

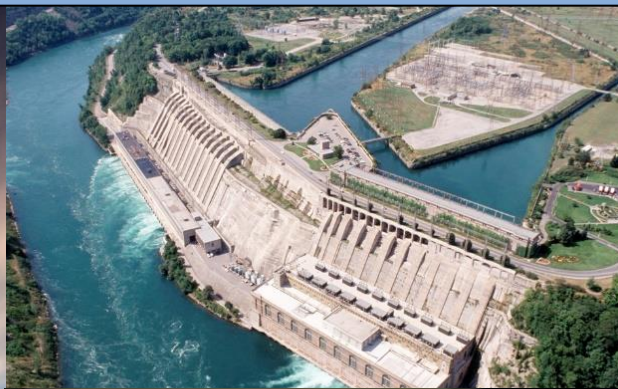


**WATERPOWER CANADA
HYDROÉLECTRICITÉ CANADA**

Importance de l'hydroélectricité pour la carboneutralité du réseau électrique

Lignes directrices à l'intention des décideurs

Préparé pour Hydroélectricité Canada | mai 2023



SOMMAIRE	3	
1. DÉFINITIONS	5	
2. INTRODUCTION	7	
3. L'HYDROÉLECTRICITÉ AU CANADA	10	
4. PRINCIPAUX SERVICES RÉSEAU	12	
4.1 RÉALITÉS DE L'EXPLOITATION D'UN RÉSEAU FIABLE ET RÉSILIENT : AUJOURD'HUI ET À L'AVENIR	12	
4.2 AUTRES SERVICES RÉSEAU ET MARCHÉS	15	
5. CONCLUSION	20	
6. RÉFÉRENCES	22	
ANNEXE 1	ÉTUDE DE CAS – DÉCARBONISATION DES PRAIRIES ET OPTIMISATION DE L'HYDROÉLECTRICITÉ DANS L'OUEST CANADIEN	23
ANNEXE 2	ÉTUDE DE CAS – LES AVANTAGES DU STOCKAGE SÉCURISÉ DE L'ÉNERGIE	27
ANNEXE 3	ÉTUDE DE CAS – L'HYDROÉLECTRICITÉ AU SERVICE DE LA TRANSFORMATION ÉNERGÉTIQUE AU QUÉBEC ET DANS LES TERRITOIRES VOISINS	30
ANNEXE 4	ÉTUDE DE CAS – LA BOUCLE DE L'ATLANTIQUE	33

SOMMAIRE

Les réseaux électriques interconnectés modernes figurent parmi les infrastructures les plus vastes et complexes jamais construites. Leur exploitation exige de maintenir un équilibre délicat entre les groupes de production synchrones et de garantir l'approvisionnement en électricité aux charges raccordées au réseau tout en préservant l'équilibre de la fréquence et de la puissance, en soutenant la tension sur les lignes de transport et de distribution et en préparant le réseau électrique à composer avec d'éventuelles contingences. La société moderne compte sur la capacité des répartiteurs à accéder aux outils et aux ressources nécessaires pour assurer la fiabilité, la résilience et le bon fonctionnement du réseau.

Au Canada, le réseau électrique peut être considéré comme un regroupement de systèmes régionaux harmonisés à l'échelle provinciale ou territoriale. Une large part de ses infrastructures ont été aménagées en fonction des consommateurs d'électricité ainsi que de la proximité et de la disponibilité des sources énergétiques. Alors que le Canada chemine rapidement vers la carboneutralité, certains réseaux de transport existants devront être étendus et modernisés afin d'accueillir une part croissante de ressources d'énergie renouvelable à production variable, réparties sur des zones géographiques de plus en plus vastes.

En outre, la consommation d'électricité se diversifie de plus en plus; on l'utilise notamment pour l'alimentation des véhicules, pour le chauffage et la climatisation des habitations et des entreprises, ainsi que pour la fabrication et la distribution des biens. Ces changements font surgir de nouveaux enjeux quant aux modalités de planification et d'exploitation des réseaux électriques.

Le secteur de l'hydroélectricité joue un rôle crucial non seulement parce qu'il fournit de l'énergie renouvelable propre à une grande partie de la population canadienne, mais également parce qu'il assure des services essentiels aux répartiteurs chargés de maintenir l'équilibre et la fiabilité des réseaux. Grâce aux barrages et aux réservoirs associés, l'hydroélectricité possède les qualités qui la distinguent en tant que mode de production : aptitude à produire rapidement de la puissance sur demande, disponibilité d'une réserve tournante importante et durable, capacité à emmagasiner de l'énergie, et production d'énergie sans émissions. Elle assure depuis longtemps un service essentiel au réseau et continuera à le faire de plus en plus. Sans compter que certains réservoirs hydroélectriques peuvent emmagasiner de l'énergie à très long terme, d'une saison à l'autre, et approvisionner des charges situées dans des régions affichant une grande variabilité de la demande d'électricité. Bien que les ressources raccordées par onduleur soient de plus en plus appelées à fournir des services complémentaires de cette nature, l'hydroélectricité a intrinsèquement la capacité de le faire plus facilement, à moindre coût, et sans nécessiter d'efforts de conception et de dimensionnement particuliers.

Le présent livre blanc vise à aider le lecteur à appréhender les besoins techniques du réseau électrique tant du point de vue du planificateur de réseau que de celui du répartiteur. Il met aussi en évidence le rôle indispensable joué par l'hydroélectricité pour répondre à ces besoins. On y explique certains concepts fondamentaux tels que la fréquence et l'inertie d'un réseau électrique, la modulation de la production pour satisfaire à la demande et la variabilité de la demande nette, la tension et la puissance réactive, les services de réseau complémentaires, ainsi que la capacité de remise en charge du réseau électrique en cas d'effondrement. La dernière section du document illustre ces concepts à l'aide d'études de cas au Canada.

Le développement des réseaux électriques au pays repose largement sur l'hydroélectricité, qui continuera de contribuer fortement à la décarbonisation de l'électricité. À certains égards, elle répond particulièrement bien aux besoins futurs et, comme en témoignent les études de cas présentées en annexe, pourrait même jouer un rôle majeur dans la transformation énergétique à l'échelle régionale, pourvu que l'on dispose d'infrastructures de transport régionales adaptées. Le Canada jouit d'importantes ressources hydroélectriques, bien que leur répartition soit inégale. Afin d'optimiser

collectivement l'utilisation de cette ressource renouvelable, fiable et flexible, les décideurs, les planificateurs de réseau et les répartiteurs ainsi que les acteurs de l'industrie de l'électricité devront s'unir pour promouvoir et entretenir les installations hydroélectriques et déployer d'autres ressources. Un facteur primordial à considérer pour garantir un service réseau continu en tirant parti de l'hydroélectricité est de rechercher l'acceptabilité sociale de son développement en consultant les collectivités autochtones et en concluant des partenariats potentiels avec celles-ci. Le présent document met en lumière les aspects à considérer pour maintenir l'efficacité des services essentiels apportés par l'hydroélectricité au réseau. Cela permettra au Canada de valoriser ses ressources et son expertise dans ce domaine en vue de naviguer dans une nouvelle ère de production et de consommation de l'électricité.

« ... l'hydroélectricité possède les qualités qui la distinguent en tant que mode de production : aptitude à produire rapidement de la puissance sur demande, grande inertie, capacité à emmagasiner de l'énergie, et production d'énergie sans émissions. »

1. DÉFINITIONS

Carboneutralité : Situation où les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont nulles ou compensées par des mesures telles que la plantation d'arbres ou par l'emploi de technologies de capture du carbone avant son rejet dans l'atmosphère.

Contingence : Défaillance ou indisponibilité d'un composant du réseau électrique, tel qu'une ligne de transport, ou d'un équipement, comme un groupe de production ou un transformateur.

Démarrage autonome : Processus de redémarrage d'une centrale électrique ou de remise en charge d'une partie d'un réseau électrique après une panne générale ou partielle, sans contribution du réseau de transport externe.

Énergie électrique : Énergie produite par une centrale (exprimée en millions de watts-heures, ou MWh) ou consommée (exprimée en milliers de watts-heures, ou kWh).

Fréquence : Taux auquel le courant électrique change de direction, exprimé en oscillations par seconde, ou hertz (Hz). En Amérique du Nord, les réseaux électriques fonctionnent à une fréquence cible de 60 Hz.

Gaz à effet de serre (GES) : Émissions produites lors de la combustion d'hydrocarbures, tels que le gaz naturel ou le pétrole. Le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane, l'oxyde nitreux et les gaz fluorés sont des GES qui contribuent aux changements climatiques.

Groupe de production : Machine électromécanique qui convertit l'énergie mécanique (produite habituellement par la vapeur, l'eau, le gaz brûlé, le vent) en énergie électrique.

Inertie : Tendance d'un corps en mouvement à poursuivre son mouvement. Dans le contexte des réseaux électriques, l'énergie est stockée dans des moteurs ou des générateurs tournants (ou groupes de production). Lorsqu'une panne d'alimentation électrique survient en raison d'une contingence et que la fréquence du réseau diminue, cette énergie stockée est restituée de manière temporaire. Cette réponse temporaire – qui est d'autant plus importante que la machine tournante est imposante (p. ex., groupes hydroélectriques ou compensateurs synchrones) – est cruciale pour soutenir le réseau en attendant que d'autres groupes puissent détecter la défaillance et y réagir.

Puissance électrique : Quantité d'énergie électrique produite par unité de temps (exprimée en watts [W] ou en millions de watts [MW]).

Réseau électrique : Ensemble de tous les éléments nécessaires à la production d'électricité, à son transport et à sa distribution aux consommateurs finaux. Cela comprend notamment les installations de production, les éléments des réseaux de transport et de distribution ainsi que les composants de poste électrique.

Ressource modulable : Ressource énergétique dont l'apport en combustible est connu, ce qui lui permet de produire de la puissance de manière relativement stable et sûre. Elle est également en mesure de régler sa puissance de sortie à des valeurs définies. L'hydroélectricité, l'énergie nucléaire, la production au gaz naturel ou au charbon sont des exemples de ressources modulables.

Ressource non modulable : Ressource énergétique dont l'apport en combustibles est variable, entraînant une production variable. Les énergies éolienne et solaire en sont des exemples.

Ressource raccordée par onduleur : Ressource énergétique variable (éolienne, solaire) utilisée pour produire de l'énergie électrique à l'aide d'un onduleur solide.

Services complémentaires : Services de maintien de la fiabilité d'un réseau électrique. Bien qu'ils comptent pour une part relativement faible des coûts liés au réseau, ces services sont indispensables. Parmi ces services figurent : les installations à démarrage autonome certifiées; le service de régulation; la réserve d'exploitation ; le service de délestage; le réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension; et la production indispensable à la fiabilité.

Stockage d'énergie : Captage de l'énergie produite à un instant donné pour une utilisation ultérieure afin de réduire les déséquilibres entre la demande d'énergie et la production d'énergie. Les batteries, les centrales à accumulation par pompage, l'air comprimé, l'hydrogène ou encore les volants d'inertie sont des exemples de technologies de stockage d'énergie.

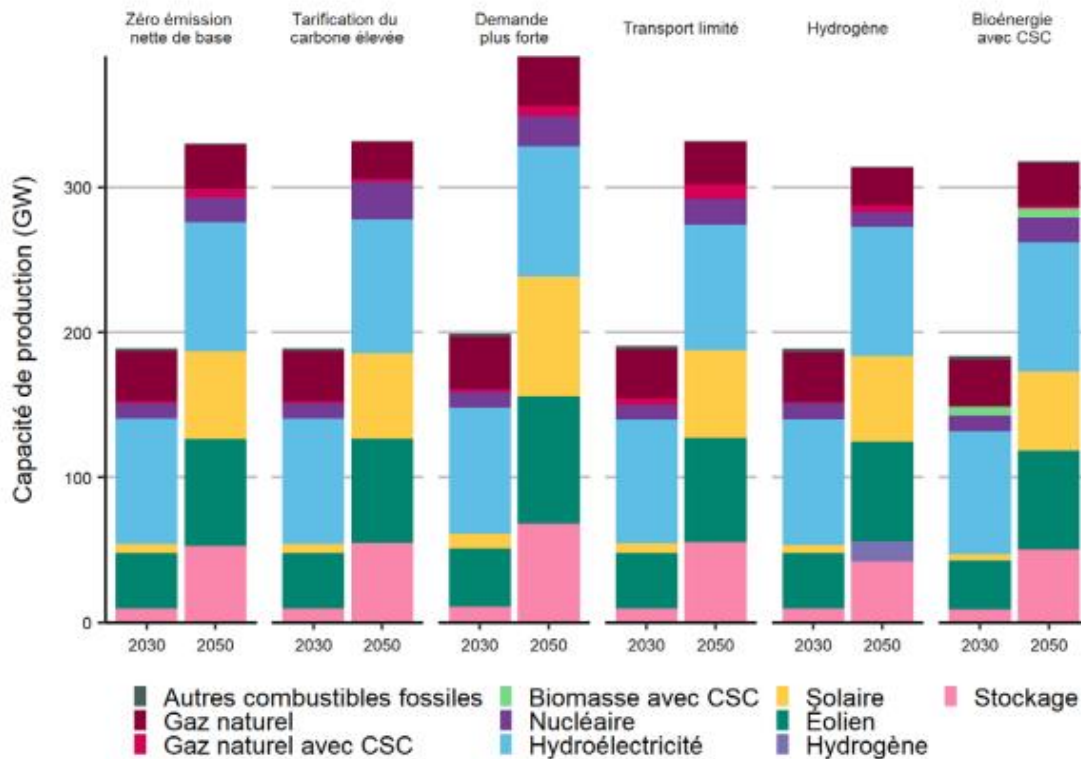
Stockage d'énergie à long terme : Emmagasinement d'énergie dans des réservoirs, des lacs ou des biefs amont où le temps écoulé entre la charge et la décharge peut se compter en semaines ou en saisons.

