fournissez-vous ou communiquez-vous l'information aux industries?

À mes yeux, votre centre est tout de même de taille modeste, alors je ne pense pas que vous puissiez vous occuper de tout par vous-même.

M. Alexandre Prieur: Je conviens du fait que, en raison de notre taille, nous ne faisons pas tout. En général, nous fonctionnons dans le cadre de partenariats.

Pour vous donner un exemple clair, il a été mentionné que nous gérons le Canadian Smart Grid Action Network. C'est un moyen de communiquer l'information à l'industrie. Il s'agit d'un exemple de mécanisme; nous en avons une multitude.

Généralement, nous tentons de cibler notre recherche pour faire très précisément... En guise d'exemple, nous menons une recherche sur la réponse à la demande. Nous collaborons avec certains fabricants et services publics. Nous tenons des ateliers ou des webinaires afin de diffuser cette information à divers publics et intervenants au Canada. Nous essayons toujours de veiller à ce que notre recherche soit réutilisable et présentée à un bon public d'intervenants.

M. Geng Tan: D'accord. Ma dernière question sera rapide.

Je suis certain que vous avez recommandé certaines politiques aux décideurs. Vous faites partie de RNCAN, mais vous n'êtes pas le gouvernement; vous êtes un institut de recherche. Comment faites-vous pour vous assurer que vos recommandations ou que vos ressources peuvent avoir une portée, être prises en compte ou être utilisées par les décideurs?

Dre Judith Bossé: Notre recherche est orientée et examinée par des pairs du ministère. Évidemment, comme vous le savez bien, il y a le cadre pancanadien sur les changements climatiques. De nombreux programmes ont été annoncés, et notre travail est harmonisé afin de les appuyer. Qu'il soit question de réseaux intelligents ou de l'abandon du diesel, la façon dont nous harmonisons nos ressources aux fins de la recherche est liée aux politiques gouvernementales, et nous sommes tout simplement là pour fournir du soutien.

Évidemment, comme vous l'avez mentionné, nous sommes petits, alors, même si nous avons peut-être une expertise ou des pouvoirs de convocation uniques, nous cherchons habituellement à établir un partenariat afin d'élargir nos capacités.

• (1700)

Le président: D'accord. Votre temps est écoulé.

Simplement pour que tout le monde le sache: nous avons perdu Siemens. C'est peut-être permanent, mais cela reste à voir. Il semble que nous tentions de rétablir la connexion.

Monsieur Schmale, allez-y.

M. Jamie Schmale: Il y a des problèmes à Oakville.

Le président: Les interconnexions entre ici et Oakville sont mauvaises.

M. Jamie Schmale: Je pensais que la connexion à Internet était mauvaise dans ma région.

Merci beaucoup de comparaître aujourd'hui. Il est toujours génial d'obtenir le point de vue du ministère sur ces affaires.

Comme vous le savez probablement, nous avons tenu un certain nombre de séances, et nous avons entendu les témoignages d'une grande diversité de personnes sur les enjeux touchant les interconnexions. Même si l'étude a surtout porté sur l'accroissement de la flexibilité de notre réseau pancanadien grâce à des interconnexions améliorées, le message général que nous recevons, selon moi, c'est que les interconnexions ne sont qu'une partie de la solution. De fait, elles ne figurent pas en haut de la liste des solutions possibles. Comme vous l'avez mentionné dans votre déclaration, vous parlez davantage de capacités de stockage et — comme les représentants de Siemens l'ont mentionné également — de miniréseaux locaux flexibles.

Ma question concerne ces miniréseaux. Vous avez mentionné un projet pilote mené à Summerside, à l'Île-du-Prince-Édouard. Selon vous, à quoi ressemblera l'avenir de la transmission d'énergie au Canada, si les choses continuent de bien aller à Summerside et que la situation s'étend à tout le pays?

M. Alexandre Prieur: Je pense qu'il est difficile de prévoir comment la transmission évoluera, mais il s'agit assurément d'un outil qui doit continuer d'être utilisé. Même si nous tentons d'accroître l'optimisation à l'échelon local, je pense que cette transmission fait partie de la solution et qu'elle ne disparaîtra pas de sitôt. La diversité et l'étalement géographique des ressources nous permettent de compenser la variabilité des nouvelles ressources renouvelables comme les énergies éolienne et solaire. La transmission sera assurément un atout.

Si nous examinons le contexte nord-américain, il y a des endroits où une grande quantité d'hydroélectricité est accessible, et ils pourraient être perçus comme un genre de pile qui permettra une plus grande intégration des sources d'énergies renouvelables. La transmission sera assurément utile à cet égard. Même si les miniréseaux — les petits réseaux locaux — gagnent en importance et font de plus en plus partie de la discussion, au bout du compte, un réseau vraiment intelligent serait tout de même composé de microréseaux interconnectés et interagissant grâce aux interconnexions.

M. Jamie Schmale: Le projet pilote de Summerside, à l'Île-du-Prince-Édouard, est-il principalement axé sur les utilisateurs résidentiels, ou bien tient-il compte du volet industriel également?

