

# RELEVER LE DÉFI : ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ DU RÉSEAU EN ALBERTA

Par Tim Weis

## RÉSUMÉ

Ce document de cadrage donne un aperçu des récentes études sur le système électrique de l'Alberta dans le contexte d'une transition économique complète vers la carboneutralité d'ici 2050. Dans cette analyse inspirée des nouveaux modèles économiques, on constate que le système électrique de l'Alberta continuera possiblement de se sevrer du carbone grâce aux politiques actuelles. La province a la capacité et les ressources naturelles pour décarboniser presque complètement sa production d'électricité dans les dix prochaines années, ce qui cadre avec la flexibilité attendue du règlement fédéral sur l'électricité propre mis à jour.

**Tim Weis** est ingénieur et professeur industriel de génie mécanique à l'Université de l'Alberta, où il donne des cours sur les réseaux d'énergie et la thermodynamique. Il supervise également des étudiants des cycles supérieurs qui travaillent sur des questions concernant les réseaux d'énergie renouvelable, particulièrement dans le contexte du marché albertain de l'électricité qui entame un retrait progressif du charbon ainsi que l'abandon du diésel dans les communautés éloignées. Avant de joindre l'Université de l'Alberta, il a travaillé pour le Pembina Institute, pour l'Association canadienne de l'énergie éolienne et pour le gouvernement de l'Alberta, principalement sur les questions techniques et stratégiques touchant les réseaux d'énergie sobres en carbone au Canada.

1.

# INTRODUCTION



Le système électrique de l'Alberta a beaucoup fait les manchettes nationales dans la dernière année. À l'automne 2023, le gouvernement provincial a lancé une campagne de publicité affirmant que la réglementation provisoire du fédéral sur l'électricité mènerait à une flambée des prix et à des pannes à un moment ou à un autre dans l'après 2035 (Black, 2023). Deux choses qui, malheureusement, se sont déjà produites en Alberta dans la dernière année. En décembre 2022, les prix communs moyens mensuels ont atteint un sommet jamais égalé dans l'histoire de la province, culminant à des taux plus de huit fois supérieurs aux bas prix records de 2016-2017, tandis qu'Edmonton et Calgary ont connu plusieurs microcoupures en avril 2024. En août 2023, le gouvernement provincial avait imposé un moratoire controversé sur les nouveaux projets d'énergie renouvelable (Fletcher, 2024), et en janvier 2024, il a émis un avertissement d'urgence à l'échelle du réseau en raison d'une vague de froid. Toutefois, malgré ces événements qui ont fait la une, des investissements massifs se font dans le système électrique de la province et auront le potentiel de refaire son approvisionnement en électricité.

Le débat public qui fait rage ces derniers temps en Alberta a souvent opposé des technologies précises aux politiques gouvernementales, en négligeant le rôle élargi que le système électrique devra jouer si l'Alberta veut atteindre son objectif déclaré publiquement, soit une économie carboneutre d'ici 2050<sup>1</sup>. Le manque de renseignements disponibles et pertinents sur les options et trajectoires possibles de la province contribue également à la contre-productivité des discussions publiques sur ces sujets.

Le présent document tente de combler les écarts en présentant de nouveaux modèles qui traiteront non seulement de comment l'Alberta peut décarboniser son système électrique, mais aussi du rôle élargi de son réseau dans la décarbonisation de la province en général. En outre, ce document décrit l'état actuel et les trajectoires futures du système électrique de l'Alberta, donne un aperçu du règlement fédéral sur l'électricité propre récemment proposé, et montre les analyses de l'avenir de l'électricité en Alberta qu'ont produites divers modèles publics. Enfin, on y traite des nouvelles modélisations réalisées par Navius Research pour l'Institut climatique du Canada; celles-ci mettent l'accent sur les trajectoires qui permettront au secteur de l'électricité et, plus globalement, à l'économie de la province, d'atteindre la carboneutralité.

Tous ces modèles convergent vers la conclusion que les énergies éolienne et solaire à faible coût représenteront probablement une grande partie des nouvelles sources de production d'électricité construites en Alberta dans la prochaine décennie. Ces ressources seront possiblement complétées par les installations gazières existantes et élargies, qui nécessiteront pour la plupart des mesures de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> dans une optique de carboneutralité et qui supplanteront ainsi d'autres options thermiques comme le nucléaire.