Tension : Dans un circuit électrique, pression qui provoque le transit d'énergie (exprimée en volts ou en milliers de volts, ou kV).

2. INTRODUCTION

Le réseau électrique du Canada est en pleine transformation, mue par l'évolution des technologies, des politiques environnementales et des besoins changeants des consommateurs d'électricité. Depuis ses débuts, le secteur de l'électricité se caractérise par son dynamisme, mais le rythme des changements s'accroît avec l'arrivée rapide de nouvelles formes d'énergie renouvelable à production variable (comme l'éolien et le solaire) sur les marchés énergétiques. La contribution de l'électricité à la décarbonisation de l'économie est appelée à augmenter fortement, à condition que le Canada atteigne ses cibles en matière de changements climatiques d'ici 2050. Afin de lutter contre les effets néfastes des émissions de carbone, le gouvernement fédéral a mis en place des politiques ambitieuses visant à décarboniser le secteur de l'électricité d'ici 2035, notamment en compensant certaines ressources à faibles émissions de GES par d'autres mesures. L'objectif est ainsi de remplacer ultimement le charbon et gaz naturel par des sources renouvelables et des combustibles propres pour produire de l'électricité. Parallèlement, l'électrification de secteurs tels que le transport, le chauffage et la climatisation, la fabrication de biens et la production de combustibles propres comme l'hydrogène contribuera à accélérer la demande d'électricité et à modifier la façon dont celle-ci est consommée au pays. Ces objectifs représentent un défi de taille pour l'industrie de l'électricité, la production d'électricité étant changeante et le réseau de plus en plus sollicité.

Le Canada est riche en sources d'énergie renouvelable (en particulier l'énergie hydraulique), dont il exploite le potentiel depuis longtemps pour produire de l'électricité. La transformation énergétique en cours représente une occasion pour le Canada de miser sur ses ressources d'énergie renouvelable existantes et de développer de nouvelles formes d'électricité propre et carboneutre. Au fil de cette transformation, des possibilités et des défis se présenteront aux planificateurs de réseau, aux répartiteurs et aux marchés dans tout le pays, dont l'objectif est de garantir à la population canadienne un accès à un réseau électrique fiable et économiquement viable.



Note : CSC : captage et stockage du carbone

Figure 1 – Prévisions de la capacité de production installée au Canada selon divers scénarios de production d'électricité carboneutre (2030 et 2050)

Source : Régie de l'énergie du Canadaⁱⁱ

Le présent document se concentre sur les services essentiels fournis par l'hydroélectricité au réseau électrique et sur leur importance pour assurer la fiabilité de celui-ci. Sur le plan de la production, la fiabilité du réseau repose sur deux principes fondamentaux. Tout d'abord, il est primordial de s'assurer que le réseau est capable d'équilibrer l'offre et la demande, afin de permettre une distribution adéquate de la production vers les centres de consommation en fonction des besoins. Ensuite, il est nécessaire de pouvoir rétablir rapidement le réseau après une situation de contingence majeure ayant une incidence sur l'offre ou la demande.

Un répartiteur (qu'il s'agisse d'une entreprise de services publics ou d'un répartiteur qui administre un marché de gros) doit pouvoir non seulement faire appel à un regroupement de producteurs pour répondre à la demande, mais il doit également coordonner un éventail de services (traditionnellement appelés « services complémentaires » et désignés « services réseau essentiels » aux présentes) dont le réseau de transport a besoin pour acheminer efficacement cette énergie.

Ces services sont qualifiés d'« essentiels » parce qu'ils font en sorte que les centres de consommation reçoivent une alimentation adéquate, sans interruption. Leur importance s'accroîtra à mesure que le réseau tendra vers la carboneutralité, car les consommateurs considèrent l'électricité comme une ressource énergétique « non négociable » et veulent pouvoir en disposer à tout moment, sur demande. Ces attentes ne feront que croître à mesure que progressera l'électrification de l'économie.

De nombreux services essentiels offerts par les centrales hydroélectriques étaient auparavant intégrés dans les équipements de production, de transport et de distribution du réseau électrique; ils faisaient partie intégrante de leur conception et de leur fonction. Cependant, dans bon nombre de réseaux électriques, les répartiteurs se procurent une grande part de ces services essentiels en dehors des marchés, ce qui rend leur évaluation difficile. Alors que l'évolution du réseau électrique se poursuit avec le déploiement de nouvelles sources de production et l'électrification de nouveaux secteurs, les décideurs et les planificateurs de réseau doivent déterminer la meilleure approche à suivre pour maintenir et gérer ces services essentiels de manière optimale.

« Le Canada est riche en sources d'énergie renouvelable (en particulier l'énergie hydraulique), dont il exploite le potentiel depuis longtemps pour produire de l'électricité. »

3. L'HYDROÉLECTRICITÉ AU CANADA

Au Canada, l'exploitation de l'énergie hydraulique pour produire de l'électricité remonte à la fin du 19^e siècle. Au tout début, les réseaux électriques qui s'étendent actuellement dans tout le pays n'existaient pas. Les producteurs fournissaient l'électricité à des réseaux locaux isolés. Depuis lors, l'hydroélectricité a évolué pour devenir la principale source d'énergie électrique au pays, représentant environ 60 % de toute l'électricité qui y est produite. Le Canada s'est également imposé dans le monde entier comme une référence en matière de développement, d'ingénierie et d'exploitation d'aménagements hydroélectriques. Ces derniers ont fourni et continuent de procurer aux Canadiens et Canadiennes une électricité fiable, que de nombreuses provinces canadiennes produisent et exportent. Malgré les abondantes ressources hydroélectriques dont dispose le Canada, leur exploitation est inégale, la Colombie-Britannique, le Manitoba, le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador produisant leur électricité presque exclusivement à l'aide de ces ressources. La figure 2ⁱⁱⁱ illustre la puissance hydroélectrique installée et la part de production hydroélectrique par province ou territoire au Canada.

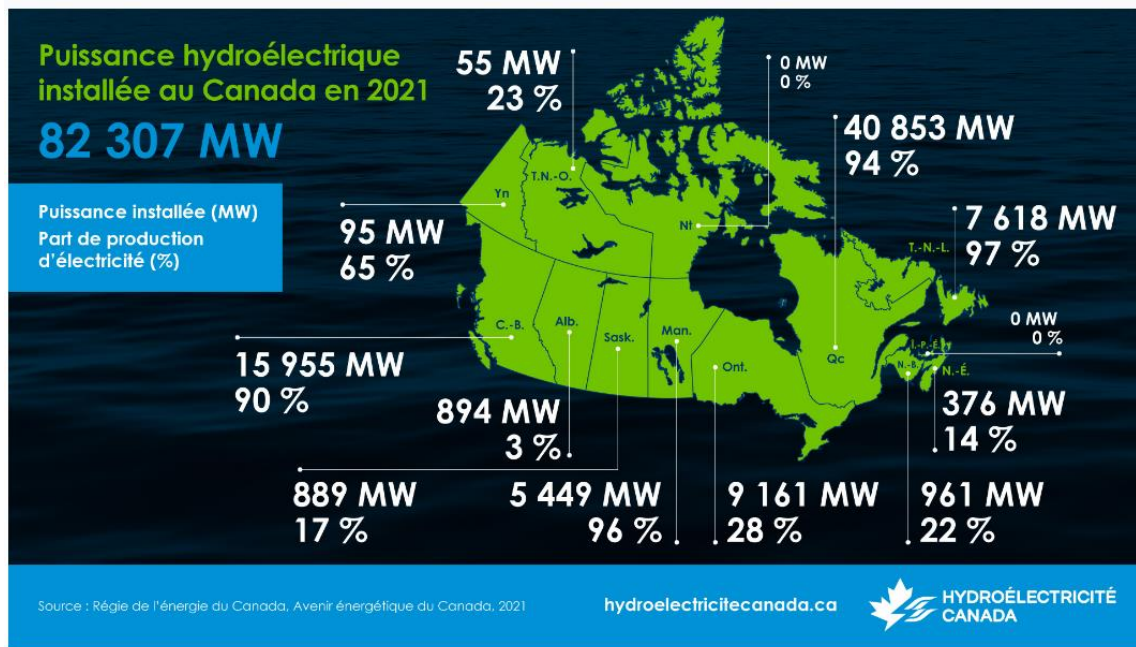


Figure 2 – Carte du Canada qui illustre la puissance hydroélectrique installée ainsi que la part de production hydroélectrique au Canada par province ou territoire

Source : Hydroélectricité Canada

Dans le pays, une grande partie de l'hydroélectricité est produite à partir d'eau qui s'accumule dans un réservoir, derrière un barrage. L'« énergie potentielle » de cette eau est convertie en énergie cinétique lorsqu'elle est libérée du réservoir dans une conduite forcée, où elle fait tourner une turbine, qui, à son tour, entraîne un alternateur pour produire de l'électricité. Une centrale « au fil de l'eau » est un autre type d'installation hydroélectrique; l'eau de la rivière est directement canalisée dans la conduite forcée, où l'électricité est produite de la même façon. Une centrale dite « à accumulation par pompage », ou « à réserve pompée », est un autre type d'installation hydroélectrique. L'eau est d'abord pompée vers un réservoir situé en hauteur pour y être emmagasinée temporairement; puis, lorsqu'on souhaite produire de l'électricité, on laisse l'eau s'écouler de manière semblable au processus utilisé dans une centrale hydroélectrique conventionnelle. Une centrale « hydrocinétique » est un type d'installation moins répandu : une turbine est placée dans le lit d'une rivière ou dans une zone de marées afin de capter et de

convertir l'énergie cinétique de l'eau. Le rôle premier des producteurs d'électricité est bien sûr de répondre à la demande des consommateurs pour garantir un approvisionnement continu en énergie. Cependant, les installations hydroélectriques assurent également des services réseau essentiels.

Ce document donne un aperçu des nombreux services rendus par l'hydroélectricité pour faciliter la tâche complexe qu'est le maintien de l'équilibre du réseau.



Une turbine de centrale hydroélectrique en réparation. Cette turbine est mue par un débit d'eau pouvant être rapidement modulé, ce qui la rend apte à fournir certains services réseau.

4. PRINCIPAUX SERVICES RÉSEAU

4.1 Réalités de l'exploitation d'un réseau fiable et résilient : Aujourd'hui et à l'avenir

Cette section décrit et explique les concepts suivants :

- la synchronisation et la fréquence;
- le soutien de la fréquence;
- la modulation de la puissance en situation de contingence et compte tenu de la variabilité de la demande nette;
- la tension et la puissance réactive;
- le démarrage autonome.

Synchronisation et fréquence

Le réseau électrique nord-américain fonctionne à une fréquence de 60 Hz (soit 60 cycles par seconde). Pour ce faire, chaque groupe de production raccordé au réseau électrique doit tourner à la même vitesse; on appelle ce concept la « synchronisation ». Toute déviation de la fréquence causée par une partie du réseau se répercutera sur l'ensemble de celui-ci. La tâche de maintenir la fréquence du réseau incombe principalement aux producteurs d'électricité, qui doivent modérer leur puissance de sortie pour aider l'ensemble du système électrique à accélérer ou à ralentir la production afin d'atteindre la fréquence cible de 60 Hz.

