

Blair Mukanik:

Je m'appelle Blair Mukanik et je dirige la collaboration technique pour la PIR. Notre plan pour aujourd'hui est de mettre en évidence quelques-uns des résultats finaux de la modélisation et de l'analyse de scénarios et de sensibilité que nous vous avons distribués avant cette session. Si vous n'avez pas participé à l'engagement de la troisième phase sur les résultats initiaux, il pourrait être utile, après cette session, de consulter les liens mentionnés au début du document distribué pour des informations complémentaires. Nous prendrons le temps de répondre aux questions à la fin de cette section.

Lorsque nous avons parlé pour la dernière fois en décembre 2022, nous avons résumé ce qui a été appris grâce à la modélisation et l'analyse initiales de la PIR en quatre observations sommaires de haut niveau. Ces observations ont été soutenues par de nombreuses observations détaillées provenant de l'analyse initiale des scénarios. La première est que les besoins en électricité augmenteront, et que cette augmentation est directement liée à l'électrification des transports et des moyens de chauffages d'intérieurs. Deuxièmement, l'augmentation de la demande en période de pointe hivernale fera surgir la nécessité de nouvelles ressources de capacité, ce qui déclenche également des besoins en matière de systèmes de transmission et de distribution. Troisièmement, pour prendre des décisions sur laquelle des futures ressources fourniront de l'énergie, il y aura des compromis entre le coût, les émissions et d'autres facteurs. Cette PIR a mis l'accent sur la compréhension des futures options potentielles plutôt que sur la sélection d'un plan de développement spécifique. Ainsi, à l'avenir, nous continuerons à explorer ces compromis plus en profondeur. Enfin, à l'avenir, le système de gaz pourrait jouer un rôle crucial pour éviter une forte expansion du système électrique. Par exemple, la génération de gaz distribuable peut soutenir l'intégration de ressources renouvelables variées telles que l'énergie éolienne ou solaire. Les programmes de bi-carburants pourraient être utilisés pour le chauffage intérieur, ou des carburants renouvelables pourraient être utilisés selon leur disponibilité.

Depuis notre dernière rencontre en décembre 2022, nous avons continué à affiner et à compléter la modélisation et l'analyse des quatre scénarios et des sensibilités supplémentaires incorporant vos commentaires. Nous avons également réalisé de nouvelles analyses de sensibilité. Pour rappel, nous avons précédemment fourni des résultats de modélisation et d'analyse pour quatre scénarios destinés à représenter une gamme d'incertitude sur l'avenir, et ceux-ci étaient basés sur cinq entrées clés. Dans l'analyse de sensibilité, nous modifions une hypothèse ou une entrée dans un scénario pour comprendre comment cela pourrait affecter les résultats de la modélisation et de l'analyse. L'analyse qui est en train d'être menée est large et comprend à la fois les systèmes électriques et de gaz naturels ainsi que toutes leurs composantes en prenant en compte à la fois les considérations d'approvisionnement et de livraison.

L'approche de modélisation utilisée identifie les options les moins coûteuses pour répondre aux besoins énergétiques futurs. Cela est conforme à notre

mission de fournir de l'énergie fiable au coût le plus bas possible. Nous reconnaissons qu'il existe d'autres façons de comparer les options pour répondre aux besoins énergétiques futurs telles que l'impact des émissions, sur lesquelles nous fournissons une analyse, et celles-ci seront abordées à nouveau plus tard dans cette session, lorsque nous arriverons à l'ébauche de la feuille de route. Encore une fois, cette PIR ne prend pas de décisions sur des ressources nouvelles spécifiques dans le futur, mais la modélisation et l'analyse informe le développement d'une feuille de route pour se préparer à l'avenir.

Nous commencerons par fournir un résumé actualisé de l'énergie et du mélange d'approvisionnement en capacité basé sur le coût le plus bas pour les quatre scénarios. Ce que nous voyons, ce sont les mêmes ressources que celles montrées dans les résultats initiaux en décembre, qui continuent d'apparaître avec des changements mineurs dans la proportion de chaque type de ressource. Pour rappel, les scénarios reflètent principalement des taux croissants de décarbonation du scénario 1 au scénario 4. Et avec le scénario 4 incluant notamment la transition d'un chauffage d'intérieurs au gaz naturel vers un chauffage à la résistance électrique exclusif. Le graphique de capacité à droite peut être considéré comme la quantité de chaque ressource sur laquelle nous pouvons compter pour répondre à la demande de pointe, tandis que le graphique de gauche représente la façon dont les besoins énergétiques sont satisfaits cumulativement au cours d'une année entière.