<sup>1</sup> Il existe un vaste consensus scientifique sur le fait que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est le principal gaz à effet de serre responsable du réchauffement de la planète. Pour faciliter la lecture, ce document utilisera le raccourci carbone lorsqu'il est fait mention des émissions elles-mêmes tout comme des démarches de réduction des émissions (décarboniser) ou du processus de captation et de séquestration du dioxyde de carbone (*captation du carbone*).

Les prévisions du rythme et de l'échelle de l'adoption des différentes technologies varient selon les hypothèses des divers modèles, ainsi que du rôle des politiques comme le projet de *Règlement sur l'électricité propre*. Bien que la question ait beaucoup attiré l'attention récemment, le potentiel d'une importante croissance dans la demande d'électricité, largement impulsée par la rapidité de l'électrification industrielle, est en voie de devenir un enjeu majeur qui influera sur l'avenir de l'électricité en Alberta.

Tous les modèles concluent que la décarbonisation continue du système électrique est la voie à court terme la plus sûre en matière de coûts selon les politiques actuelles, et que l'Alberta a la capacité et les ressources naturelles pour atteindre son objectif d'une électricité carboneutre bien avant 2050. La vitesse et le succès de cette transition dépendront probablement de la capacité de la province à planifier l'expansion des infrastructures, dont la production et le transport d'électricité sobres en carbone.

*Des panneaux photovoltaïques recouvrent une colline vallonnée dans le sud de l'Alberta, à côté d'un champ de chaume. Le projet photovoltaïque Spring Coulee de Solar Krafte est une installation photovoltaïque de 183 acres dans le sud de l'Alberta. iStock/meadowmouse*

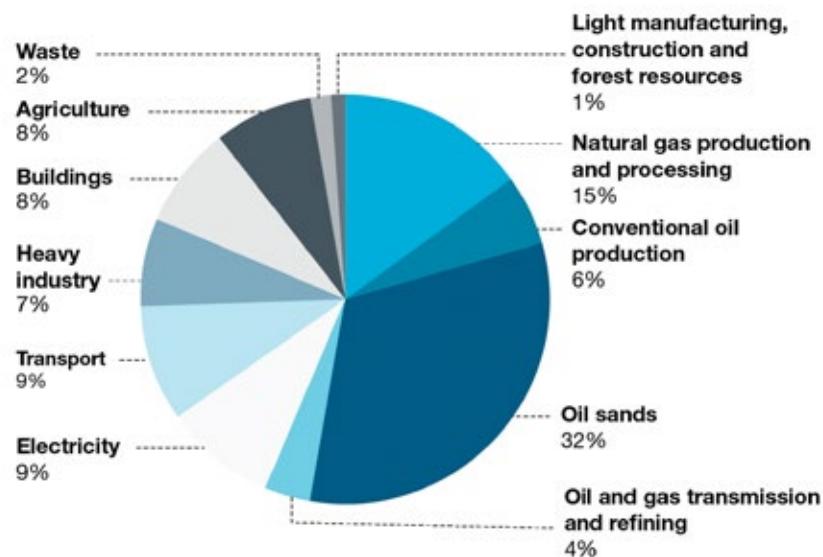


# LE RÔLE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DANS L'ATTEINTE DE LA CARBONEUTRALITÉ EN ALBERTA

Les changements climatiques présentent des risques importants pour les infrastructures de l'Alberta (ICF Marbek et SEI Inc., 2012) et pour la santé des Albertains (Rutherford, 2022). Les émissions de dioxyde de carbone sont largement reconnues comme étant le principal moteur des changements climatiques, et sont principalement attribuables aux combustibles fossiles (GIEC, 2021). D'autres émissions nuisibles à la santé humaine et à l'environnement peuvent aussi être diminuées de manière concurrentielle en réduisant l'utilisation des combustibles fossiles, mais ce rapport se concentre surtout sur la propriété qu'ont ces émissions de piéger la chaleur. Ainsi, le terme *émissions* ne se rapporte ici qu'aux émissions de gaz à effet de serre, tandis que la notion de *carboneutralité* s'étend aux efforts stratégiques et technologiques faits pour atténuer celles-ci.