Soutien de la fréquence

Lorsque la production ne suffit pas à répondre à la demande, les groupes commencent à ralentir (c'est-à-dire que la fréquence diminue). Si le déséquilibre entre l'offre et la demande est faible, la production est modulée en quelques minutes pour rétablir la fréquence. Toutefois, en cas de contingence provoquant un déséquilibre soudain et important dans la production d'énergie, par exemple lors de la mise hors ligne d'un gros groupe de production, la fréquence peut chuter rapidement et mettre en danger le réseau. Dans de tels cas, l'énergie emmagasinée dans l'inertie des groupes de production assure un soutien essentiel jusqu'à ce que la puissance de sortie soit ajustée pour corriger le déséquilibre.

Lorsqu'un groupe de production se déclenche et que la fréquence tombe en dessous de 60 Hz, l'inertie du réseau déterminera l'ampleur de la chute initiale de fréquence. Pendant cette période, les groupes doivent également augmenter leur puissance de sortie pour rétablir la fréquence à 60 Hz. La plupart des groupes contribuent au rétablissement de la fréquence grâce à des « régulateurs de vitesse », des dispositifs mesurant la fréquence et régulant la vitesse et la production d'un groupe, généralement en modulant l'apport de la source d'énergie à la turbine. Bien que la plupart des groupes soient équipés de régulateurs, la puissance immédiatement disponible et son accessibilité varient d'un groupe à l'autre en fonction du type d'équipement et de sa source d'énergie ainsi que des réglages du régulateur.

La figure 3 illustre la fréquence de l'ensemble du réseau lors d'une perturbation type, telle que la perte soudaine d'un groupe important. Une baisse rapide de la fréquence (période d'arrêt) se produit alors, suivie d'un rétablissement partiel de la fréquence en raison de l'intervention rapide et automatique des groupes (période de reprise), puis d'un rétablissement complet de la fréquence grâce à la réponse des groupes aux nouvelles instructions de répartition données pour rééquilibrer le réseau et maintenir sa fréquence à 60 Hz.

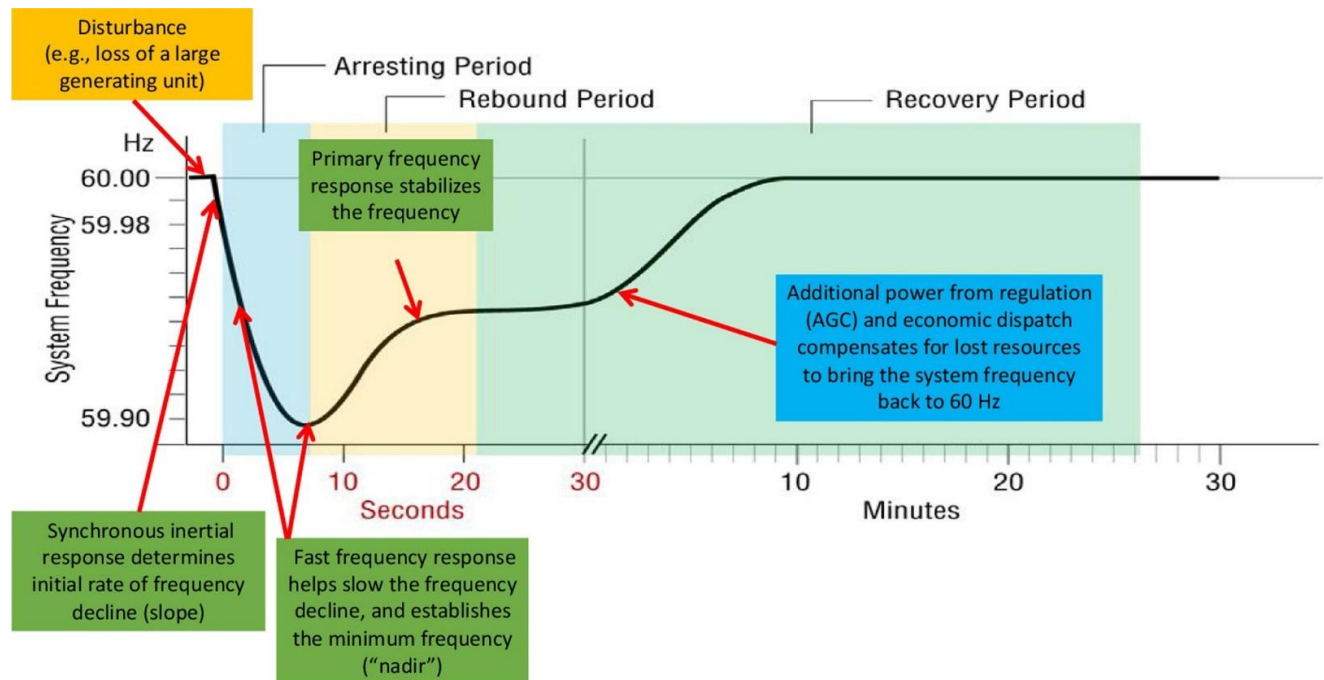


Figure 3 – Courbe de fréquence du réseau lors d'une perturbation importante

Source : The Electricity Journal^{iv}

L'inertie du système détermine la stabilité inhérente de la fréquence d'un réseau. Plus l'inertie, et donc la masse en rotation, est élevée, moins la fréquence est sujette à des déviations en cas de contingence. Les turbines et les groupes hydrauliques sont généralement beaucoup plus imposants et lourds que les composants d'autres technologies de production et peuvent donc grandement contribuer à stabiliser la fréquence du réseau.

Outre son inertie intrinsèque, l'hydroélectricité se distingue également par la qualité de sa réponse en fréquence. Comme nous l'avons mentionné dans la section précédente, la déviation de la fréquence (ou l'ampleur de la chute de fréquence) est principalement liée à l'inertie. Cependant, la réponse en fréquence (c'est-à-dire la capacité de rétablissement de la fréquence après un événement défavorable), en particulier la réponse immédiate du réseau, est garante de l'action du régulateur de vitesse. La majorité des gros groupes de production hydroélectrique sont équipés de régulateurs qui ajustent la vitesse et la fréquence en modulant le débit de l'eau turbinée. Or, tous les régulateurs n'offrent pas la même réponse aux déviations de fréquence. Une réponse en fréquence de grande qualité se caractérise par sa suffisance (c.-à-d., sa capacité à apporter d'importants changements de production), sa rapidité et sa constance. De nombreuses ressources sont contraintes de faire des compromis entre ces trois qualités. Or, pour les ressources hydroélectriques, c'est tout le contraire, en particulier là où l'eau peut être facilement stockée dans des réservoirs, comme c'est le cas, le plus souvent, dans les grands complexes hydroélectriques.

« Les turbines et les groupes hydrauliques tendent à être beaucoup plus imposants et lourds que les composants d'autres

technologies de production et peuvent donc grandement contribuer à stabiliser la fréquence du réseau. »

Modulation de la puissance en situation de contingence et compte tenu de la variabilité de la demande nette

Il est essentiel de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, afin de garantir la fiabilité des réseaux électriques. Cependant, des perturbations dans l'offre ou la demande peuvent rompre cet équilibre. Comme nous l'avons expliqué précédemment, en cas de contingence impliquant la perte d'un groupe de production ou d'un réseau de transport d'énergie, une réponse rapide est nécessaire pour rétablir l'équilibre. C'est là qu'intervient la « réserve pour contingence », où des groupes de production sont sélectionnés pour intervenir rapidement, et ce, sur des périodes prolongées, à la demande des répartiteurs. Les producteurs d'hydroélectricité sont particulièrement bien placés pour accomplir cette tâche, puisqu'ils peuvent augmenter leur production très rapidement et la maintenir sur une longue durée grâce à leurs réservoirs de stockage.

De plus en plus, on parle de « variabilité de la demande nette » plutôt que de « variabilité de la charge », car les exploitants de réseau perçoivent les effets des fluctuations de l'énergie solaire et éolienne comme des charges variables.

En plus de moduler la puissance pour répondre aux contingences, il est nécessaire de maintenir l'équilibre du réseau compte tenu des variations quotidiennes de la demande, en répartissant les ressources de manière à soutenir le profil de charge prévu. Certaines ressources renouvelables variables, comme l'éolien et le solaire, sont parfois considérées comme étant non modulables, car leur source énergétique peut varier considérablement lorsqu'il n'y a pas de vent ou que le soleil est obscurci. Bien que ces sources d'énergie contribuent à l'approvisionnement du réseau, leur fiabilité d'approvisionnement continu peut être incertaine. En revanche, l'hydroélectricité est une source d'énergie modulable sur laquelle on peut compter pour obtenir l'énergie en quantité voulue, sur demande, en raison de la constance et de la fiabilité de sa source énergétique. Les installations hydroélectriques dotées de grands réservoirs de stockage peuvent également participer à des processus de répartition à plus long terme qui visent à composer avec les fluctuations quotidiennes, hebdomadaires ou saisonnières de la demande.

Les ressources hydroélectriques sont réactives et adaptables. En d'autres termes, elles peuvent produire de l'énergie sur une vaste plage de fonctionnement en un laps de temps très court et de façon continue, sans usure excessive des composants. C'est pourquoi elles représentent une solution idéale pour composer avec la variabilité de la demande nette et des conditions du réseau qui nécessitent une modulation rapide de la puissance, par exemple après une contingence.

Historiquement, les profils de demande quotidiens dominaient les facteurs dynamiques auxquels étaient confrontés les répartiteurs au moment d'équilibrer l'offre et la demande. La demande suit un profil relativement prévisible, variant le plus souvent en fonction des jours de la semaine et des saisons (les profils d'hiver étant différents des profils d'été), ce qui simplifie la programmation et la répartition de la production.

Cependant, l'évolution future du réseau électrique pose de nouveaux enjeux pour le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande. Par exemple, l'implantation de centrales éoliennes et solaires continue de s'étendre au Canada en raison de la baisse des coûts d'approvisionnement de ces sources, de la demande croissante des consommateurs et des objectifs de carboneutralité du réseau électrique.

Afin de garantir la stabilité de l'équilibre entre l'offre et la demande et de la fréquence du réseau, on devra de plus en plus recourir aux ressources du côté de la production telles que les centrales hydroélectriques pour gérer le réseau électrique de façon à en assurer la fiabilité. Les producteurs d'hydroélectricité sont bien positionnés pour assurer l'approvisionnement et la flexibilité nécessaires pour moduler la puissance afin de satisfaire à la demande changeante et aux exigences d'intégration de la production éolienne et solaire.

« Les ressources hydroélectriques sont réactives et adaptables... »

Tension et puissance réactive

L'équilibrage de la puissance et le soutien de la fréquence ne sont pas les seules composantes contribuant à assurer la fiabilité d'un réseau. Le maintien de niveaux de tension acceptables et la livraison de puissance réactive constituent un autre aspect à prendre en considération dans l'exploitation en temps réel du réseau. La tension peut être comparée à la pression magnétique qui fait transiter la puissance (MW) utile sur le réseau. Elle est soutenue et maintenue par la puissance réactive. Plus les transits de puissance sur une ligne de transport ou de distribution sont importants, plus il faut de puissance réactive pour les soutenir. Les producteurs d'hydroélectricité de grande capacité sont en mesure, par nature, de fournir de la puissance réactive. Grâce à leur réserve de puissance réactive dynamique, ils démontrent une grande adaptabilité en cas de court-circuit, ce qui contribue au rétablissement du réseau après des perturbations susceptibles d'entraîner une baisse des tensions. En revanche, les sources d'énergie peu adaptables sont moins aptes à soutenir le rétablissement du réseau après des perturbations.

La puissance réactive dynamique joue aussi un rôle essentiel dans la stabilité de la tension des réseaux électriques. Avec l'évolution continue du bouquet de ressources et des profils de la demande, les transits d'énergie sur le réseau de transport peuvent varier considérablement d'un moment à l'autre, nécessitant l'activation de réserves réactives dynamiques. Les ressources raccordées par onduleur peuvent intégrer des commandes répondant aux besoins en puissance réactives dynamique, mais leur capacité reste limitée par la disponibilité de l'apport énergétique (vent, soleil). Cependant, l'utilisation de ressources de stockage d'énergie de grande capacité (telles que les solutions de stockage d'électricité sur batterie) qui sont raccordées par des onduleurs équipés des commandes appropriées pourrait également assurer un approvisionnement fiable en puissance réactive dynamique, même si cela nécessite des investissements supplémentaires.