En commençant par l'énergie, nous constatons qu'en 2042, comme cela a été montré dans les résultats initiaux, le système hydroélectrique existant continuera à fournir une proportion significative des besoins énergétiques totaux dans l'avenir. À cela s'ajoutent des mesures d'efficacité énergétique. notées comme "DSM" sur les graphiques, "wind", "thermal", ainsi que "imports". À droite, nous voyons la contribution du système existant pour répondre aux besoins de capacité en gris, avec les nouvelles ressources empilées dessus, y compris des mesures d'efficacité énergétique, de l'éolien, de la thermique, de l'hydrogène et des batteries.

Depuis la mise à jour et la finalisation des hypothèses pour les quatre scénarios, nous avons constaté qu'il n'y a pas eu de changements significatifs dans les observations que nous avons discutées en décembre. Nous retrouvons toujours les mêmes ressources peu coûteuses. Celles-ci incluent l'éolien, principalement comme source d'énergie, et les turbines à combustion de gaz naturel viennent souvent en soutien pour répondre à la demande de pointe. Nous voyons également toujours l'énergie importée comme une source importante d'énergie peu coûteuse, alors que le solaire et la nouvelle hydroélectricité ne sont toujours pas considérés comme aussi rentables que d'autres options. Dans le travail supplémentaire que nous avons effectué, nous constatons que certaines mesures d'efficacité énergétique sont plus ou moins rentables une fois comparés à d'autres options de ressources, et celles qui réduisent la demande d'électricité pendant les périodes de pointe hivernale en particulier sont bénéfiques pour le système électrique. Des travaux

supplémentaires sont prévus avec Efficiency Manitoba pour mieux comprendre le rôle potentiel que pourraient avoir les mesures d'efficacité énergétique.

Les observations concernant les coûts et les émissions n'ont pas changé. Des investissements financiers seront nécessaires pour soutenir les besoins énergétiques futurs du Manitoba. La décarbonation par électrification et le besoin correspondant de nouvelles ressources de capacité font augmenter les coûts. Les émissions devraient baisser dans tous les scénarios, principalement en raison des prévisions d'adoption de véhicules électriques. Des augmentations mesurées des émissions de production d'électricité peuvent faciliter des réductions d'émissions plus importantes dans d'autres secteurs tels que les transports. Une nouvelle observation qui informe la feuille de route provisoire est que les carburants renouvelables pourraient jouer un rôle dans la décarbonation. L'utilisation de carburants renouvelables pourrait tirer parti du système de gaz naturel existant, et des enquêtes supplémentaires sont nécessaires à ce sujet.

Comme nous l'avons discuté en décembre 2022, nous notons qu'il y a encore des émissions liées à l'énergie à la fin de notre période d'étude en 2042, et même dans le scénario 4. Ces émissions peuvent être réduites davantage grâce à une augmentation supplémentaire dans l'adoption de véhicules électriques, aux options alternatives de production d'électricité, à l'utilisation de méthodes alternatives de chauffage d'intérieurs, ou encore grâce à l'utilisation de carburants renouvelables, par exemple.

Les graphiques présentés ici sont utilisés pour illustrer le rythme du changement et la relation entre la capacité des ressources d'approvisionnement existantes indiquée par les lignes rouges, et les besoins en capacité énergétique fiable pour l'hiver dans chacun des scénarios. Un graphique similaire a été présenté dans les résultats initiaux. Cependant, des valeurs spécifiques ont maintenant été ajoutées aux axes. En commençant par l'énergie fiable à gauche, nous voyons que pour les scénarios 1 et 2, le système existant peut répondre aux besoins jusqu'en 2032, alors qu'il est suffisant pour le scénario 3 jusqu'en 2030, et dans le scénario 4, il n'est suffisant que jusqu'en 2026.

Si la demande future reflétait ce qui est montré pour le scénario 4, de nouvelles ressources énergétiques seraient nécessaires d'ici 2026. En regardant maintenant la capacité hivernale, nous voyons que pour les scénarios 1, 2 et 3, les ressources existantes sont suffisantes jusqu'entre 2030 et 2033, alors que dans le scénario 4, de nouvelles ressources de capacité seraient nécessaires en 2024. Ce graphique montre que la quantité de surplus potentiel de la capacité hivernale est limitée au cours des dix prochaines années avec seulement quelques centaines de mégawatts de surplus avec une durée variable selon le scénario. Et ce surplus pourrait rapidement être dépassé par la demande en fonction du rythme de changement. Ces graphiques soulignent l'importance du travail impliqué dans la planification

intégrée des ressources et l'impact des décisions autour de l'utilisation d'énergie. En fin de compte, toute combinaison de facteurs pourrait nous conduire à un résultat entre le scénario 1 et le scénario 4, et la feuille de route discutera davantage de la manière dont nous prévoyons de nous préparer à l'incertitude. quant à la nécessité de futures ressources.