Le gouvernement de l'Alberta a publié un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre, où il est indiqué que l'Alberta compte atteindre une économie carboneutre d'ici 2050. (Alberta Environment and Protected Areas, 2024). Le plan traite des grandes options et des possibilités actuelles en ce qui concerne les principales sources d'émissions indiquées dans la figure 1 ci-dessous, mais ne précise pas de trajectoires précises ou de cibles intermédiaires.

**Figure 1:**  
**Profil d'émissions de gaz à effet de serre de l'Alberta en 2021 (Alberta Environment and Protected Areas, 2024)**

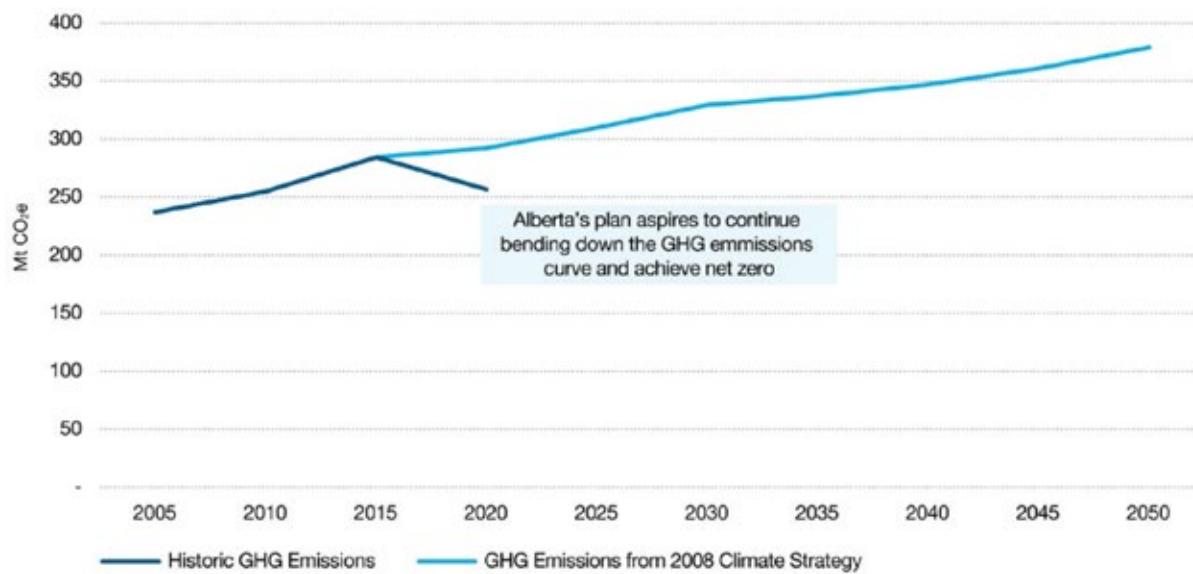


Data from ECCC (2023) National Inventory Report

Après des décennies d'augmentation, l'Alberta a réalisé des progrès notables pour réduire ses émissions dans les dernières années, principalement par ses efforts à se sevrer de l'électricité alimentée au charbon. Non seulement les émissions du secteur de l'électricité ont fléchi, mais la réduction a été si importante que le taux d'émissions général de la province est en déclin depuis 2015, et ce, même si les émissions d'autres secteurs ont augmenté (Smith, 2024). En fait, les émissions de l'Alberta ont chuté près des niveaux de 2010, et près de 15 % en dessous des prévisions du gouvernement en 2008, comme l'illustre la figure 2.

