

Lindsay Hunter:

Je m'appelle Lindsay Hunter, et je suis la chargée de projet pour le processus de développement de notre PRI.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, le PRI nous permet de redéfinir la façon dont nous interagissons avec nos clients et des parties intéressées, et de faire en sorte que vos commentaires et points de vue éclairent notre analyse et le rapport du PRI. Nous voulons également améliorer la visibilité de nos procédés d'analyse et notre interprétation de ce que la modélisation communique. Le fait d'avoir cette conversation avec vous maintenant, avant de finaliser notre modélisation et notre analyse, nous donne l'occasion d'obtenir des commentaires qui éclaireront les autres phases de notre modélisation. Comme nous n'en sommes encore qu'au milieu, les résultats que nous vous communiquons sont très provisoires à ce stade. Ils seront réexaminés une fois la modélisation finalisée. Comme plein de choses, notre processus de modélisation est itératif. Pour la suite du processus de modélisation, différentes simulations des résultats nous permettent de découvrir de nouveaux éléments qui n'étaient pas évidents au préalable.

La première étape dans la génération des résultats et des premiers résultats de notre modélisation consiste à développer les deux apports liés au scénario dans notre processus de modélisation du PRI : les projections de la demande en électricité et en gaz des clients.

En revenant au graphique présenté précédemment, nous pouvons voir le rythme de changement différent des principaux apports et dans tous les scénarios retenus dans l'analyse du PRI. Le scénario quatre revêt une importance particulière dans nos premiers résultats, étant donné les hypothèses relatives aux besoins en électricité et en gaz naturel de nos clients qui accélèrent la décarbonisation par rapport aux autres scénarios. Les scénarios ont été élaborés pour servir de relais aux dispositifs énergétiques potentiels. Sur la base des recherches et des commentaires recueillis lors de notre dernier cycle de mobilisations, nous associons des valeurs spécifiques à chacun des apports principaux dans chaque scénario. Nous les utilisons pour générer des projections de la demande en électricité et en gaz naturel qui constituent la base de notre modélisation du PRI. Les scénarios supposent que le type d'énergie utilisé par les clients peut changer, mais que leur façon de l'utiliser restera inchangée. Par exemple, les clients continueront à charger les VE, véhicules électriques, comme ils le font aujourd'hui, car rien n'est prévu pour déterminer quand ils le feront. Les scénarios de sensibilité nous permettent d'introduire des interventions et d'autres contraintes afin d'explorer leurs effets sur nos produits et les premiers résultats de la modélisation. Nous y reviendrons plus en détail plus tard dans la présentation.

Nous utilisons les principaux apports ainsi que d'autres données pour développer la projection de la demande dans chaque scénario. Le graphique de gauche montre les besoins en énergie électrique sur la période d'étude dans

chaque scénario, tandis que le graphique de droite montre la demande dans chaque scénario. Dans tous les scénarios, on prévoit que nos clients consommeront davantage d'électricité à l'avenir, car ils adopteront des véhicules électriques et commenceront à utiliser davantage d'électricité pour chauffer leurs maisons et leurs entreprises. Ce phénomène est plus prononcé dans le scénario quatre.

La demande augmente effectivement entre les scénarios un, deux et trois, mais le changement est conséquent dans le scénario quatre. Ce changement radical s'explique par le fait que le scénario quatre représente une décarbonisation accélérée et une voie vers zéro émission nette grâce à l'électrification. Comme vous pouvez le voir sur les graphiques, ces hypothèses dans le scénario quatre, en 2042, expliquent le fait que nos clients auront besoin de deux fois plus d'énergie qu'aujourd'hui, avec pour autre conséquence une demande pendant la période de pointe en 2042 qui est deux fois et demie supérieure à la demande actuelle. Cela a des répercussions importantes sur les besoins en capacité de notre système. L'un des éléments qui a un impact spécifique sur cette demande pendant la période de pointe est la conversion du chauffage des locaux au gaz naturel en chauffage électrique. Nous détaillons ce point sur la diapositive suivante.