Les observations concernant le rythme du changement ont été affinées. Des investissements seront nécessaires dans tous les cas de figure. Et à cette observation, nous avons ajouté que l'investissement vise à la fois à soutenir la croissance ainsi qu'à maintenir et moderniser les actifs existants. La demande des clients dans les premières années des scénarios 1, 2 et 3 est largement satisfaite par le système existant. Satisfaire la demande des clients dans les premières années du scénario 4, cependant, sera un défi. Chose que nous avons changé de « pourrait être un défi », à « deviendra un défi ».

Ces tableaux décrivent les sensibilités pour lesquelles les résultats ont été présentés dans le document distribué. Aujourd'hui, nous allons nous concentrer sur ceux qui sont surlignés. Nous avons choisi ces sensibilités spécifiques, à discuter, car elles soutiennent la feuille de route provisoire qui sera présentée plus tard dans la session. La modélisation et l'analyse que nous avons effectuées ont été faites avec les meilleures informations actuellement disponibles. L'utilisation de scénarios et de sensibilités était intentionnel pour aider à comprendre l'avenir dans un large éventail. À l'avenir, nous continuerons à mettre à jour l'analyse en fonction des changements dans le paysage énergétique en évolution et à affiner les approches d'analyse au fur et à mesure que nous avançons vers des décisions spécifiques. Nous discuterons de ces activités plus en détail dans la feuille de route.

La première sensibilité que nous allons couvrir examine l'impact de l'utilisation exclusive d'électricité non émettrice. Pour cela, nous supprimons l'option d'utiliser tout nouveau gaz naturel pour la production d'électricité. Vous pouvez voir l'illustration de la sensibilité sur l'extrême droite du graphique. Cela montre une augmentation significative des coûts annuels, qui incluent tous les coûts de fourniture et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Cette augmentation de coût est le résultat de la nécessité d'utiliser des ressources plus coûteuses, y compris des turbines à combustion alimentées à l'hydrogène, de la biomasse, des petits réacteurs modulaires, ainsi que de nouveaux projets hydroélectriques. Nous constatons une réduction des émissions du secteur de l'électricité dans cette sensibilité. La majorité des émissions restantes proviennent toujours des secteurs: des transports et de la combustion stationnaire y compris le chauffage des intérieurs.

Nous allons maintenant discuter de la sensibilité concernant réponse à la demande. Le but des programmes de réponse à la demande est d'influencer la consommation d'électricité afin de réduire l'utilisation lors des périodes de la journée où la demande est la plus élevée. Les exemples de réponse à la demande peuvent inclure différents programmes de tarification, la régulation des charges telles que les chargeurs de véhicules électriques, les thermostats

programmables ou les chauffe-eau. Cela peut également inclure l'abonnement de grands clients industriels pour réduire leur consommation d'énergie lorsque le système en bénéficierait.

Cette analyse a utilisé des informations sur le potentiel du marché et les coûts fournis par un consultant. Les programmes de réponse à la demande se sont avérés être une alternative rentable à la construction de nouvelles ressources de capacité. Les programmes de réponse à la demande peuvent également être mis en œuvre plus rapidement que la construction de certaines nouvelles ressources, ce qui représente un autre avantage potentiel. En fin de compte, le potentiel de réponse à la demande est limité et a été trouvé grâce à des recherches à être d'environ 250 mégawatts. Cela est dû au fait qu'une fois que les pics de demande sont réduits au point qu'ils deviennent uniformes tout au long de la journée, une réponse à la demande supplémentaire ne fournit aucune valeur ajoutée. Ces programmes ne peuvent pas répondre pleinement au besoin croissant de capacité, cependant, réponse à la demande pourrait jouer un rôle important. Des études supplémentaires sont nécessaires pour mieux comprendre comment mettre en œuvre ces types de programmes y compris les exigences technologiques.