Service de démarrage autonome

Comme cela a été illustré précédemment, la fiabilité et la stabilité du réseau sont garantes du bon fonctionnement des composants du réseau électrique, qui doivent respecter des tolérances très strictes. Un dépassement important de celles-ci pourrait mener à la déstabilisation du réseau, voire à son effondrement dans des circonstances extrêmes. Bien qu'un effondrement total d'une grande partie du réseau soit peu probable, la capacité des producteurs à soutenir le rétablissement du réseau après une panne, sans dépendre d'autres producteurs, constitue un service précieux pour le réseau, qu'on appelle communément « aptitude de démarrage autonome ». Chaque répartiteur en Amérique du Nord dispose d'un plan de démarrage autonome qui définit les stratégies et les procédures à suivre pour redémarrer un réseau en cas d'effondrement complet. Dans ce plan, les planificateurs de réseau doivent prévoir une quantité suffisante de ressources à démarrage autonome dans un territoire donné. Les producteurs d'hydroélectricité jouent un rôle extrêmement important dans la prestation de ces services. Dans bien

des cas, les groupes de production hydroélectrique remplissent toutes les conditions requises pour constituer une ressource à démarrage autonome : leur source d'énergie (l'eau) est déjà présente; les centrales n'exigent que peu d'énergie pour leurs propres besoins et leur redémarrage est rapide et simple; et elles peuvent fonctionner efficacement et résistent à d'importantes variations de fréquence (typiques des premiers stades de la remise en charge du réseau), lorsque la fréquence est instable.

La nécessité de disposer d'une aptitude de démarrage autonome s'est manifestée de manière marquée lors de la panne générale qui a frappé le réseau du nord-est de l'Amérique du Nord le 14 août 2003. Plus de 50 millions de personnes en Ontario et dans le nord-est des États-Unis ont alors connu la pire panne de l'histoire du continent. Une enquête approfondie sur cet événement a révélé que les lacunes dans les activités et les procédures d'exploitation de l'État de l'Ohio en étaient la cause. Des oscillations de puissance de 2 000 à 4 000 MW sont survenues sur les interconnexions entre le réseau de l'Ontario et les réseaux du Michigan et de l'État de New York, entraînant l'effondrement du réseau du nord-est des États-Unis et de certaines parties de celui de l'Ontario, avec l'interruption du transit de 61 800 MW. La presque totalité du service d'électricité à l'est de Wawa, en Ontario, s'est interrompue, mais certaines communautés dans les régions du Niagara et de Cornwall, bénéficiant d'un service raccordé à des centrales hydroélectriques voisines, ont échappé à la panne. Les efforts de rétablissement se sont poursuivis pendant près de neuf jours, jusqu'à la fin de l'état d'urgence déclarée le 22 août. À la suite de cette panne généralisée, un groupe de travail conjoint Canada-États-Unis a formulé 46 recommandations, dont l'une préconisait que les répartiteurs revoient leurs plans et procédures de démarrage autonome et de remise en charge du réseau^v.

« Les producteurs d'hydroélectricité jouent un rôle extrêmement important dans la prestation des services de démarrage autonome. »

4.2 Autres services réseau et marchés

Les ressources hydroélectriques étaient le plus souvent aménagées et exploitées au sein de systèmes électriques en développement bien avant d'être totalement interconnectées. Les répartiteurs comptaient alors largement sur les services essentiels fournis par ces ressources pour soutenir l'exploitation des réseaux, préserver l'intégrité du réseau de transport ou encore comme condition de fonctionnement de l'interconnexion entre les différents réseaux de transport. Bien que divers types de production puissent fournir de nombreux produits auxiliaires et services réseau, l'efficacité des ressources hydroélectriques, compte tenu de leur capacité d'intervention rapide et prolongée, de leur grande inertie et rapidité de réponse en fréquence, ainsi que de leur résilience aux conditions météorologiques et climatiques, en fait des fournisseurs privilégiés par les répartiteurs dans tout territoire.

Les producteurs d'hydroélectricité offrent depuis toujours des services de réponse inertielle et de réponse en fréquence grâce à l'action du régulateur de vitesse (également appelée « réponse en fréquence primaire »), sans pour autant recevoir de compensation financière. Cependant, à mesure que s'accélère la transformation énergétique et que disparaissent les sources de production thermique classiques, qui étaient nombreuses à offrir ces services, il devient crucial d'assurer la disponibilité de ceux-ci.

Réserves d'exploitation

La réserve pour contingence, qui comprend la capacité de production mise en réserve par les répartiteurs, est un type de réserve d'exploitation. Dans un environnement de marché, la fourniture de réserves d'exploitation constitue généralement un service rémunéré. Les réserves pour contingence doivent être mises à disposition dans un très court délai pour compenser la perte d'une source majeure d'approvisionnement (comme lors du déclenchement d'un important groupe de production) ou d'autres perturbations du réseau. Elles se déclinent généralement en deux catégories : les réserves tournantes – portions de la production de groupes déjà en ligne (en rotation) maintenues en réserve – et les réserves arrêtées ou supplémentaires – portions de la production de groupes hors ligne pouvant se synchroniser rapidement pour fournir de l'énergie.

Un autre type de services complémentaires est la « réserve réglante », qui est asservie au réglage automatique de la production (AGC). Elle fonctionne un peu comme le régulateur de vitesse d'un véhicule à moteur : des signaux sont envoyés automatiquement par une commande centrale à tous les producteurs offrant une réserve réglante, leur demandant d'augmenter ou de diminuer leur production en fonction des besoins du réseau. La réserve réglante constitue une première ligne d'action pour la répartition des actifs; on s'en sert pour apporter de légers ajustements initiaux en cas de changements dans la variabilité de la demande nette. Elle participe à l'effort visant à s'assurer que l'offre répond exactement à la demande dans le but de maintenir la fréquence à 60 Hz. Lorsqu'un propriétaire d'installation de

Rôle des services complémentaires : Services publics intégrés et marchés de l'électricité déréglementés

Dans le passé, l'électricité était acheminée des producteurs aux consommateurs finaux par des entreprises de services publics intégrées verticalement. Ces entreprises (sociétés d'État ou entités privées hautement réglementées) planifiaient les réseaux électriques et les exploitaient en en gérant tous les aspects : production, transport, et distribution aux consommateurs finaux (résidentiels et industriels). Selon ce modèle, les planificateurs et les répartiteurs construisaient et utilisaient les ressources, telles que les centrales et les équipements de transport, en fonction des besoins techniques du réseau.

Les groupes de production ayant un taux de rampe élevé (c.-à-d. dotés d'une grande capacité de satisfaire à la demande) étaient utilisés pendant les périodes de forte hausse de la consommation d'électricité, comme le matin, et de forte baisse, comme en fin de soirée. Les groupes ayant un taux de rampe faible (c.-à-d. dotés d'une faible capacité de satisfaire à la demande) servaient à assurer un approvisionnement en énergie de base (pour répondre à la demande durant le jour et le soir). Les ressources présentant une grande inertie et une réponse rapide en fréquence étaient maintenues en ligne, avec une capacité de réserve suffisante pour assurer une exploitation fiable au cas où surviendrait la plus grave des contingences.

Cependant, au cours des dernières décennies, des territoires ont connu une déréglementation, décomposant la structure des services publics intégrés en diverses composantes. Ainsi sont nés des sociétés de transport et de distribution distinctes (la plupart demeurant des monopoles réglementés) et le concept de centrales de gros, qui proposent leur énergie sur un marché de gros de l'électricité. L'objectif de ce marché concurrentiel était de mettre en ligne en premier les centrales produisant de l'électricité à moindre coût, grâce à la concurrence. Les marchés déréglementés ont alors priorisé la production de puissance, reléguant les services jugés essentiels à l'exploitation du réseau au rang de sous-produits de cette production. Il y avait alors une quantité suffisante de services dérivés offerts. Or, cette situation est en train de changer. Une vigilance accrue est désormais nécessaire pour s'assurer de disposer d'un niveau adéquat de services complémentaires afin de soutenir l'exploitation continue du réseau.

production est contractuellement tenu d'assurer le réglage automatique de la production, il est probable qu'une compensation lui soit versée pour sa réponse aux changements dans les points de consigne ainsi que pour la mise à disposition d'une puissance de réserve.

La réserve pour contingence et la réserve réglante forment ce qu'on appelle communément la « réserve d'exploitation ». Les ressources hydroélectriques sont très prisées en tant que fournisseurs de réserves d'exploitation en raison de leur capacité à fournir rapidement une puissance importante. Elles peuvent généralement augmenter ou diminuer le débit turbiné sur toute leur plage de fonctionnement en moins de 30 secondes. Contrairement aux autres ressources de production, les ressources hydroélectriques ne voient que peu de dégradation de leurs performances lors des augmentations ou des baisses du débit turbiné nécessaires pour fournir de l'énergie et des réserves d'exploitation. Cette qualité est de plus en plus recherchée du fait de la hausse de variabilité de la demande nette.

Dans les territoires où l'hydroélectricité est moins présente, les répartiteurs font généralement preuve de prudence lorsqu'ils font appel aux ressources hydroélectriques, car ils souhaitent préserver leur réserve réglante et leur réserve pour contingence en vue d'assurer des services de la plus haute qualité au réseau. Par exemple, en Alberta, où l'hydroélectricité ne représente que 5 % de la puissance installée totale, elle fournit pourtant une part disproportionnellement élevée de la réserve pour contingence. En plus de mettre à disposition des réseaux électriques de régions voisines pour répondre aux besoins de soutien de la capacité et aux exigences du marché de l'énergie et de favoriser le recours au stockage d'hydroélectricité pour des utilisations saisonnières ou à long terme, les planificateurs de réseau pourraient également envisager d'intégrer des dispositifs qui étendraient les services essentiels offerts par les installations hydroélectriques dans des régions où l'hydroélectricité est rare.

Réserve pour satisfaire à la demande

Au cours d'une journée, la demande énergétique peut parfois présenter une grande variation. Afin de gérer les ressources de production pour qu'elles répondent à ces changements fréquents dans les profils de charge, on a recours aux centrales hydroélectriques, dont la production présente l'avantage d'être rapidement et fiablement modulable pour atteindre les objectifs souhaités. Avec la hausse du nombre de sources d'énergie renouvelable variable, telles que l'éolien et le solaire, il devient nécessaire d'accroître le nombre de sources de production ferme que les producteurs d'hydroélectricité peuvent garantir. Ces dernières années, l'évolution de la variabilité de la demande nette a conduit certains planificateurs de réseau et répartiteurs en Amérique du Nord à envisager l'implantation de nouveaux types de services complémentaires (comme les réserves pour satisfaire à la demande). Les fournisseurs de ces types de réserves y incluront sans aucun doute des ressources hydroélectriques.

« ...l'efficacité des ressources hydroélectriques, compte tenu de leur capacité d'intervention rapide et prolongée, de leur grande inertie et rapidité de réponse en fréquence, ainsi que de leur résilience aux conditions météorologiques et climatiques, en fait des fournisseurs privilégiés par les répartiteurs dans tout territoire. »

Resource Type	Essential Reliability Services (Frequency, Voltage, Ramp Capability)					Fuel Assurance		Flexibility			Other		
	Frequency Response (Inertia & Primary)	Voltage Control	Ramp			Not Fuel Limited (> 72 hours at Eco. Max Output)	On-site Fuel Inventory	Cycle	Short Min. Run Time (< 2 hrs./ Multiple Starts Per Day)	Startup/ Notification Time < 30 Minutes	Black Start Capable	No Environmental Restrictions (That Would Limit Run Hours)	Equivalent Availability Factor
			Regulation	Contingency Reserve	Load Following								
Hydro	●	●	●	●	●	○	○	●	●	●	●	○	●
Natural Gas - Combustion Turbine	●	●	○	●	○	●	○	●	●	●	●	○	○
Oil - Steam	●	●	●	●	●	●	●	●	○	○	○	○	○
Coal - Steam	●	●	●	●	●	●	●	○	○	○	○	○	○
Natural Gas - Steam	●	●	●	●	●	●	○	●	○	○	●	○	○
Oil/ Diesel - Combustion Turbine	●	●	○	●	○	○	●	●	●	●	●	○	○
Nuclear	○	●	○	○	○	●	●	○	○	○	○	○	○
Battery/ Storage	○	○	●	●	○	○	○	●	●	●	○	○	○
Demand Response	○	○	○	○	○	○	○	●	●	○	○	○	○
Solar	○	○	○	○	○	○	○	●	●	●	○	○	○
Wind	○	○	○	○	○	○	○	●	●	●	○	○	○

Figure 4 – Divers types de production comparés selon leur aptitude à fournir des services réseau essentiels¹

Source : PJM Interconnection^{vi}

¹ Il convient de noter que les centrales hydroélectriques s'appuient en grande partie sur les réservoirs pour assurer leur source énergétique. Ces réservoirs offrent une capacité de stockage conforme au plan établi, qui peut équivaloir à plusieurs mois. L'eau qui en est relâchée s'écoule aussi vers les centrales en aval susceptibles de disposer de moins d'eau dans leur propre réservoir, mais dont l'approvisionnement en amont à partir de ces réservoirs est garanti. De façon similaire, la source énergétique des centrales à accumulation par pompage se trouve également sur place.