Ce graphique montre l'impact sur la demande pendant la période de pointe dans chaque scénario sur une année civile. Aujourd'hui et à l'avenir, la plus grande quantité d'électricité est nécessaire en janvier et février. La charge actuelle pendant la période de pointe en hiver du Manitoba est représentée par la ligne inférieure bleu clair. Les quatre scénarios supposent que les clients passeront du gaz naturel au chauffage électrique à des taux différents, ce qui entraîne l'augmentation correspondante de la demande pendant la période de pointe en hiver. On peut le constater par les bosses qui se forment sur le côté droit du graphique entre octobre et avril. Les scénarios un, deux et trois présentent des différences relativement mineures dans le taux de changement selon les diverses hypothèses d'électrification, alors que le scénario quatre présente un changement notable. Je le répète, cela est illustré par l'intensification de la demande pendant la période de pointe en hiver, comme le montre la ligne supérieure.

En plus de l'électricité, nous considérons d'autres options pour répondre aux besoins futurs en gaz naturel de nos clients. Ces besoins pourraient changer, notamment si l'accent est mis sur la décarbonisation. Le gaz naturel est principalement utilisé pour le chauffage des locaux au Manitoba. Dans notre étude des scénarios dans lesquels les clients passent au chauffage électrique de leurs maisons et leurs entreprises, on observe une diminution correspondante de l'utilisation du gaz naturel. Dans tous les scénarios, les premiers résultats de notre modélisation prévoient que les Manitobains utiliseront encore le gaz naturel en 2042. Dans le scénario quatre, le gaz naturel en 2042 sera utilisé à des fins industrielles, par exemple, pour alimenter le procédé ou la charge

d'alimentation, une partie du gaz naturel sera encore utilisée pour le chauffage des locaux.

Pour résumer nos observations sur les résultats des projections de charge, tous les scénarios présentent une augmentation de la demande pendant la période de pointe si on s'en tient aux hypothèses relatives à l'électrification du chauffage des locaux. C'est le scénario quatre qui a le plus d'impact, car il tient compte des hypothèses relatives au rythme de changement le plus rapide. À partir du scénario quatre, nous pouvons voir que les hypothèses menant à une décarbonisation accélérée avec pour conséquence des augmentations notables de nos besoins en énergie et en capacité, tandis que l'utilisation du gaz naturel diminue.

Maintenant que nous avons nos projections de la demande, nous les associons à d'autres projections telles que les prix du marché de gros et les prix des combustibles, et nous les faisons passer dans le modèle d'optimisation des ressources. Le modèle est un modèle d'optimisation des coûts, ce qui signifie qu'il trouve le moyen le moins coûteux de répondre aux besoins futurs des clients en capacité et en énergie en tenant compte des hypothèses et des contraintes fournies. Nous utilisons les résultats du modèle pour trouver des points communs entre les premiers résultats afin d'identifier les décisions les moins regrettables et voir où les différences peuvent nécessiter une exploration plus poussée. Nous comparons des éléments comme les besoins en énergie, les besoins en capacité, les coûts relatifs et les émissions de GES, gaz à effet de serre.

Vous voyez affichés ici les graphiques des résultats de modèles pour la nouvelle combinaison d'approvisionnement de chaque scénario qui représente les coûts nets du système les plus bas à la fin de la période d'étude de 20 ans. Nous devons tenir compte de l'énergie et de la capacité lors de la planification du système. Les ressources de capacité pour répondre à la demande personnalisée sont affichées à droite et l'énergie produite par ces mêmes ressources à gauche.

Il y a beaucoup d'informations que nous pouvons comprendre à partir de ces deux graphiques, mais il y a deux principaux points. Tout d'abord, les besoins énergétiques en 2042 dans chaque scénario, indiqués sur le graphique de gauche, sont toujours principalement couverts par l'hydroélectricité. L'hydroélectricité existante est complétée par l'éolien et les importations. Les plus grandes différences entre les résultats des scénarios sont les quantités des nouvelles sources d'énergie. Deuxièmement, le scénario quatre présente un changement notable par rapport aux autres scénarios. Il est important de comprendre ce changement radical dans le scénario 4. L'augmentation de la charge pendant la période de pointe en hiver, selon les hypothèses d'électrification du chauffage des locaux, entraîne le besoin de ressources de capacité accrues dans le scénario quatre en 2042, comme le montre le graphique de droite. Dans les sorties de capacité dans le scénario quatre, on

observe une quantité importante de production thermique. C'est la partie jaune qui représente environ 50 % de l'ensemble des ressources de capacité.