M. Alexandre Prieur: Le projet de l'Île-du-Prince-Édouard comporte un certain volet industriel. Si je m'en souviens bien, une usine de transformation des produits laitiers et certains établissements commerciaux participent également. Je pourrais faire le suivi à ce sujet, au besoin.

M. Jamie Schmale: Je sais que la technologie et l'innovation peuvent parfois être difficiles à prédire, surtout qu'elles évoluent très rapidement. Qu'il s'agisse des PRM ou de ces nouveaux miniréseaux, ou bien de quoi que ce soit, pouvez-vous prévoir alimenter, à un certain moment, une installation de fabrication industrielle à grande échelle sans aucun problème?

Là où je veux en venir, c'est... Nous continuons d'entendre parler des interconnexions, du coût qu'il faudrait engager pour les étendre et du temps qu'il faudrait pour peut-être les faire approuver et les construire. La technologie évolue très rapidement. Si nous voulons arriver les premiers, j'essaie seulement de découvrir s'il pourrait y avoir une autre orientation, au lieu d'envisager cette interconnexion à long terme qui coûterait des milliards de dollars.

• (1705)

M. Alexandre Prieur: En fait, les autres outils dont nous parlons — et veuillez me le dire, si vous voulez clarifier la question — sont des options qui, au bout du compte, aideront les interconnexions, car, si on accroît l'optimisation locale afin de contribuer à l'amélioration de l'interaction entre les diverses interconnexions, on permettra une meilleure utilisation de ces interconnexions. Ce n'est pas nécessairement une question de concurrence. Il s'agit davantage du fait qu'un réseau vraiment intelligent permettra une utilisation optimisée des ressources disponibles.

Je ne suis pas certain de répondre clairement à la question. Essentiellement, il s'agit d'un outil complémentaire.

M. Jamie Schmale: En Ontario, nous avons un surplus d'électricité, et un certain nombre d'autres provinces, comme le Québec et le Manitoba, en ont également. Actuellement, surtout en Ontario, nous vendons cette électricité aux États-Unis, qui semblent être un bon marché où aller.

Dans l'avenir, compte tenu des prévisions et des coûts associés au processus d'approbation et à la construction des installations dans le réseau d'interconnexion, serait-il plus intelligent de concentrer notre énergie et nos ressources sur un marché de peut-être 306 millions de personnes au sud de notre frontière au lieu d'aller vers l'est et vers l'ouest, où un certain nombre de provinces ont des surplus d'électricité, et de peut-être faire de meilleures affaires bilatéralement au lieu de nous concentrer sur les interconnexions en général?

M. Alexandre Prieur: Je ne suis pas certain d'être en position d'affirmer qu'il vaut mieux faire des affaires selon un axe est-ouest ou un axe nord-sud, mais, assurément, l'augmentation des intercon-

nexions entre provinces est une chose qui est logique, d'un point de vue technique. En fin de compte, je suppose que c'est une décision fondée sur des considérations économiques pour les administrations. Actuellement, une étude portant sur le contexte nord-américain vise à déterminer, en fonction de la production à venir et ainsi de suite, comment et où les interconnexions devraient être améliorées.

Je n'ai pas de bonne réponse à cette question, mais je suppose que l'étude canadienne à ce sujet serait également utile.

M. Jamie Schmale: Pour revenir au projet pilote à...

Le président: Désolé, c'est tout le temps dont vous disposez. Vous y reviendrez.

Monsieur Cannings.

M. Richard Cannings: Merci de votre présence aujourd'hui.

Je présume que nous n'avons toujours pas rétabli la connexion avec Siemens.

Madame Bossé, vous avez parlé des réseaux intelligents et d'une transition vers une emprise accrue sur la consommation réelle plutôt que seulement sur la production. Je veux vous donner un exemple de mon interprétation de ces propos.

Il y a deux ou trois ans, je discutais avec un ingénieur électricien qui travaillait avec des clients de partout en Amérique du Nord, et l'un des exemples qu'il a donnés concernait Tucson, où il y a beaucoup d'énergie solaire. Il aidait le service public de cette ville à travailler avec de grands utilisateurs, comme Walmart. Par exemple, si un nuage passait devant le soleil pendant une demi-heure ou quelque chose comme cela et que la production diminuait, il compensait en amenant des consommateurs d'électricité comme Walmart à réduire leur charge de climatisation pour une certaine période au lieu de payer la somme supplémentaire pour obtenir une certaine production d'énergie de base, et je pense qu'il a même affirmé que Walmart recevait un chèque en échange de ce service. Voilà un exemple de ce que feraient les technologies liées à ces réseaux intelligents.

Est-ce de cela que vous parliez, et, selon vous, comment cela fonctionnera-t-il au Canada?

Dre Judith Bossé: Je vais céder la parole à Alexandre. Il a plus d'expertise que moi dans ce domaine.