5. CONCLUSION

Le Canada est actuellement engagé dans une transformation énergétique visant la décarbonisation de son réseau électrique, qui approvisionnera tant les secteurs existants que des secteurs émergents. La production d'électricité à partir de ressources éoliennes et solaires devient de plus en plus économique, ouvrant ainsi de nouvelles voies vers la carboneutralité. Cependant, avec cette évolution se profilent de nouveaux enjeux pour l'exploitation du réseau. Il a toujours été essentiel de pouvoir gérer l'inertie du réseau, la réponse en fréquence ainsi que la capacité à satisfaire à la demande. Or, ces services évoluent en raison de l'intégration de ressources énergétiques renouvelables présentant une plus grande variabilité et de ressources intégrées ou décentralisées, ainsi que de l'augmentation constante de la demande et de la variabilité des profils de demande. Dans le contexte de cette transformation, de nombreuses sources d'électricité propre doivent être associées à une ressource de production rapide et flexible. L'hydroélectricité a admirablement bien rempli ce rôle par le passé et pourra parfaitement continuer de le remplir au cours des années à venir.

Dans le cadre de cette transition, les répartiteurs mettront à profit plus que jamais les services réseau essentiels offerts par ces ressources. L'aptitude du secteur hydroélectrique à aisément emmagasiner de grandes quantités d'énergie rapidement accessibles, et donc à satisfaire à la demande dans les années à venir, en fait l'une des sources d'énergie modulables les plus recherchées, de par sa qualité. Les lourds composants nécessaires pour gérer de forts débits d'eau font de l'hydroélectricité une source indispensable au maintien de la stabilité du réseau, notamment en ce qui concerne sa stabilité en fréquence. Les ressources hydroélectriques occupent aussi l'extrémité supérieure du spectre de la fiabilité et sont aptes à répondre aux divers besoins du réseau électrique, que ce soit pour satisfaire à des variations mineures de la demande d'énergie ou pour maintenir la tension, ou encore pour fournir des services de démarrage autonome contribuant au rétablissement de réseaux effondrés par suite d'un événement catastrophique à grande échelle.

Le Canada jouit d'une expertise éprouvée depuis longtemps dans la planification, l'aménagement et l'exploitation de ressources hydroélectriques. Bien que le pays soit globalement bien pourvu en ressources hydroélectriques existantes et potentielles, celles-ci sont réparties inégalement sur le territoire. Pour mettre en place un réseau décarbonisé fiable à l'échelle du Canada, il est également essentiel de tenir compte de l'infrastructure de soutien afin de tirer pleinement parti des occasions offertes par l'hydroélectricité. La prestation de certains services réseau assurés par les sources hydroélectriques aux régions déficitaires en hydroélectricité présente des défis et ne peut justifier à elle seule la construction de lignes de transport interrégionales. Toutefois, si l'on ajoute à cela la possibilité de livrer de la puissance et de l'énergie supplémentaires, la capacité de stockage à long terme ou saisonnier et l'aptitude à assurer la stabilité du réseau, l'accès à l'hydroélectricité et aux services réseau connexes représente un avantage bien plus important.

Compte tenu des besoins à court et à long terme en matière d'approvisionnement en électricité, il est primordial que les décideurs envisagent de mettre en place des incitatifs ou des politiques visant à accélérer le déploiement de l'hydroélectricité. Étant donné les avantages substantiels et particuliers apportés par celle-ci au réseau, il serait avantageux de modifier les règles du marché de façon à mieux reconnaître la valeur intrinsèque de cette forme d'électricité, ce qui en encouragerait davantage le développement. Il importe également de favoriser l'expansion des ressources de transport pour que le plus grand nombre possible de personnes puisse profiter des bienfaits de l'hydroélectricité. Il est tout aussi important de s'assurer que les partenaires commerciaux du Canada reconnaissent cette forme d'énergie comme une véritablement ressource renouvelable. Afin de concilier tous ces éléments, Power Advisory recommande vivement l'élaboration d'un plan directeur pancanadien définissant une stratégie commune en matière d'hydroélectricité. Ce plan serait conçu en collaboration avec les provinces, les territoires et le gouvernement fédéral et il serait accompagné d'un investissement visant à sensibiliser la

population à la contribution de l'hydroélectricité pour atteindre les objectifs de carboneutralité du Canada.

6. RÉFÉRENCES

CRÉDITS PHOTOGRAPHIQUES

Photo des centrales Sir Adam Beck n^{os} 1 et 2 – Ontario Power Generation (page couverture)

Photo de la salle de commande de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) – SIERE (page couverture)

Photo d'un pylône de ligne haute tension – Pexels (page couverture)

Photos d'éoliennes et de panneaux solaires – Pexels – Power Advisory LLC (page couverture)

Photo d'une turbine Francis – Voith Hydro inc. (page 11)

CITATIONS

ⁱ Environnement et Changement climatique Canada. *Une norme sur l'électricité propre en faveur d'un secteur de l'électricité carboneutre : Document de travail*, 8 mars 2022.

[<https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/lcpe/NormelectricitepropreDocumenttravail-fra.pdf>]

ⁱⁱ Régie de l'énergie du Canada. *Avenir énergétique du Canada en 2021*, p. 73. [<https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2021/avenir-energetique-canada-2021.pdf>]

ⁱⁱⁱ Hydroélectricité Canada. *Découvrir*. [<https://waterpowercanada.ca/fr/decouvrir/>]

^{iv} Michael Milligan. « Sources of grid reliability services ». *The Electricity Journal*, vol. 31, n^o 9, novembre 2018. [<https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.10.002>]

^v Natural Resources Canada et U.S. Department of Energy. *Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendations*, 2006. [<https://www.energy.gov/oe/articles/blackout-2003-blackout-final-implementation-report>]

^{vi} PJM Interconnection. *PJM's Evolving Resource Mix and System Reliability*, mars 2017. [<https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20170330-pjms-evolving-resource-mix-and-system-reliability.ashx>]

ANNEXE 1 : ÉTUDE DE CAS – DÉCARBONISATION DES PRAIRIES ET OPTIMISATION DE L'HYDROÉLECTRICITÉ DANS L'OUEST CANADIEN

Dans l'Ouest canadien, la composition du parc de production varie d'une province à l'autre en raison principalement des caractéristiques hydrologiques et géologiques du territoire. Les ressources hydroélectriques se trouvent principalement en Colombie-Britannique et au Manitoba, tandis que l'Alberta et la Saskatchewan dépendent davantage des combustibles fossiles, tels que le charbon et le gaz, pour produire leur électricité. Ces deux dernières provinces doivent maintenant s'atteler à la tâche de décarboniser leurs réseaux électriques afin de composer avec les changements climatiques et d'atteindre les cibles fixées tant au fédéral qu'au provincial².

Au cours des prochaines décennies, la décarbonisation des Prairies modifiera radicalement la palette énergétique de l'Ouest canadien. L'Alberta et la Saskatchewan transformeront leurs réseaux, passant d'une dépendance au charbon et au gaz à une prépondérance des filières éolienne et solaire comme sources d'approvisionnement, le gaz étant appelé à jouer davantage un rôle de soutien³. La Colombie-Britannique et le Manitoba, dont les réseaux sont desservis presque exclusivement par l'hydroélectricité, verront également une augmentation de la part d'énergie éolienne et solaire dans leur palette énergétique. Dans ces deux provinces, la production d'hydroélectricité et sa valeur en tant que fournisseur d'énergie et de services réseau essentiels sont bien établies et devraient perdurer.

² Le gouvernement fédéral a publié un document de travail intitulé [Une norme sur l'électricité propre en faveur d'un secteur de l'électricité carboneutre](#), qui définit ses objectifs pour un réseau électrique carboneutre à l'échelle nationale d'ici 2035. La Saskatchewan a aussi mis en place la [stratégie de résilience des Prairies face aux changements climatiques](#), qui fixe l'objectif de produire 50 % de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030. Parallèlement, l'Alberta Electric System Operator étudie des avenues menant à un [réseau à zéro émission nette](#).

³ Dans le contexte de normes d'émissions de plus en plus strictes, les futures centrales au gaz devront probablement se doter de technologies de capture du carbone. Toutefois, l'application à grande échelle de cette technologie est encore en développement et sa viabilité commerciale pour la production d'électricité à l'échelle d'un réseau demeure incertaine. Par contre, la production d'hydroélectricité et sa valeur en tant que fournisseur d'énergie et de services réseau essentiels sont déjà bien établies.

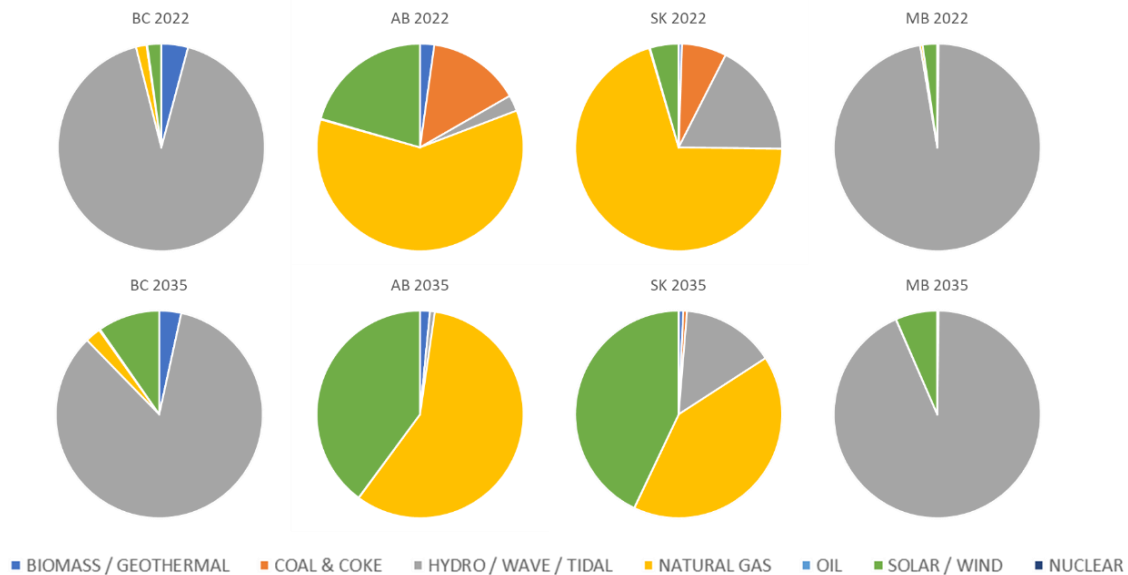


Figure 5 – Production totale d'électricité par source de production et par province de l'Ouest canadien, en 2022 et 2035 (prévisions selon le scénario d'évolution des politiques)

Source : Régie de l'énergie du Canada^{vii}

Cependant, en Alberta et en Saskatchewan, le déploiement des énergies éolienne et solaire s'accompagnera de nouveaux enjeux pour l'exploitation du réseau électrique, qui connaîtra une variabilité beaucoup plus importante de la demande nette, un ralentissement de sa réponse en fréquence, et une perte d'inertie, en raison du remplacement des combustibles fossiles par l'éolien et le solaire⁴. Cette transformation du réseau offre une occasion aux provinces de l'Ouest de s'entraider pour mettre sur pied un plan coordonné visant à répondre aux besoins futurs. La collaboration à l'expansion des actifs de transport pour les transactions de puissance et d'énergie ouvrira également la voie au déploiement et à l'utilisation des services réseau offerts par l'hydroélectricité.

Alors que l'Alberta et la Saskatchewan s'emploient à décarboniser leurs réseaux en intégrant un grand nombre de ressources énergétiques renouvelables variables, il devient désormais crucial d'optimiser le déploiement et l'utilisation des ressources hydroélectriques dans leurs territoires voisins à l'est et à l'ouest ainsi que de favoriser le flux d'électricité interprovincial. Du point de vue du réseau électrique, l'énergie se déplace aussi facilement d'une province à l'autre qu'entre les régions dans une même province. Tant que les composantes de l'infrastructure de transport du réseau interconnecté resteront en service, les réseaux de transport de chaque province pourront apporter un soutien mutuel en matière d'inertie, de maintien de la fréquence et d'équilibrage de l'approvisionnement, tout en contribuant à réduire les émissions de GES. Dans l'Ouest canadien, certaines infrastructures de transport interprovincial de l'électricité, plus précisément entre la Colombie-Britannique et l'Alberta⁵ ainsi qu'entre le Manitoba et la

⁴ L'Alberta Electric System Operator se penche actuellement sur la question du [ralentissement de la réponse en fréquence de son réseau](#), occasionné par une réduction de la stabilité en fréquence.