Par contre, en examinant le graphique énergétique de gauche, nous pouvons voir que cette production thermique ne contribue qu'à environ 10 % de l'énergie moyenne totale utilisée toute l'année. Cela nous indique que pendant la majeure partie de l'année, l'énergie est fournie par de l'énergie propre par exemple, des ressources renouvelables variables comme l'énergie éolienne. On ne peut pas toujours compter sur ces ressources lorsque nous avons des besoins importants de capacité pendant la période de pointe en hiver, du coup, nous devons associer ces ressources renouvelables variables à une ressource distribuable.

Dans nos résultats, il s'agit de la production thermique alimentée par le gaz naturel, car c'est l'une des ressources les plus compétitives en termes de coûts pour fournir de la capacité. Nous voyons également, ou dans certains cas nous ne voyons pas, d'autres informations notables sur d'autres ressources. Par exemple, aucune nouvelle production hydroélectrique n'est sélectionnée. Ce qui est sélectionné dans chaque scénario est une mise à niveau d'une centrale hydroélectrique existante. C'est la fine ligne bleu foncé sur le graphique de capacité de droite. Bien qu'elle puisse sembler insignifiante par rapport à d'autres ressources, elle intervient dans chacun des scénarios et avant que d'autres ressources ne soient introduites, ce qui indique qu'il s'agit d'une ressource très rentable. Il n'y a pas non plus de production solaire sélectionnée. Enfin, l'efficacité énergétique, par la maîtrise de la demande en énergie ou MDE sur cette diapositive, est très similaire dans tous les scénarios.

Pour résumer certaines des observations dans les premiers résultats de la modélisation concernant la combinaison d'approvisionnement en énergie et en capacité, tout d'abord, notre production hydroélectrique existante constituera toujours une partie importante du système pour répondre aux besoins en énergie et en capacité. De plus, l'amélioration des centrales existantes peut être une option économique pour ajouter de la capacité. Une étude plus poussée permettra de comprendre le véritable potentiel de l'expansion de cette option de ressource. Ce qui est également évident, c'est qu'aucune nouvelle ressource hydroélectrique n'est incluse dans les premiers résultats. Ensuite, la production éolienne est une ressource rentable qui fournit une énergie importante. En raison de sa capacité limitée, d'autres ressources sont nécessaires pour ajouter de la capacité au système afin de répondre à la demande pendant la période de pointe en hiver, ce qui conduit à la production thermique.

La production thermique est une ressource de capacité économique qui peut produire de l'énergie en cas de besoin. Elle fournit également de l'énergie en période de sécheresse, lorsque d'autres ressources moins coûteuses ne fournissent pas suffisamment d'énergie. Les importations d'électricité d'autres régions du Manitoba peuvent également fournir de l'énergie en période de

sécheresse ou d'autres événements extrêmes comme une perturbation météorologique. Ces importations peuvent également constituer une source d'énergie à faible coût. Le modèle ne retient pas l'énergie solaire supplémentaire prévue dans le plan de la société Efficacité Manitoba. L'énergie solaire ne peut pas répondre à la demande pendant la période de pointe en hiver, car elle ne fournit pas la capacité nécessaire pendant les hivers manitobains, lorsque nous en avons le plus besoin. Enfin, les programmes d'efficacité énergétique supplémentaires permettent de répondre à certains besoins énergétiques futurs, mais une étude plus poussée est nécessaire pour comprendre son rôle potentiel. Nous savons que c'est un domaine prioritaire pour de nombreuses personnes, et nous y travaillons actuellement.

Avec l'augmentation des ressources thermiques dans les scénarios, nous pouvons nous attendre à une augmentation des émissions liées à la production d'hydroélectricité du Manitoba, même si la nouvelle production thermique se limite principalement à la demande pendant la période de pointe. En revanche, nous voulons aussi savoir si les premiers résultats confirment l'hypothèse d'une réduction des émissions de GES dans l'ensemble de la province, notamment dans d'autres secteurs comme le transport et le chauffage des locaux ? Pour répondre à cette question, nous devons d'abord comprendre les sources d'émissions de GES au Manitoba. En général, elles sont séparées en quatre catégories, dont trois qui sont directement touchées par les choix énergétiques de nos clients. Ces trois catégories sont : la combustion stationnaire, illustrée en violet, qui représente un peu moins de 19 % de toutes les émissions provinciales et comprend l'énergie utilisée pour le chauffage des locaux ainsi que les procédés industriels.