Nous allons maintenant discuter de la sensibilité au bicarburant. Le bicarburant pour le chauffage implique l'utilisation d'une pompe à chaleur air-air électrique pour chauffer et refroidir au-dessus d'une certaine température et d'un gaz naturel pour chauffer en dessous de cette température. Cette méthode de chauffage offre la possibilité de réduire les émissions en réduisant l'utilisation du gaz naturel tout en évitant d'augmenter la demande d'électricité en période de pic hivernal causée par le chauffage électrique par résistance. En décembre 2022, des données ont été fournies montrant les impacts sur les coûts et les émissions des pompes à chaleur air-air conventionnelles à un point de basculement de -10 degrés Celsius qui ont montré un potentiel de réduction significative des coûts tout en soutenant la décarbonation.

Depuis lors, une analyse plus approfondie a été effectuée avec des pompes à chaleur pour climat froid avec une hypothèse de basculement à -20 degrés Celsius, et il a été constaté qu'il existe une certaine opportunité supplémentaire de réduire les émissions, mais à un coût plus élevé. Les données fournies dans le graphique montrent comment les coûts et les émissions se comparent dans le système actuel dans le scénario 4 et dans les deux sensibilités au bicarburant de -10 degrés Celsius et -20 degrés Celsius. Ces deux derniers à droite intègrent le coût des pompes à chaleur air-air qui n'étaient pas incluses dans les résultats initiaux de la troisième série. Encore une fois, bien qu'il y ait une opportunité supplémentaire de réduire les émissions en utilisant des pompes à chaleur pour climat froid, cela se fait à un coût plus élevé.

Il y a eu plusieurs suggestions lors de l'engagement de la troisième phase de considérer une analyse plus approfondie des pompes à chaleur

géothermiques. Cela comprenait la considération d'une adoption significative de cette technologie ainsi que du chauffage urbain. Un système de chauffage urbain fournit de la chaleur d'un emplacement central à un réseau de bâtiments connectés à travers un réseau de tuyaux isolés. Les avantages des pompes à chaleur géothermiques soulignés lors de la troisième phase incluent la réduction des émissions sans augmentation significative de la demande électrique. En utilisant des informations d'Efficiency Manitoba, une analyse de sensibilité a été effectuée pour déterminer si les pompes à chaleur géothermiques sont rentables par rapport à d'autres options de ressources et de mesures d'efficacité énergétique. Les résultats indiquent, en fonction de la performance et du coût, que les pompes à chaleur géothermiques typiques ne sont pas rentables en moyenne, mais dans certaines situations, elles peuvent être bénéfiques en pouvant être déployées plus rapidement que d'autres options. La performance et le coût peuvent varier considérablement, et des études supplémentaires seront nécessaires à l'avenir pour affiner les hypothèses. À l'heure actuelle, nous ne disposons pas encore de données suffisantes pour modéliser avec précision le chauffage géothermique urbain, cette analyse sera donc reportée à l'avenir.

Discutons maintenant du sujet du solaire. Bien que le solaire fournisse de l'énergie, il ne réduit pas la nécessité de construire d'autres ressources pour répondre à la demande de pointe en hiver, ce qui affecte son économie par rapport à d'autres options. Le graphique illustre comment le solaire produit de l'énergie pendant les heures d'ensoleillement. Cependant, les pics moyens de demande d'électricité journalière en janvier, se produisent en dehors de ces heures. Ils se produisent durant les sombres et froides matinées et soirées d'hiver. De tous les scénarios et sensibilités qui ont été analysés, aucun n'a identifié l'énergie solaire comme une option rentable à l'échelle urbaine ou distribuée, pour répondre aux besoins énergétiques. Même lorsqu'une sensibilité a examiné le prix du solaire à 20 % de moins que l'éolien, ainsi qu'à peine au-dessus du prix moyen annuel du marché de l'importation, il n'a pas été sélectionné. En comparaison, la génération éolienne est généralement plus uniforme tout au long de la journée et une proportion de sa production peut être utilisée pour répondre aux besoins électriques pendant les heures d'hiver où elle est le plus nécessaire.

Le solaire détenu par le client peut offrir des avantages aux propriétaires individuels, cependant, ce n'est pas l'option la plus économique pour l'ensemble du système. À l'avenir, la technologie de la batterie pourrait avoir un impact sur la valeur du solaire, et cela continuera à être un sujet d'étude. La dernière sensibilité que nous discuterons concerne l'efficacité énergétique. Le but des mesures d'efficacité énergétique est de réduire l'utilisation totale d'électricité ou de gaz naturel. Nous avons travaillé avec Efficiency Manitoba et un consultant pour modéliser les mesures potentielles d'efficacité énergétique. Le premier segment à gauche de ce graphique contient le potentiel de marché pour les économies dans le scénario 4, dans lequel les économies réalisées grâce aux pompes à chaleur et au solaire sont séparées.