⁵ Rapport final de l'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) – Région de l'Ouest, financé par Ressources naturelles Canada (RNC), daté du 16 août 2018. [<https://www.aeso.ca/assets/Uploads/RECSI-Western-Final-GE-Report.pdf>]

Saskatchewan⁶, pourraient non seulement réduire les émissions de GES de façon économique, mais également procurer des bienfaits économiques.

Pour façonner cet avenir, les planificateurs de réseau et les décideurs doivent envisager dès maintenant le renforcement des ressources hydroélectriques et des infrastructures de transport dans tout l'Ouest canadien. Cette démarche permettra de décarboniser rapidement les réseaux, de maintenir de leur fiabilité d'exploitation et d'assurer une résilience des réseaux géographiquement séparés pour composer avec la variabilité des ressources renouvelables liée aux conditions météorologiques⁷.

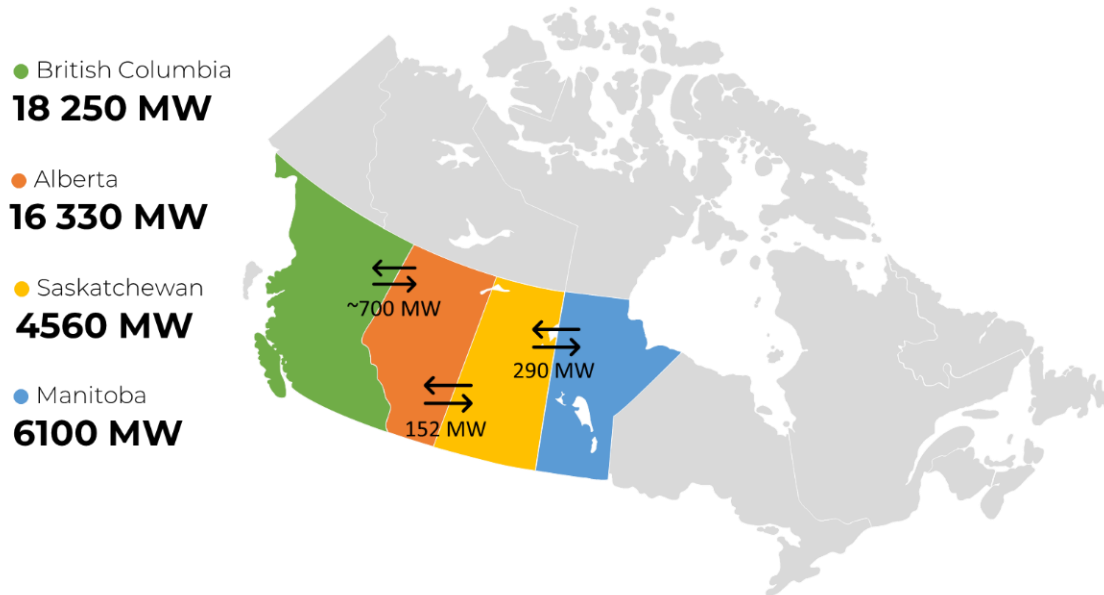


Figure 6 – Réseaux électriques dans l'Ouest canadien : capacités de production totale et de transfert interprovincial

L'hydroélectricité s'intègre parfaitement à la production renouvelable variable. En effet, par temps venteux et ensoleillé, les centrales hydroélectriques peuvent réduire le débit de l'eau turbinée ou stocker de l'eau dans leur réservoir, puis alimenter le réseau en périodes de faible production d'énergies éolienne et solaire. Grâce à cette synergie, les répartiteurs sont en mesure d'optimiser l'utilisation de ces deux ressources – les ressources hydroélectriques fournissent des services réseau essentiels de haute qualité, pendant que les ressources éolienne et solaire produisent de l'énergie à faible coût. Le renforcement des principes d'intégration de réseaux et l'amélioration des connexions pour le transport entre les provinces

⁶ L'étude de coordination régionale SaskPower-Manitoba Hydro (rapport final 2021), financée par RNCAN et portant sur l'horizon 2028-2049, a conclu qu'une capacité de transport interprovincial supplémentaire de 500 MW procurerait d'importants bienfaits environnementaux (réduction des émissions de GES d'environ 40 millions de tonnes) et économiques (économie de plus d'un milliard de dollars en valeur actualisée nette). [\[https://publications.gc.ca/collections/collection_2018/rncan-rncan/M134-49-2018-fra.pdf\]](https://publications.gc.ca/collections/collection_2018/rncan-rncan/M134-49-2018-fra.pdf)

⁷ La North American Renewable Integration Study (NARIS), une étude internationale menée par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) et financée par le département de l'Énergie américain et RNCAN, a estimé la valeur d'une expansion du transport interrégional de l'électricité à l'échelle du continent entre 60 à 180 milliards de dollars jusqu'en 2050, selon des scénarios à forte pénétration des énergies renouvelables. [\[https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79224.pdf\]](https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79224.pdf)

de l'Ouest favorisent la mise en place d'un réseau carboneutre dans l'ensemble de ces provinces, tout en assurant sa fiabilité et sa résilience.

ANNEXE 2 : ÉTUDE DE CAS – LES AVANTAGES DU STOCKAGE SÉCURISÉ DE L'ÉNERGIE

À l'instar des autres régions au pays, l'Ontario devrait connaître un accroissement de la demande d'électricité en même temps qu'une croissance anticipée de la production d'électricité carboneutre. Bien que la province ne se soit pas fixé d'objectifs de carboneutralité, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a demandé à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), à la fin de 2021, de présenter un rapport sur la voie à suivre pour décarboniser le réseau électrique de la province et sur la possibilité d'un moratoire concernant la construction d'autres centrales au gaz. D'ici 2035, l'Ontario pourrait disposer d'une capacité de production éolienne de 6 700 MW et de production solaire de 7 200 MW^{viii} et devoir composer avec des pointes de demande pouvant atteindre 27 800 MW^{ix}. Le stockage de l'énergie contribuera fortement à compenser l'incidence de ces ressources sur la variabilité de la demande nette. La province compte aussi construire de petits réacteurs modulaires pour accroître sa capacité de production d'énergie nucléaire de base et étudie la possibilité d'augmenter sa capacité hydroélectrique conventionnelle, permettant ainsi d'établir un équilibre entre ces deux formes d'énergie en fonction des cycles quotidiens de la demande, avec le concours du stockage d'énergie.

Grâce à l'intégration de différentes formes de stockage d'énergie, les répartiteurs sont mieux préparés à composer avec les enjeux liés à l'optimisation de la production d'énergie et à la diversité croissante des ressources énergétiques afin de répondre à la demande des consommateurs d'électricité à toute heure du jour. Les ressources hydroélectriques sont bien adaptées pour répondre à la demande en l'absence de vent ou de soleil.

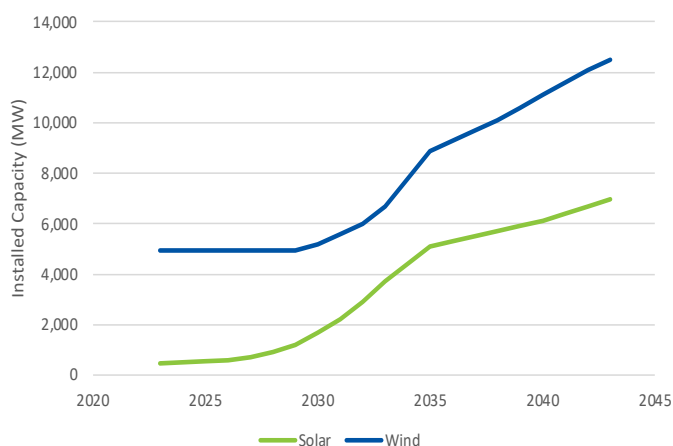


Figure 7 – Puissance éolienne et solaire installée anticipée en Ontario entre 2023 et 2043

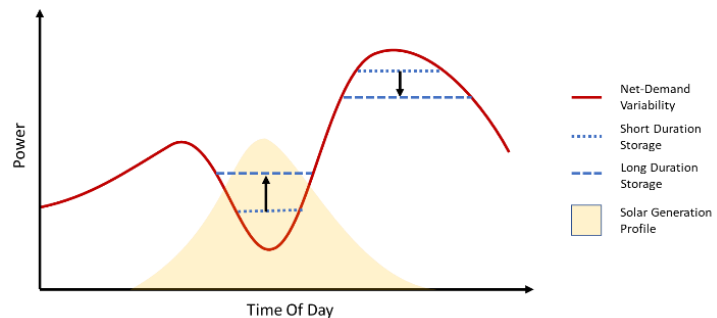
Source : Prévisions pour l'Ontario établies par Power Advisory, en avril 2023

Les ressources de stockage peuvent emmagasiner l'énergie en périodes de forte production d'énergie renouvelable (éolienne et solaire) pour la libérer lors des pics de demande d'électricité. Cette stratégie permet de « lisser » la production des ressources renouvelables et réduit la nécessité de construire des installations de production à fortes émissions pour répondre aux pointes de la demande. L'accumulation par pompage est l'une des nombreuses technologies de stockage d'énergie existantes (comme le stockage par batterie lithium-ion ou à air comprimé, etc.). Toutes les ressources de stockage jouent un rôle dans l'écrêtement des pointes de la demande, mais l'accumulation par pompage offre des avantages supplémentaires inestimables. Par exemple, en raison de sa capacité de

stockage d'énergie relativement importante, cette technologie est tout à fait en mesure d'assurer un approvisionnement en énergie de base sans émissions (à partir de centrales nucléaires, par exemple)

pour répondre à la demande de l'Ontario. Cet aspect est particulièrement important si l'on considère la grande capacité de production nucléaire de la province.

Longue durée et grande capacité. Chaque forme de stockage d'énergie affiche des limites quant à la quantité d'énergie qu'elle peut emmagasiner, en raison de ses délais de charge et de décharge. Or, l'accumulation par pompage se distingue par sa capacité à stocker de l'énergie pendant plusieurs heures, ce qui la rend particulièrement utile pour gérer la variabilité quotidienne de la production.



Cyclage à bas coût et à faible usure. Le cyclage (charge-décharge) des systèmes de stockage d'énergie sollicite les composants et tend à les dégrader, bien que le coût et l'impact qui y sont associés varient selon les différents systèmes utilisés. Quoique l'effet des cycles complets de charge-décharge sur le taux de dégradation des systèmes de stockage d'énergie par batterie ne soit pas encore bien établi, cette action cyclique peut entraîner une usure particulièrement importante des composants et faire obstacle à la prestation de certains services réseau essentiels assurés par ces systèmes, tels que la réserve réglante⁸. L'accumulation par pompage, par contre, présente un avantage distinct dans ce domaine. Elle occasionne moins de dommages aux composants par rapport à d'autres solutions de stockage et permet un cyclage répété et rapide avec une incidence moindre sur l'usure, réduisant ainsi la fréquence des révisions et des remplacements de composants.

L'accumulation par pompage offre d'autres avantages, notamment la facilité de production et d'acquisition des composants essentiels, dont beaucoup sont produits et distribués localement ou dans d'autres régions de l'Amérique du Nord. Ces composants sont moins sensibles aux perturbations de la chaîne d'approvisionnement et il est donc plus facile de se les procurer pour maintenir la fiabilité et la constance d'exploitation du réseau. L'expertise en conception, en exploitation et en maintenance de centrales à accumulation par pompage est issue du secteur de l'hydroélectricité conventionnelle au Canada, qui dispose d'un solide bassin de ressources établi depuis longtemps.

Un exemple concret de ce type d'installation est le projet d'accumulation par pompage à grande échelle de TC Energy, au Centre d'instruction de la 4^e Division du Canada, à Meaford, en Ontario. Il s'agit d'une centrale en boucle ouverte qui utilise le réservoir inférieur naturel de la baie Georgienne⁹ et un réservoir supérieur construit d'une superficie approximative de 375 acres et d'une profondeur de 20 mètres.

⁸ Les répartiteurs commencent à tester des approches plus sophistiquées pour répartir et utiliser l'énergie emmagasinée de manière à minimiser les coûts de cyclage.

⁹ Afin de préserver les habitats aquatiques sensibles se trouvant à proximité du rivage, on situera l'entrée et la sortie d'eau du réservoir inférieur en eaux profondes. De plus, les canaux de fuite seront construits en souterrain et sous le lit du lac pour relier la centrale aux points d'entrée et de sortie d'eau.