Le transport, illustré en bleu clair, représente environ 40 % de toutes les émissions provinciales. Le passage des moteurs à combustion interne aux véhicules électriques aura une incidence directe sur les besoins en électricité et les émissions futures. Enfin, la production d'électricité, illustrée en rose, tout en haut de la colonne, représente environ 0,1 % de toutes les émissions provinciales. Les différences entre les sources de carburant utilisées pour la production d'électricité pourraient avoir une incidence sur les émissions futures. L'autre catégorie, représentée en gris, est celle des émissions qui ne dépendent pas de l'énergie. Il s'agit généralement d'émissions de GES provenant de l'agriculture. Comme elles ne sont pas touchées par les différents choix énergétiques, elles ne sont pas abordées plus en détail.

Le graphique de gauche montre l'impact sur les émissions au Manitoba des premiers résultats de la modélisation des trois catégories d'émissions de GES qui dépendent de l'énergie. Comme vous pouvez le constater, les émissions de GES diminuent au fil du temps dans chaque scénario, le scénario quatre représentant les plus grands changements dans l'utilisation de l'énergie pour réduire les émissions. Bien que tous les scénarios utilisent le gaz naturel pour produire de l'électricité grâce à des ressources thermiques, les émissions

provinciales globales diminuent quand même. Cela est dû au fait que les émissions sont réduites dans d'autres catégories comme le transport et la combustion stationnaire, dont une partie importante est le chauffage des locaux. Bien que les ressources thermiques soient plus nombreuses, elles ne fonctionnent que rarement pour répondre à la demande d'électricité pendant la période de pointe. La plupart du temps, lorsque la demande est plus faible, l'électrification des transports et du chauffage des locaux est assurée par des sources d'énergies propres comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne.

Pour récapituler nos observations sur les émissions de GES dans les scénarios futurs, tout d'abord, les émissions provinciales totales liées à l'énergie diminuent dans tous les scénarios, même si la production des ressources inclut la production thermique alimentée par le gaz naturel. Deuxièmement, une augmentation mesurée des émissions liées à la production d'électricité ainsi que de nouvelles ressources d'énergie renouvelable peuvent permettre des diminutions conséquentes d'émissions liées au transport et au chauffage grâce à l'électrification.

Examinons maintenant un autre résultat du modèle, le coût net du système. Les coûts indiqués sont la valeur actuelle des coûts nets du système dans le cadre d'un service d'électricité et de gaz naturel sur la période d'étude du PRI de 20 ans. Les coûts nets du système comprennent les coûts d'investissement ainsi que les coûts d'entretien et d'exploitation, les coûts du gaz naturel, les coûts des infrastructures de transport et de distribution, les coûts des combustibles et, enfin, les coûts d'importation et les recettes d'exportation. Ces coûts sont générés à partir d'estimations de très haut niveau dans le but de comparer les résultats des modèles entre les scénarios afin d'orienter les choix d'élaboration de la feuille de route et les actions à court terme. Ils ne sont pas destinés à être interprétés pour soutenir des décisions liées au projet. Nous voyons sur ce graphique que les coûts associés à la satisfaction des besoins énergétiques dans les scénarios un, deux et trois sont similaires, alors que des investissements nettement plus importants sont nécessaires pour le scénario quatre. Ces chiffres donnent une idée de la marche à suivre, dans chaque scénario, jusqu'en 2042.

Comprendre comment nos différentes mesures interagissent entre les scénarios permet d'orienter les choix d'élaboration de notre feuille de route et des actions à court terme. Il suffit d'examiner les résultats des coûts et de les comparer à notre énergie en vert et à notre capacité en turquoise. Contrairement à ce qui s'est passé précédemment, l'énergie est présentée ici comme une combinaison des besoins en énergie électrique et en gaz. De même, les coûts n'incluent pas les impacts dus à l'inflation.