Figure 2 :

## Émissions de gaz à effet de serre en Alberta comparées aux prévisions de 2008 (Alberta Environment and Protected Areas, 2024)



Data from ECCC (2023) National Inventory Report

La capacité des centrales au charbon à se convertir au gaz naturel de façon relativement abordable et la construction rapide de projets d'énergies éolienne et solaire ont permis à l'Alberta de réduire les émissions de son électricité plus rapidement et efficacement qu'imagine lors des premières prévisions de l'abandon progressif du charbon à l'horizon 2030 (voir encadré 1). Toutefois, pour continuer à suivre cette tendance, la province devra redoubler d'efforts dans la prochaine décennie, notamment en élargissant davantage le rôle du système électrique – non seulement pour continuer à réduire les émissions de la production d'électricité, mais aussi pour répondre à la demande croissante d'électricité propre et sobre en carbone à mesure que d'autres secteurs consommateurs d'énergie (transport, logement...) se convertissent aux solutions électriques – un processus connu sous le nom d'électrification.

## Historique du recul progressif du charbon en Alberta

L'abandon progressif de l'électricité alimentée au charbon est une politique canadienne depuis maintenant plus d'une décennie. Le premier ministre Stephen Harper avait initialement prescrit un maximum de 50 ans de durée de vie utile pour les centrales au charbon au Canada en 2012 (gouvernement du Canada, 2012), ce qui nous aurait mis devant l'élimination de la plupart du charbon dans les années 2040. Ces dates ont ensuite été reportées à 2030 dans la province par l'ancienne première ministre Rachel Notley, mais l'industrie a agi plus rapidement que prévu, et ce, largement en raison des changements apportés à la tarification du carbone en Alberta.

La tarification du carbone industriel d'avant 2015 en Alberta était en moyenne de 2 \$ par mégawattheure pour une centrale typique au charbon. Cela est relativement bas par rapport aux prix communs de l'électricité, qui, par le passé, ont déjà atteint une moyenne de près de 70 \$ par mégawattheure. Il s'est opéré un affermississement stratégique de la tarification du carbone, comme l'Alberta suivait l'échéancier fédéral de tarification. En 2023, les émissions moyennes d'une centrale au charbon typique sans dispositif d'atténuation allaient se situer autour de 40 \$ par mégawattheure, et augmenter à plus de 105 \$ à l'horizon 2030. Pour anticiper ces coûts, les propriétaires de centrales au charbon de la province ont commencé à convertir rapidement celles-ci au gaz bien avant leur fin de vie prévue. La dernière centrale au charbon devrait être convertie en 2024 (Capital Power, 2024b), soit bien avant la cible accélérée de 2030 adoptée par le gouvernement provincial (Gouvernement de l'Alberta, 2016).



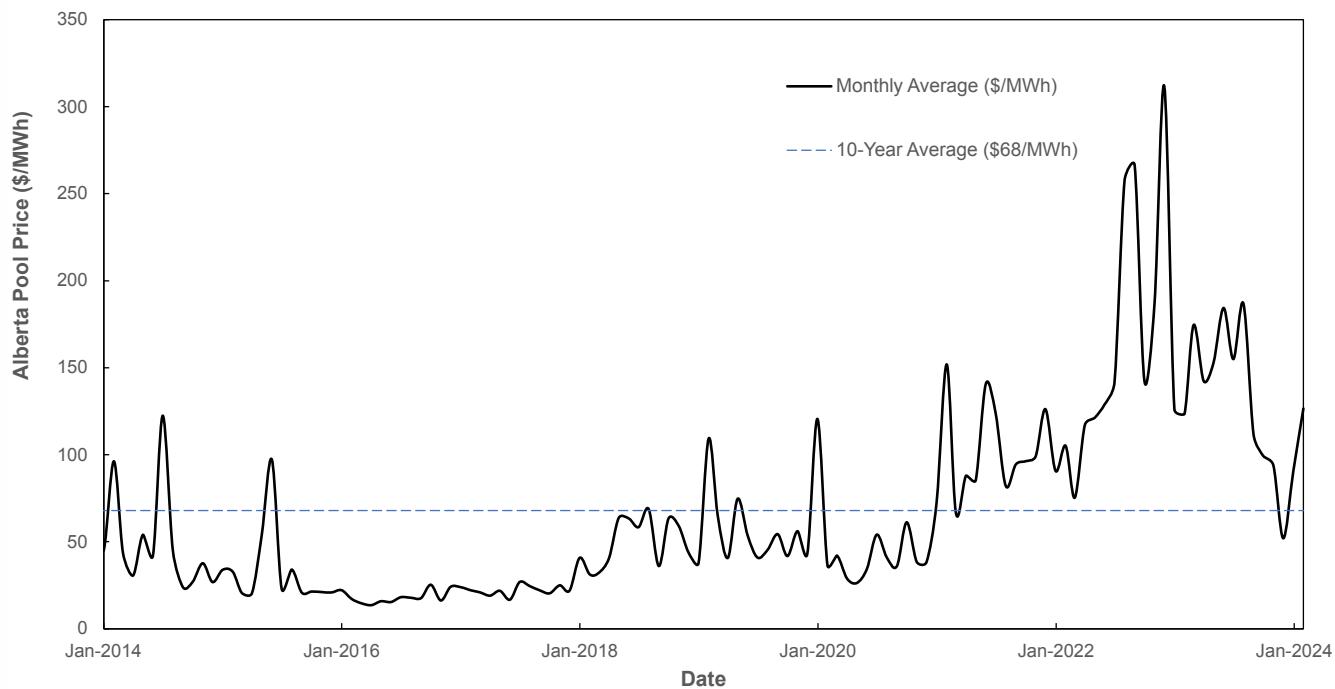
L'exemple probablement le plus connu de l'électrification est la transition des véhicules à combustion vers les véhicules électriques. Ce changement peut réduire les émissions en remplaçant l'essence, mais l'ampleur de la réduction dépend de l'intensité des émissions de l'électricité servant à la recharge des véhicules. Cela est également vrai pour d'autres applications résidentielles courantes comme les thermopompes et les chauffe-eaux électriques. Sans compter que de nouvelles technologies, comme le séchage par micro-ondes et les fours à arc, ainsi que l'électrification indirecte par la production d'hydrogène vert à partir de l'électrolyse, sont en cours d'élaboration pour l'industrie. À mesure que l'intensité des émissions du réseau électrique de l'Alberta chute, la capacité de l'électrification à décarboniser l'économie générale de la province augmente.