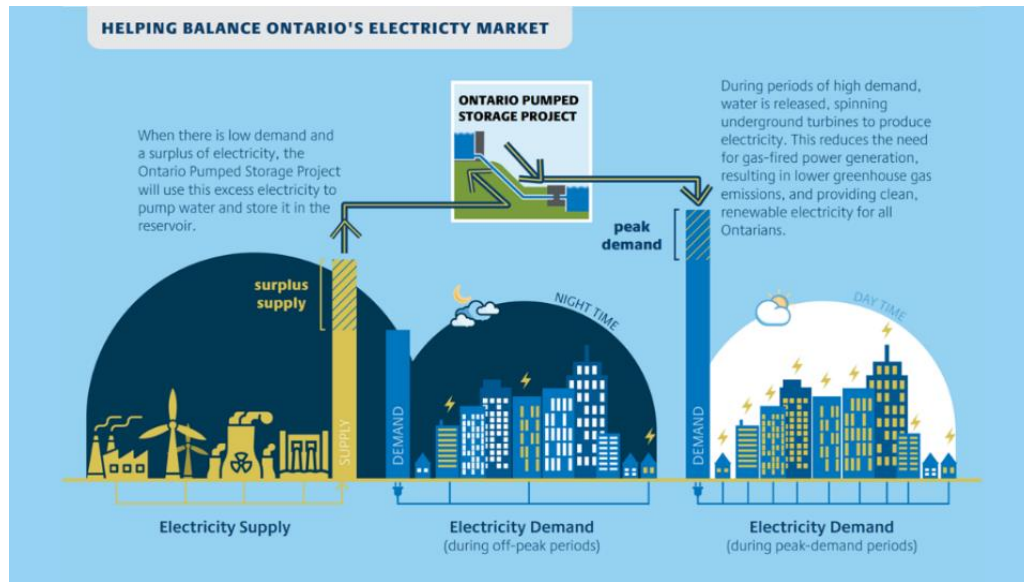


Figure 8 – Projet d'accumulation par pompage de TC Energy

Source : TC Energy

Avec une capacité de pompage de 1 000 MW et une puissance garantie de 1 000 MW pendant 8 heures, soit 8 000 MWh d'énergie emmagasinée, ce projet peut agir en synergie avec d'autres ressources renouvelables raccordées au réseau, permettant ainsi une réduction des émissions de GES allant jusqu'à 490 000 tonnes par année, soit l'équivalent de retirer 150 000 voitures à combustion interne de la circulation.

En captant l'énergie excédentaire qui serait autrement gaspillée et en la libérant au besoin pendant les heures de pointe, cette centrale améliorerait l'efficacité, la flexibilité, la fiabilité et la sécurité du système d'approvisionnement en électricité de l'Ontario. Elle fournirait également une alimentation de secours en cas de perturbations du réseau et favoriserait l'intégration d'autres sources de production d'électricité de la province. S'il est vrai que des perturbations prolongées pourraient également entraîner la surutilisation des ressources à accumulation par pompage, la puissance et l'énergie que celles-ci peuvent procurer à long terme aideront les réseaux à composer avec des périodes d'irrégularité prolongées. Dans l'ensemble, le projet Meaford représente une réduction des coûts d'électricité d'environ 23,1 milliards de dollars sur 40 ans pour les consommateurs de l'Ontario. Les coûts du projet étant évalués à environ 11 milliards de dollars, on verrait une économie nette de 12,1 milliards de dollars, soit plus de 250 millions de dollars par année pendant 40 ans⁶.

Les projets similaires s'appuient sur l'héritage du secteur canadien de l'hydroélectricité en intégrant des technologies et des approches innovantes susceptibles d'être exportées dans le monde entier. En tirant parti de l'expertise canadienne en matière de conception technique, de construction et d'exploitation de grands aménagements hydroélectriques, le projet Meaford ouvre la voie au transfert des connaissances vers d'autres projets d'accumulation par pompage à la pointe de la technologie et de grande envergure. Cette initiative pourrait déboucher sur des possibilités ailleurs dans le monde, faisant rayonner le grand savoir-faire canadien en matière d'hydroélectricité au profit des pays en émergence qui doivent relever les défis de la décarbonisation, et participer à la création d'emplois dans ces pays.

ANNEXE 3 : ÉTUDE DE CAS – L'HYDROÉLECTRICITÉ AU SERVICE DE LA TRANSFORMATION ÉNERGÉTIQUE AU QUÉBEC ET DANS LES TERRITOIRES VOISINS

Après des décennies consacrées à la mise en œuvre d'une vision à long terme en matière de développement et d'investissement dans les ressources hydroélectriques et dans l'infrastructure de transport connexe, le Québec se trouve en bonne position pour relever les défis de la transformation en matière d'électricité et d'énergie, tout en aidant ses voisins, à savoir l'Ontario, le Canada atlantique, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre, à faire de même. L'énergie emmagasinée au Québec équivaut à l'énergie stockée dans toutes les batteries que pourrait produire l'usine Gigafactory de Tesla (35-50 GWh/an) en 4 500 à 6 500 ans. En tant que planificateur de réseau, principal fournisseur d'hydroélectricité et seul répartiteur au Québec, Hydro-Québec est responsable de la planification, de la maintenance et de l'exploitation de son vaste parc d'actifs hydroélectriques. Comportant 63 centrales

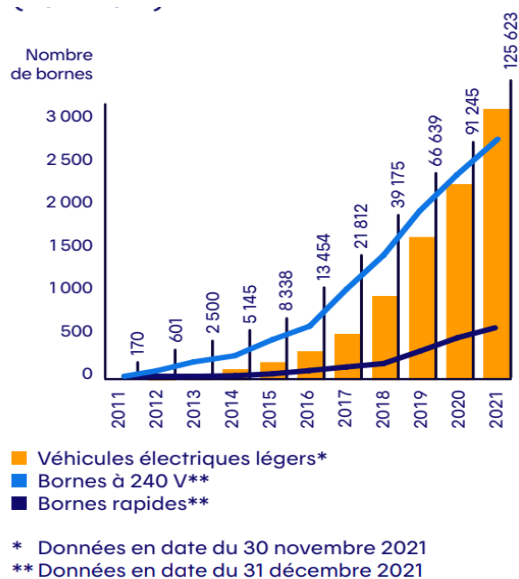


Figure 9 – Évolution du nombre de bornes de recharge pour véhicules électriques au Québec

Source : Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec^{xi}

hydroélectriques¹⁰ d'une puissance installée totale de près de 37 000 GW, les actifs de production d'Hydro-Québec comprennent également 29 grands réservoirs d'une capacité de stockage combinée de plus de 178 TWh, ainsi que 684 barrages et 92 ouvrages régulateurs.

À l'instar des autres régions canadiennes riches en hydroélectricité, le Québec contribue fortement à soutenir ses voisins, au Canada et aux États-Unis, en leur procurant de la puissance de même que de l'énergie¹¹. La demande pour les ressources hydroélectriques du Québec et les services réseau essentiels qu'elles fournissent est en pleine croissance. La réfection et la modernisation des ressources d'Hydro-Québec ainsi que la construction éventuelle d'autres installations hydroélectriques d'envergure profiteront non seulement au Québec, mais également à l'ensemble de la région.

Grâce à ses ressources hydroélectriques, le Québec est à même de relever les multiples défis

qu'implique une transformation énergétique, notamment l'intégration de sources de production

¹⁰ Ainsi que 25 centrales thermiques d'une puissance installée totale de 542 MW. [<https://www.hydroquebec.com/a-propos/plan-strategique.html>]

¹¹ Le soutien apporté par les provinces riches en hydroélectricité à des territoires voisins nécessite des infrastructures de transport d'électricité adéquates. Hydro-Québec exploite 15 interconnexions avec les marchés voisins du Québec : l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre. [<https://www.hydroquebec.com/fournisseur-energie-propre>]

renouvelable variable, l'électrification de nouveaux secteurs¹² et la décentralisation du secteur de l'électricité, tout en continuant de garantir la fiabilité de son réseau. En outre, le gouvernement du Québec prévoit de maintenir son appui à ses territoires voisins, qui sont confrontés aux mêmes obstacles, en leur exportant de l'électricité sur demande pour répondre à la variabilité croissante de leur demande nette.

D'ici 2030, Hydro-Québec anticipe un accroissement de 20 TWh de la demande au Québec. L'entreprise a également conclu des contrats d'achat d'électricité avec les états voisins de la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York pour 20 TWh d'énergie supplémentaire¹³. Devant ces besoins croissants en énergie, elle reconnaît que sa puissance installée actuelle devra être complétée par de nouvelles capacités et de nouveaux approvisionnements en énergie et en puissance. Pour ce faire, elle continuera à planifier la maintenance et la modernisation de son parc hydroélectrique existant au cours des prochaines décennies et cherchera à intégrer de nouvelles sources d'énergie renouvelable, notamment les filières éolienne et solaire. Hydro-Québec vise à augmenter sa capacité de production de 5 000 MW, en ajoutant 2 000 MW de capacité aux centrales hydroélectriques existantes d'ici 2035 et en déployant, en collaboration avec des partenaires locaux, un portefeuille de projets éoliens totalisant 3 000 MW d'ici 2026.

Le travail en vue de cette transformation énergétique a débuté avec le lancement d'appels d'offres d'Hydro-Québec pour 300 MW de production éolienne et 480 MW de production renouvelable, dont la mise en service est prévue d'ici 2026. Hydro-Québec prévoit de poursuivre ses plans ambitieux de développement et d'intégration de la production renouvelable et d'exportation d'électricité vers ses voisins en s'appuyant principalement sur la robustesse de son parc hydroélectrique existant. Son plan stratégique pour la période 2022-2026 met en évidence quatre changements de paradigme auxquels elle sera confrontée au cours des prochaines années en raison de la transformation énergétique.

¹² Le gouvernement du Québec a confié à Hydro-Québec le mandat d'accroître le nombre de bornes de recharge rapide à 2 500 d'ici 2030 afin de soutenir la cible de 1,5 million de véhicules électriques sur les routes à cette date. Dans cette optique, le réseau de bornes de recharge publiques normalisées du Circuit électrique, lancé en 2012, sera également renforcé pour améliorer son accessibilité en milieu urbain. En collaboration avec les municipalités et les organismes municipaux concernés, Hydro-Québec déploiera jusqu'à 4 500 bornes de recharge normalisées, en priorité dans les centres-villes. [<https://theicct.org/publication/lvs-ci-quebec-can-en-feb22>]

¹³ En vertu d'un contrat d'achat de 9,45 TWh destinés au Massachusetts, qui seront acheminés par la ligne New England Clean Energy Connect, et de 10,40 TWh destinés à l'État de New York, qui seront acheminés par le Champlain Hudson Power Express, un câble sous-marin et souterrain à courant continu à haute tension. La livraison de cette énergie revêt une importance capitale pour ces états, qui peinent à atteindre leurs propres objectifs de décarbonisation et qui doivent s'adapter à des contraintes saisonnières imposées à leurs réseaux gaziers pour la production d'électricité et le chauffage des locaux en hiver. [<http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1516/le-massachusetts-donne-le-feu-vert-aux-ententes-de-vente-denergie>]



Figure 10 – Changements de paradigme auxquels est confrontée Hydro-Québec

Source : Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec^{xi}

La capacité du Québec à atteindre des objectifs aussi ambitieux et variés repose sur des politiques et des plans établis depuis plusieurs décennies. Le développement de ressources hydroélectriques et des infrastructures de transport d'électricité connexes requiert l'engagement d'une grande diversité de parties prenantes, une étude approfondie du territoire, de l'eau et de l'écologie, ainsi que la mise sur pied de politiques qui s'inscrivent dans une perspective énergétique et environnementale à long terme pour les générations de Canadiens et Canadiennes à venir.