Nous avons montré ici le potentiel maximisé qui reflète des niveaux d'incitation élevés pour atteindre ces économies.

Le deuxième segment contient une extrapolation du plan actuel d'Efficiency Manitoba, ainsi que des mesures supplémentaires d'efficacité énergétique qui se sont révélées économiques sur la base des niveaux d'incitation correspondant au potentiel maximisé, et cela est relatif aux options de ressources alternatives. Le troisième segment représente une sensibilité dans laquelle toutes les mesures d'efficacité énergétique ont été autorisées à être sélectionnées par le modèle, en fonction de leur rentabilité sans montant minimum prévu. Ici, nous voyons que le nombre total de mesures d'efficacité énergétique est inférieur au potentiel. Il est également à noter qu'aucun solaire supplémentaire n'a été sélectionné et que les pompes à chaleur géothermiques n'ont été sélectionnées que tôt dans l'horizon temporel avant que d'autres ressources moins coûteuses ne puissent être construites.

Nous présenterons des informations supplémentaires sur le coût relatif des options de ressources dans la prochaine diapositive pour expliquer ce résultat. Nous continuons de collaborer avec Efficiency Manitoba pour mieux comprendre la valeur potentielle des mesures d'efficacité énergétique. La dernière diapositive de cette section de modélisation et d'analyse est générale afin d'illustrer la différence de coût relative entre les options de ressources et comment cela influe sur quelles ressources sont sélectionnées et lesquelles ne le sont pas. Les coûts indiqués sont une fourchette qui reflète les différences de temporalité, et dans le cas de l'efficacité énergétique, la fourchette de coûts pour des mesures spécifiques. Ils résultent de la prise en compte de tous les coûts des ressources et de leur répartition sur toute l'énergie qui est générée ou toute la capacité qui est fournie pendant la durée de vie de la ressource. Les deux graphiques reflètent deux mesures distinctes et indépendantes qui permettent la comparaison des coûts sur une base unitaire en dollars par mégawattheure ou en dollars par kilowattheure par an.

En examinant le graphique de l'énergie à gauche, nous voyons que l'énergie éolienne et l'énergie solaire à une échelle urbaine sont des ressources énergétiques peu coûteuses qui sont comparables aux mesures d'efficacité énergétique peu coûteuses. Il a été mentionné précédemment que le biocarburant pourrait apporter beaucoup de valeur en tant que stratégie de décarbonation, donc bien que les pompes à chaleur à air semblent coûteuses pour fournir de l'énergie, elles constituent un moyen relativement moins cher de décarboner lorsqu'elles sont associées au gaz naturel plutôt que d'utiliser uniquement du chauffage électrique à résistance. En regardant le graphique de capacité à droite, nous voyons la réponse à la demande ainsi que les améliorations des installations hydroélectriques existantes et les turbines à combustion alimentées au gaz naturel comme des options de capacité peu coûteuses. Nous voyons également que certaines mesures d'efficacité énergétique ont un coût de capacité légèrement plus élevé.

Les graphiques montrent que les pompes à chaleur géothermiques sont une option relativement coûteuse par rapport aux autres. Il convient de noter que seulement une certaine quantité d'informations pourrait être tirée de ces graphiques. Par exemple, le fait que l'énergie solaire ne fournit pas de capacité en hiver réduit sa valeur globale, et c'est pourquoi le solaire n'apparaît pas dans le graphique de capacité. Le graphique n'indique pas non plus la quantité totale de chaque ressource qui pourrait être développée. Par exemple, seule une certaine charge peut être déplacée ou réduite grâce à l'efficacité énergétique ou à la réponse à la demande, et donc ces ressources auraient moins de potentiel que, par exemple, une turbine à combustion d'hydrogène.

Pour résumer les observations des sensibilités présentées, le fait de ne pas permettre la génération de nouveau gaz naturel augmente considérablement les coûts et la dépendance à des technologies moins matures. La réponse à la demande est rentable pour retarder le besoin de nouvelles ressources de capacité. L'efficacité énergétique nécessite une analyse supplémentaire pour comprendre le rapport coût-efficacité de programmation spécifique. Les programmes de bicarburant ont le potentiel de réduire les émissions à un coût global inférieur à celui de l'électrification complète. Les pompes à chaleur géothermiques ont une gamme de performances et généralement un coût initial élevé. Une analyse plus approfondie doit être effectuée à l'avenir sur celles-ci. Enfin, il a été constaté que l'énergie solaire n'était pas aussi rentable que d'autres options de ressources dans une gamme de scénarios et de sensibilités.