M. Alexandre Prieur: L'exemple de production de Walmart en est un bon. Vous allez du côté de la demande, et vous utilisez la marge de manœuvre dont vous disposez pour aider le réseau. Je dirais qu'il s'agit d'un exemple d'application d'un réseau vraiment intelligent dans lequel on ne fait pas que consommer de l'électricité aveuglément; on en consomme quand c'est mieux pour le réseau. Au bout du compte, ce pourrait être fait grâce à des incitatifs financiers ou à des mesures de contrôle, mais il ne s'agit pas nécessairement de tenter de contrôler les charges. Si vous voulez prendre votre douche à l'eau chaude, vous pouvez tout de même avoir de l'eau chaude. Il s'agit davantage d'utiliser votre chauffe-eau — en guise d'exemple — comme unité de stockage et de jouer avec la marge de manœuvre.

Beaucoup de charges du réseau électrique ont cette marge de manœuvre inhérente à leur utilisation, alors, dans l'exemple de Walmart, si vous arrêtez la climatisation pendant une minute ou deux, cela n'aura pas beaucoup d'incidence sur le magasin en soi. Si vous l'arrêtez pendant deux heures, quand il fait très chaud en été, alors, vous subirez des conséquences. C'est un genre de gestion de la variabilité. Actuellement, les réseaux électriques le font tout le temps. Maintenant, il s'agit d'utiliser une plus grande part de cette marge de manœuvre dont nous disposons, de façon à appuyer le réseau, au besoin.

• (1710)

M. Richard Cannings: Merci.

J'avais un tas de questions à poser aux témoins de Siemens. Peut-être que je vais simplement vous les poser à vous, et obtenir vos commentaires à leur sujet.

Les représentants de Siemens ont mentionné la commercialisation des technologies relatives aux réseaux intelligents que nous pourrions peut-être inciter les gens à adopter au Canada. Pourriez-vous donner des exemples de ces technologies sur lesquelles des entreprises travaillent au Canada et auxquelles le gouvernement fédéral pourrait peut-être contribuer? Sommes-nous des chefs de file en ce qui concerne certaines de ces technologies, à l'échelle mondiale?

M. Alexandre Prieur: Oui, je peux tenter de répondre à cette question pour Siemens.

Je sais que cette entreprise travaille sur des solutions logicielles visant à contrôler cette variabilité et ce potentiel de marge de manœuvre qui existent. Une entreprise comme Siemens est assez importante, et elle est présente à de nombreux échelons différents du réseau électrique.

Essentiellement, nous voulons que l'intégration se fasse depuis la production jusqu'à l'utilisateur final. Siemens a nommé le « consommateur proactif ». À ce sujet, je mentionnerais un autre projet mené à Ottawa: le projet GREAT-DR. Essentiellement, on intégrera la production photovoltaïque, les onduleurs, la réponse à la demande et les piles de stockage... l'ensemble formera un tout.

Au Canada, nous avons assurément des entreprises dans ce domaine. Ce sujet pourrait peut-être figurer sur la liste de suivi, parce que je vois des entreprises de thermostat, des thermostats intelligents, une technologie faisant appel aux onduleurs et tout le renseignement qui sous-tend l'utilisation des outils prédictifs permettant aux services publics de planifier la façon d'utiliser cette marge de manœuvre. Ce sont tous des domaines qui sont dans une bonne situation, au Canada. Nous avons des entreprises qui travaillent dans ce domaine.

M. Richard Cannings: Pour terminer, dans ce cas... Ils ont également mentionné le changement des périodes de pointe en matière de demande. Ce changement fait-il partie de la marge de manœuvre que vous venez tout juste de mentionner? Comment cela fonctionne-t-il?

M. Alexandre Prieur: On peut stocker de l'énergie afin de l'utiliser à un autre moment. Je vais donner un exemple portant sur les interconnexions. Durant la période de pointe, en hiver, quand tout le monde a besoin de manger et de se faire à souper, et tout cela, si on peut reporter une partie de la consommation et l'utiliser durant la nuit, quand tout le monde dort et qu'il y a moins de demande, c'est un exemple de changement de la période de pointe. Cela fait partie de la marge de manœuvre, et il s'agit de l'un des premiers aspects qui sont associés à une valeur sur le marché.

Actuellement, les services d'électricité qui peuvent être offerts par diverses solutions de réseaux intelligents sont nombreux. La période de pointe est un moment dont les services publics voient actuellement la valeur et pour lequel ils doivent avoir une solution immédiate. Il est question de production d'interconnexion et de tout cela, puisque, au Canada, quand il fait froid, tout le monde a besoin de manger et de consommer de l'électricité en même temps. C'est à ce moment-là qu'on doit investir dans un plus grand nombre d'actifs électriques.

• (1715)

M. Richard Cannings: Merci.

Le président: Nous allons nous arrêter là.

Merci à vous deux de vous être joints à nous aujourd'hui, et merci d'avoir répondu aux questions au nom de Siemens également.

Nous allons maintenant nous déconnecter, et le Comité suspendra la séance pour environ une minute. Ensuite, nous allons aborder les travaux du Comité, et je ne m'attends pas à ce que cette discussion dure trop longtemps.

Merci beaucoup de vous être joints à nous.

[La séance se poursuit à huis clos.]

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.

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 : <http://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: <http://www.ourcommons.ca>