# LE PAYSAGE ÉLECTRIQUE CHANGEANT DE L'ALBERTA

L'Alberta a le troisième plus grand système électrique du Canada et produit plus de 86,5 térawattheures par année avec sa puissance installée – qui est de plus de 21 000 mégawatts en 2024 (AESO, 2024a). Le réseau de l'Alberta possède diverses particularités qui en font un cas à part dans le contexte canadien. Premièrement, contrairement à la plupart des provinces canadiennes alimentées par une combinaison de services publics et une tarification réglementée par le gouvernement, l'Alberta dispose d'un marché d'énergie de gros où les producteurs sont en concurrence pour établir une tarification à l'heure. Ces prix courants ont connu des périodes de grande instabilité, affichant des sommets records dans les dernières années et des creux records les années précédentes (figure 3).

Figure 3 :

## Prix de gros de l'électricité en Alberta (janvier 2014 à janvier 2024)



Le marché de l'électricité de la province est dirigé par l'Alberta Electric System Operator (AESO). C'est une organisation publique, tout comme l'est également le Market Surveillance Administrator, qui assure le suivi du comportement des marchés concurrentiels (Market Surveillance Administrator, 2024a). Depuis ses débuts, la tarification sur le marché au prix plancher fixé à 0\$ et plafonnée à 99 \$ par mégawattheure; les prix à l'heure ne sont autrement réglementés d'aucune autre façon. Les périodes de grande disponibilité de l'approvisionnement ainsi peuvent entraîner une baisse des prix en dessous des coûts marginaux du carburant, alors que les périodes de pénurie peuvent donner lieu à des prix très élevés. Cependant, contrairement aux marchés réglementés, qui sont la norme ailleurs au Canada, il n'est pas garanti que les producteurs de l'Alberta obtiennent un rendement sur leurs investissements dans la province.