ANNEXE 4 : ÉTUDE DE CAS – LA BOUCLE DE L'ATLANTIQUE

La boucle de l'Atlantique, parfois appelée « boucle de transport de la région atlantique », est un projet visant à relier les infrastructures de transport d'électricité entre le Québec et les provinces atlantiques et au sein de celles-ci, afin de favoriser le transit d'électricité – principalement d'origine hydroélectrique – du Labrador et du Québec vers le reste du Canada atlantique. Cette initiative revêt une importance toute particulière pour la Nouvelle-Écosse, car celle-ci dépend fortement des combustibles fossiles, avec environ 70 % de ses besoins en électricité étant comblés par des centrales au charbon et au gaz. De même, environ 30 % de l'électricité du Nouveau-Brunswick provient de sources émettrices de GES. Compte tenu des politiques locales et des exigences fédérales en matière de réduction des émissions de GES, le Canada atlantique cherche à accélérer l'élimination du charbon, du pétrole et, à terme, du gaz naturel pour sa production d'électricité. Dans cette perspective, de nouvelles sources d'électricité et de nouveaux services réseau essentiels sont devenus indispensables. L'hydroélectricité apparaît comme la ressource idéale pour répondre à ces besoins, en offrant une capacité de production à l'ensemble de la région. Parallèlement à l'abandon progressif de la production d'électricité à partir d'hydrocarbures, d'importants projets hydroélectriques sont en cours ou en voie d'élaboration dans la région :

- la centrale hydroélectrique des Muskrat Falls (824 MW), achevée en 2021, près de l'embouchure du fleuve Churchill, à Happy Valley-Goose Bay;
- la centrale des Churchill Falls, en amont, qui est l'une des plus grandes centrales hydroélectriques au monde avec une puissance installée de 5 428 MW et dont le contrat d'achat d'électricité expire en 2041. Une modernisation de ses installations pourrait augmenter sa puissance;
- la centrale de Gull Island (2 250 MW), également située sur le fleuve Churchill;
- le complexe de la Romaine (1 550 MW), sur la Côte-Nord, à hauteur du golfe du Saint-Laurent, qui est presque achevé, la dernière des quatre turbines ayant récemment commencé à produire de l'électricité acheminée au réseau;
- d'autres centrales hydroélectriques que le gouvernement du Québec envisage de construire dans la province.

Cependant, en raison de l'éloignement de ces aménagements et de l'absence d'une capacité de transport adéquate, leur pleine valeur ne peut être exploitée. C'est ici qu'entre en jeu la boucle de l'Atlantique. Elle relierait ces aménagements par des liaisons de transport électrique à haute capacité, en interconnectant le Labrador, l'île de Terre-Neuve, l'île du Cap-Breton, la Nouvelle-Écosse continentale, le Nouveau-Brunswick et le Québec. Bien que certaines liaisons de transport existent déjà, à divers degrés, entre ces territoires, elles ne suffiraient pas à faire transiter le volume d'énergie hydroélectrique prévu ou envisagé. Cette boucle est encore à l'étape de la planification, mais son déploiement s'avérera extrêmement bénéfique pour l'ensemble du Canada atlantique, en soutenant la région dans sa transition vers la décarbonisation de son approvisionnement en électricité. En plus d'acheminer une électricité sans émissions, cette infrastructure répondra aux besoins en services réseau essentiels fournis par l'hydroélectricité. En effet, malgré la forte croissance de la production solaire et éolienne dans diverses régions du Canada atlantique, ces ressources présentent leurs propres défis quant à l'intermittence et à l'exploitation du réseau, comme nous l'avons déjà mentionné.

En dernière analyse, la boucle de l'Atlantique apporterait les bienfaits de l'énergie hydroélectrique dans une région où l'accès à cette forme d'énergie est disparate, voire limité, dans certains cas. Elle représente une excellente occasion de collaboration entre les sociétés d'État, les parties prenantes locales et les organismes de réglementation qui procurerait une ressource essentielle à l'avantage de toute la région. Sa planification fera appel à la coopération entre plusieurs provinces et le gouvernement fédéral, qui a

exprimé sa volonté de financer au moins une partie du projet à partir des fonds de la Banque de l'infrastructure du Canada. Bien que le processus de planification ait ralenti en raison de la mise en vigueur par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse de plafonds sur les rendements des services publics¹⁴, suscitant l'inquiétude d'Emera, l'un des principaux promoteurs d'une partie de la boucle de l'Atlantique, le ministre fédéral des Affaires intergouvernementales a confirmé son soutien continu au projet. En outre, une récente décision réglementaire accordant certaines subventions demandées¹⁵ par Nova Scotia Power (une filiale d'Emera) à la Nouvelle-Écosse pourrait contribuer à restaurer la confiance des promoteurs dans leur capacité à obtenir un taux de rendement raisonnable s'ils vont de l'avant avec la réalisation du projet.



Figure 11 – Carte représentant la boucle de l'Atlantique et ses parties constituantes

Source : Emera Inc.^{xii}

¹⁴ Par suite des modifications apportées à la loi sur les entreprises de service public de la Nouvelle-Écosse (*Public Utilities Act*) par le projet de loi 212, qui a reçu la sanction royale en novembre 2022. [<https://nslegislature.ca/fr/legislative-business/bills-statutes/bills/assembly-64-session-1/bill-212>]

¹⁵ Voir la décision prise le 2 février 2023 relativement à l'affaire n° M10431 par le Nova Scotia Utility and Review Board. [<https://nsuarb.novascotia.ca/sites/default/files/M10431%20-%20GRA%20Decision.pdf>]

CITATIONS DANS LES ANNEXES

^{vii} Régie de l'énergie du Canada. *Explorer l'avenir énergétique du Canada*. [<https://apps2.cer-rec.gc.ca/avenir-energetique/>]

^{viii} Power Advisory LLC. *Ontario Market Forecast*, avril 2023 (rapport exclusif)

^{ix} Independent Electricity System Operator, *Annual Planning Outlook*, décembre 2021. [<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/Dec2021/2021-Annual-Planning-Outlook.ashx>]

^x Navigant/Guidehouse. *Economic Analysis of a Proposed Hydroelectric Pumped Storage Project in Ontario*. Rapport préparé pour TC Energy, janvier 2020. [<https://www.ontariopumpedstorage.com/siteassets/pdfs/about/resources/studies/opsp-value-of-pumped-storage-project-report.pdf>]

^{xi} Hydro-Québec. *Plan stratégique 2022-2026*. [<https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>]

^{xii} Emera Inc. *The Maritime Link Project Is Creating Benefits for Atlantic Canada and Beyond*. [<https://www.emeranl.com/maritime-link/project-benefits>]

Translation of figures

English	French
Figure 3	
Disturbance (e.g., loss of a large generating unit)	Perturbation (ex. : perte d'un groupe de production important)
Primary frequency response stabilizes the frequency	La réponse en fréquence primaire stabilise la fréquence.
Additional power from regulation (AGC) and economic dispatch compensates for lost resources to bring the system frequency back to 60 Hz	La puissance supplémentaire résultant du réglage automatique et de la répartition optimale de la production permet de compenser la perte de ressources, contribuant ainsi au rétablissement de la fréquence du réseau à 60 Hz.
Synchronous inertial response determines initial rate of frequency decline (slope)	La réponse inertielle synchrone détermine le taux initial de baisse (pente) de la fréquence.
Fast frequency response helps slow the frequency decline, and establishes the minimum frequency ("nadir")	La réponse rapide en fréquence contribue à ralentir la baisse de la fréquence et établit la fréquence minimale (« nadir »).
System Frequency	Fréquence du réseau
59.90	59,90
59.98	59,98
60.00	60,00
Seconds	Secondes
Minutes	Minutes
Arresting Period	Période d'arrêt
Rebound Period	Période de reprise
Recovery Period	Période de rétablissement
Figure 4	Figure 4
Exhibits Attribute	Aptitude complète
Partially Exhibits Attribute	Aptitude partielle
Does Not Exhibit Attribute	Aucune aptitude ou ne s'applique pas
Resource Type	Type de ressource
Essential Reliability Services (Frequency, Voltage, Ramp Capability)	Services de fiabilité essentiels (fréquence, tension, capacité de satisfaire à la demande)
Frequency Response (Inertia & Primary)	Réponse en fréquence (inertielle et primaire)
Voltage Control	Réglage de tension
Ramp	Capacité de satisfaire à la demande
Regulation	Régulation
Contingency Reserve	Réserve pour contingence
Load Following	Suivi de la charge
Fuel Assurance	Disponibilité du combustible

Not Fuel Limited (> 72 hours at Eco. Max Output)	Non limité par le combustible (> 72 h à la puiss. max. économique)
On-site Fuel Inventory	Stock de combustible sur place
Flexibility	Adaptabilité
Cycle	Cycle
Short Min. Run Time (< 2 hrs)/Multiple Starts Per Day	Courte durée de fonctionnement min. (< 2 h) / Démarrages multiples par jour
Startup/Notification Time < 30 Minutes	Temps de démarrage/notification < 30 min.
Other	Autres
BlackStart Capable	Aptitude de démarrage autonome
No Environmental Restrictions (that would limit run hours)	Aucune contrainte env. (qui limiterait les heures de fonctionnement)
Equivalent Availability Factor	Facteur de disponibilité équivalent
Hydro	Hydroélectricité
Natural Gas – Combustion Turbine	Gaz naturel – turbine à combustion
Oil – Steam	Pétrole – vapeur
Coal – Steam	Charbon – vapeur
Natural Gas – Steam	Gaz naturel – vapeur
Oil/Diesel – Combustion Turbine	Pétrole/diesel – turbine à combustion
Nuclear	Nucléaire
Battery/Storage	Batterie/stockage
Demand Response	Réponse à la demande
Solar	Solaire
Wind	Éolien
Figure 5	Figure 5
BC 2022	C.-B. 2022
AB 2022	Alb. 2022
SK 2022	Sask. 2022
MB 2022	Man. 2022
BIOMASS / GEOTHERMAL	Biomasse/géothermie
COAL & COKE	Charbon et coke
HYDRO / WAVE / TIDAL	Énergies hydroélectrique/houlomotrice/marémotrice
NATURAL GAS	Gaz naturel
OIL	Pétrole
SOLAR 3 WIND	Solaire/éolien
NUCLEAR	Énergie nucléaire
Figure 6	Figure 6
British Columbia	Colombie-Britannique
Alberta	Alberta
Saskatchewan	Saskatchewan
Manitoba	Manitoba
Figure 7	Figure 7
Installed Capacity (MW)	Puissance installée (MW)
Solar	Solaire
Wind	Éolien

2,000	2 000
4,000	4 000
6,000	6 000
8,000	8 000
10,000	10 000
12,000	12 000
14,000	14 000
Following figure	
Power	Puissance
Time of Day	Heure
Net-Demand Variability	Variabilité de la demande nette
Short Duration Storage	Stockage de courte durée
Long Duration Storage	Stockage de longue durée
Solar Generation Profile	Profil de la production solaire
Figure 8	
HELPING BALANCE ONTARIO'S ELECTRICITY MARKET	CONTRIBUER À L'ÉQUILIBRE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO
ONTARIO PUMPED STORAGE PROJECT	CENTRALE À ACCUMULATION PAR POMPAGE EN ONTARIO
surplus supply	Production excédentaire
Electricity Supply	Approvisionnement en électricité
NIGHT TIME	NUIT
Electricity Demand (during off-peak periods)	Demande d'électricité (durant les périodes hors pointe)
DAY TIME	JOUR
Electricity Demand (during peak-demand periods)	Demande d'électricité (durant les périodes de pointe)
peak demand	Demande de pointe
DEMAND	DEMANDE
SUPPLY	APPROVISIONNEMENT
When there is low demand and a surplus of electricity, the Ontario Pumped Storage Project will use this excess electricity to pump water and store it in the reservoir.	En période de faible demande et de surplus d'électricité, la centrale d'accumulation par pompage pompe l'eau vers le réservoir au moyen de cette électricité.
During periods of high demand, water is released, spinning underground turbines to produce electricity. This reduces the need for gas-fired power generation, resulting in lower greenhouse gas emissions, and providing clean, renewable electricity for all Ontarians.	En période de forte demande, l'eau est libérée pour faire tourner des turbines souterraines afin de produire de l'électricité. Les centrales au gaz sont donc moins sollicitées, ce qui permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de fournir de l'électricité propre et renouvelable à toute la population ontarienne.
Figure 11	Figure 11
New Energy Loop for Atlantic Canada	Nouvelle boucle énergétique au Canada atlantique
ONTARIO	ONTARIO

QUEBEC	QUÉBEC
LABRADOR	LABRADOR
NEWFOUNDLAND	TERRE-NEUVE
NEW BRUNSWICK	NOUVEAU-BRUNSWICK
NOVA SCOTIA	NOUVELLE-ÉCOSSE
NY	NY
VT	VT
NH	NH
ME	ME
P.E.I.	Î.-P.-É.
Churchill Falls	Churchill Falls
Muskrat Falls	Muskrat Falls
Bottom Brook	Bottom Brook
Cape Ray	Cape Ray
St. John's	St. John's
ATLANTIC OCEAN	OCÉAN ATLANTIQUE
Granit Canal	Granit Canal
Cape Breton	Cap-Breton
Soldiers Pond	Soldiers Pond
Woodbine	Woodbine
Halifax	Halifax
Legend	Légende
Labrador-Island Transmission Link	Liaison de transport d'énergie entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve
Maritime Transmission Link	Liaison de transport des Maritimes
AC Transmission Line from Muskrat Falls to Churchill Falls	Ligne de transport CA entre Muskrat Falls et Churchill Falls
Existing Infrastructure	Infrastructures existantes
Subsea Component of Link	Composante sous-marine de la liaison