Nous présentons toutes les valeurs en 2042, exprimées en pourcentage de la valeur enregistrée en 2022. Cela donne une idée des besoins permanents au-delà de notre période d'étude. Nous pouvons tirer quelques informations essentielles de ces graphiques. Tout d'abord, comme nous l'avons vu

précédemment, les scénarios un, deux et trois ont tous des résultats très similaires, avec un changement progressif vers le scénario quatre. Nous pouvons également constater que les premiers résultats de la modélisation montrent que tous les scénarios nécessiteront un certain niveau d'investissement pour répondre à la demande future. Deuxièmement, ce changement radical permet également d'illustrer le fait que les coûts en jaune sont déterminés par les besoins en capacité ferme.

Cela s'explique par les augmentations plus proportionnelles entre la capacité et le coût dans tous les scénarios, par rapport aux augmentations de l'énergie. Nous avons également ajouté une mesure pour le coût unitaire de l'énergie, qui est la colonne en turquoise foncé. Ici, nous prenons l'énergie dans chaque scénario pour l'électricité et le gaz fournis et nous la divisons par le coût net du système. Bien que dans le scénario quatre, nous puissions nous attendre à vendre plus d'électricité, nous pouvons voir dans ce résultat que le coût pour distribuer cette électricité est plus élevé que dans les autres scénarios.

On peut aussi comprendre l'interaction des mesures en utilisant ce graphique qui montre comment les différents choix énergétiques des clients dans chaque scénario peuvent avoir un impact sur les coûts du système et les émissions de GES. Bien qu'il y ait une baisse constante des émissions de GES dans les quatre scénarios, le changement entre le scénario trois et le scénario quatre est important. La variation des émissions de GES est minime, mais le coût net du système augmente considérablement. Cela indique que des niveaux d'électrification plus élevés seront plus coûteux à soutenir et que d'autres moyens de réduire les émissions à moindre coût sont nécessaires. Nous y reviendrons sous peu. D'après les premiers résultats de notre modélisation, nous pouvons constater que des investissements financiers sont nécessaires dans tous les scénarios. Cependant, les différents niveaux d'électrification que nous avons étudiés dans les scénarios ont des impacts très différents sur les coûts nets globaux du système.

Ces coûts sont fondamentalement liés à ces niveaux croissants d'électrification qui augmentent directement notre demande pendant la période de pointe en hiver et un besoin correspondant de ressources de capacité. Jusqu'à présent, les résultats ont été concentrés sur la fin de notre période d'étude de 20 ans, en 2042. Il peut y avoir des observations importantes concernant le rythme du changement au fil du temps pour faciliter la compréhension des premiers résultats de la modélisation. Pour illustrer ce rythme de changement, nous avons représenté l'énergie fiable sur le côté gauche et la capacité sur le côté droit, tous deux sur la période d'étude. Les courbes de la zone bleue correspondent à ce qui doit être disponible dans les quatre scénarios, et la ligne rouge à ce qui est disponible dans notre système actuel. Lorsque la ligne rouge croise les courbes bleues, de nouvelles ressources sont nécessaires pour répondre à la charge requise.

Dans le scénario quatre, nous pouvons voir, dans le graphique de capacité, que de nouvelles ressources seraient nécessaires dans quelques années seulement. Cela pose un problème, car la planification, la construction et la mise en service d'un grand nombre des nouvelles ressources étudiées prendraient plus de temps. D'autres solutions devront peut-être être étudiées. Dans les scénarios un, deux et trois, le système existant continue de répondre à la plupart des besoins en énergie et en capacité. D'autres ressources commenceraient à être nécessaires dans ces scénarios au début des années 2030.

Pour résumer ce que nous venons de voir, le système existant continuera de répondre à la demande initiale dans les scénarios un, deux et trois. Répondre à la demande due aux niveaux élevés d'électrification dans le scénario quatre, notamment pour le chauffage, sera un défi particulier dans les 10 prochaines années en raison du temps nécessaire pour l'approbation et la construction ou l'achat de nouvelles ressources. Au-delà de 10 ans, tous les scénarios nécessiteront des investissements continus pour répondre à la demande, avec un besoin beaucoup plus important dans le scénario quatre.

Si vous avez des questions, n'hésitez pas à nous envoyer un courriel à IRP@hydro.mb.ca.