Le deuxième élément du réseau albertain qui en fait une exception est que la province a une consommation d'électricité industrielle très élevée : elle représente près de deux tiers de sa consommation d'électricité totale, et se divise à peu près également entre les achats sur le marché de gros et l'*autoproduction industrielle* (aussi appelée la production sur place ou la production dans les limites d'une installation), comme illustré à la figure 4. La vaste majorité de l'autoproduction industrielle est alimentée au gaz, combinée avec de la vapeur (cogénération). Malgré son recours aux combustibles fossiles, la cogénération a été considérée comme étant une utilisation hautement efficace du gaz naturel et largement promue par le gouvernement de l'Alberta dans les années 2000. Bien que les émissions de gaz à effet de serre des installations de cogénération puissent varier, celles liées à l'électricité doivent rester dans les limites de leur cadre réglementaire, donc demeurer autour de 0,2 tonne d'équivalent dioxyde de carbone (t d'éq. CO<sub>2</sub>) par mégawattheure. C'est sensiblement plus bas que pour le charbon (~1,0 t d'éq. CO<sub>2</sub>) de même que pour le gaz naturel à cycle combiné (~0,4 t d'éq. CO<sub>2</sub>). Ce profil démissions plus faibles a permis à certaines installations de cogénération d'obtenir des crédits dans le cadre réglementaire de tarification du carbone de l'Alberta, décrit plus bas.

Enfin, bien que la majorité des provinces canadiennes possèdent des importants actifs hydroélectriques ainsi qu'une électricité relativement sobre en carbone, aussi récemment qu'en 2014, plus de 50 % de l'électricité en Alberta était produite par la combustion de charbon. Dans les cinq dernières années, les producteurs de l'Alberta ont entrepris une transition majeure pour laisser tomber ce combustible; sur les 18 centrales au charbon en service en 2016, aucune ne l'est encore aujourd'hui. La dépendance de l'Alberta au charbon a dramatiquement diminué au cours de la dernière décennie, mais plus de 80 % de l'énergie électrique de la province provient encore de la production thermique, très majoritairement du gaz naturel.

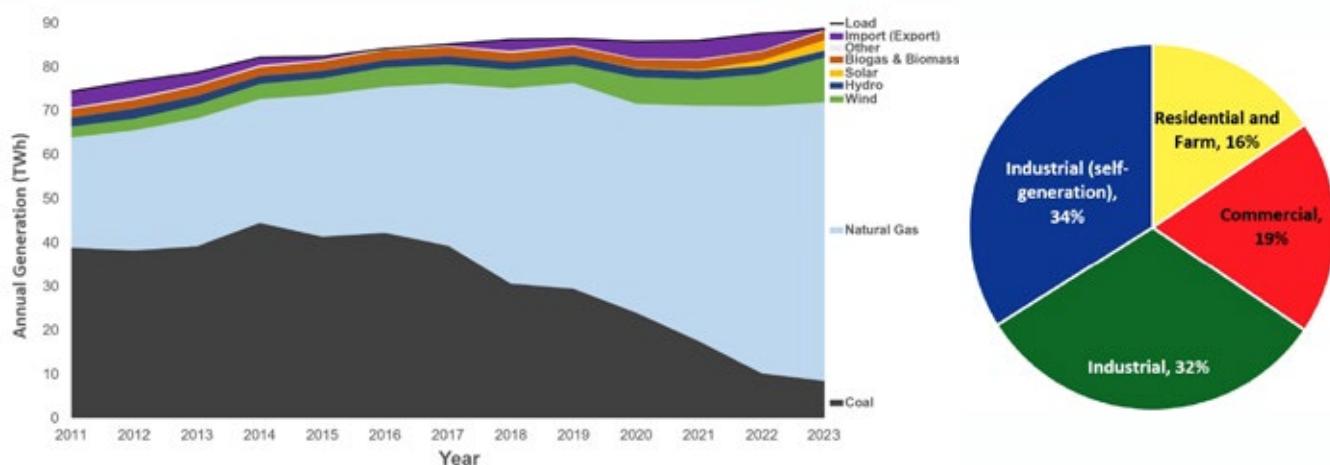
Lignes électriques et cheminées de la centrale électrique de Sundance, Alberta.



Le retrait progressif du charbon a réussi en Alberta notamment parce que la province était en mesure de convertir au gaz ses nombreuses centrales au charbon mises hors service. Le gaz naturel est une ressource abondante et historiquement peu coûteuse sur le territoire albertain. En parallèle, le coût des technologies éoliennes et solaires (complétées de plus en plus par le stockage sur batterie) se fait de plus en plus concurrentiel, et ces dernières remplacent une part toujours plus grande de la production thermique partout en Amérique du Nord, y compris en Alberta, où la production thermique combinée (gaz et charbon) a atteint son sommet en 2019, comme le montre la figure 4. Bien que la tendance devrait se poursuivre à court terme – la production d'énergie renouvelable dépasse la croissance de la consommation d'électricité –, un remplacement généralisé du gaz naturel par les énergies renouvelables ne pourra probablement pas se produire aussi rapidement que pour le charbon, compte tenu de la durée de vie prévue des infrastructures existantes.

**Figure 4 :**

## Approvisionnement en électricité (gauche) et consommation (droite) en Alberta (source des données : Commission des services publics de l'Alberta, 2023)



Les émissions de l'électricité continueront probablement de diminuer après l'abandon complet du charbon : le marché ouvert de l'électricité de l'Alberta et son système de tarification du carbone ainsi que le crédit d'impôt à l'investissement proposé par le gouvernement fédéral devraient continuer d'impulser l'adoption de l'énergie renouvelable dans la province.

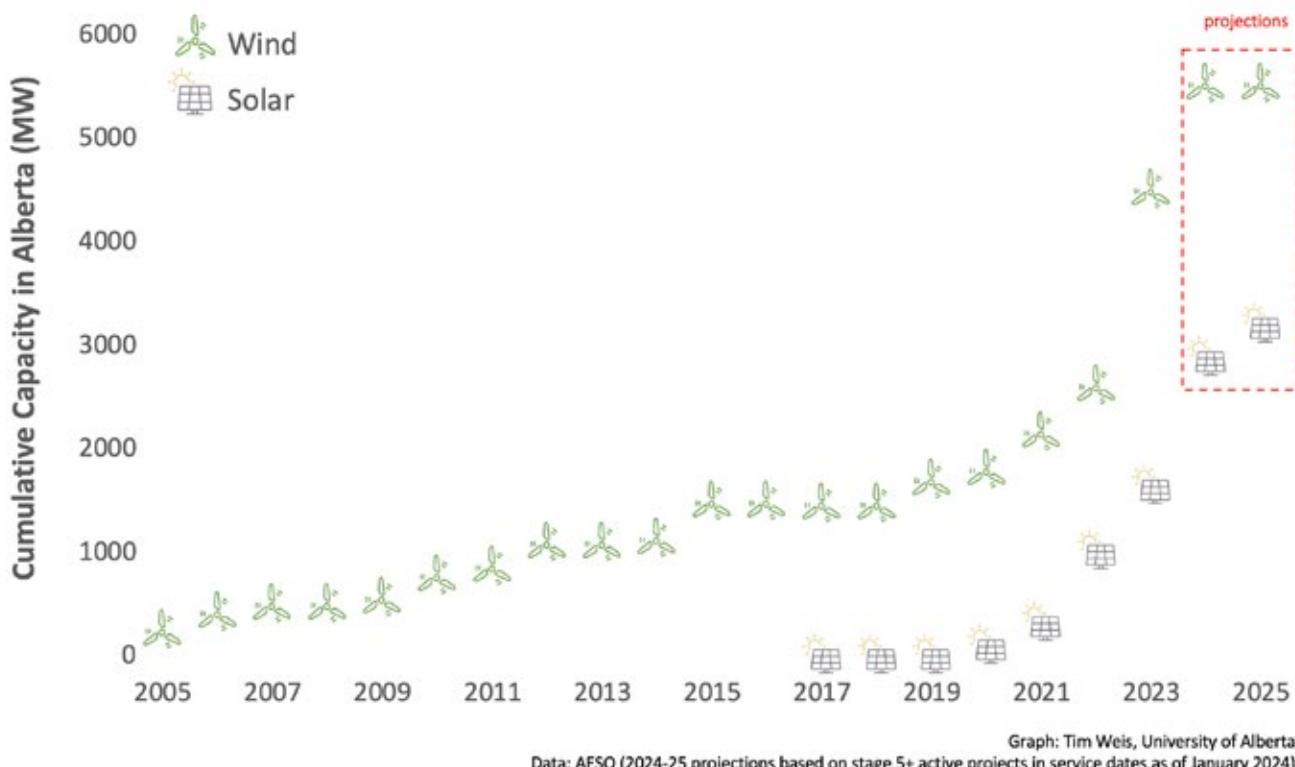
L'Alberta est dotée d'une tarification industrielle du carbone depuis 2008. Bien que ce régime se voulait tout d'abord modeste et traitait les diverses sources de combustibles de manière différente (la plus grande centrale au charbon de l'Alberta a été mise en service en 2011), les prix du secteur de l'électricité n'ont cessé d'augmenter depuis 2016, ce qui a entraîné le déclin du charbon et un essor des énergies renouvelables. La tarification du carbone a eu un effet plus subtil sur les centrales au gaz, mais puisqu'elle suit les augmentations prévues officiellement adoptées par le gouvernement de l'Alberta en décembre 2022 (Savage, 2022), il est fortement attendu qu'elle permette de réduire encore davantage les émissions des centrales alimentées au gaz.

L'échelle et le rythme de cet essor du renouvelable présentent matière à réflexion. En 2021, les scénarios dans les prévisions à long terme de l'AESO (AESO, 2021) laissaient entrevoir une diminution des émissions annuelles de gaz à effet de serre, qui étaient de plus de 30 mégatonnes en 2019, à environ 15 mégatonnes d'ici 2030, puis leur stabilisation par la suite. Le scénario de référence de 2021 anticipait que la tarification du carbone et l'âge vieillissant des infrastructures entraîneraient la fermeture de plus de 3 300 mégawatts d'anciennes centrales

au charbon reconvertis au gaz d'ici 2035, ainsi que le retrait des 1 700 mégawatts restants dans les deux années subséquentes. Aussi, le scénario prévoyait la mise en service de seulement 1 880 mégawatts de nouvelles énergies renouvelables (1 580 mégawatts d'éolien et 300 mégawatts de solaire) d'ici 2041, en plus de l'ajout de 2 560 mégawatts supplémentaires de centrales au gaz sur la même période. À l'époque, l'Alberta avait une puissance installée à l'échelle commerciale d'environ 1 800 mégawatts d'éolien et 100 mégawatts de solaire, ce qui en 2041 aurait amené le total pour chacune de ces énergies à 3 340 mégawatts et 400 mégawatts respectivement. Mais dans les faits, au milieu de l'année 2022 – moins d'un an après la publication du rapport –, tant l'éolien que le solaire avaient déjà dépassé les prévisions pour 2041, et on projette que la puissance solaire installée soit environ neuf fois plus grande que ce qui était prévu en 2021, comme on le voit ci-dessous.

Figure 5 :

## Puissance installée cumulative de l'éolien et du solaire en Alberta



Dans les cinq dernières années, le développement de l'éolien et du solaire a augmenté nettement plus rapidement que toutes les prédictions de l'Alberta en raison des prix favorables du marché, de la baisse des coûts de l'éolien et du solaire ainsi que du fait que les centrales d'énergies renouvelables peuvent souvent monétiser leurs crédits carbone.

Cette croissance rapide représente un renversement majeur des tendances antérieures. L'incertitude sur le long terme quant aux prix avait virtuellement freiné le développement de l'énergie éolienne en 2015, et il n'existe aucune centrale solaire dans la province à ce moment. En 2016, le gouvernement de l'Alberta a créé un programme d'énergie renouvelable qui a permis, à l'aide de contrats sur différence, de bâtir plus de 1 000 mégawatts de nouveaux projets éoliens. Le gouvernement a ainsi perçu plus de 100 millions de dollars en recettes en 2022 parce que les prix des contrats (oscillant autour de 40 \$ par mégawattheure) étaient significativement plus bas que ceux du marché albertain (Hastings-Simon, Leach, Shaffer et Weis, 2022). Les bas prix amenés par ces projets, ainsi que les augmentations prévues du prix du carbone industriel, ont mené à d'importantes nouvelles avancées, dont les accords d'achat d'énergie à long terme dans les secteurs industriel et commercial visant l'énergie éolienne et solaire.

#### ENCADRÉ 2

### Retour sur l'année 2023 de l'AESO

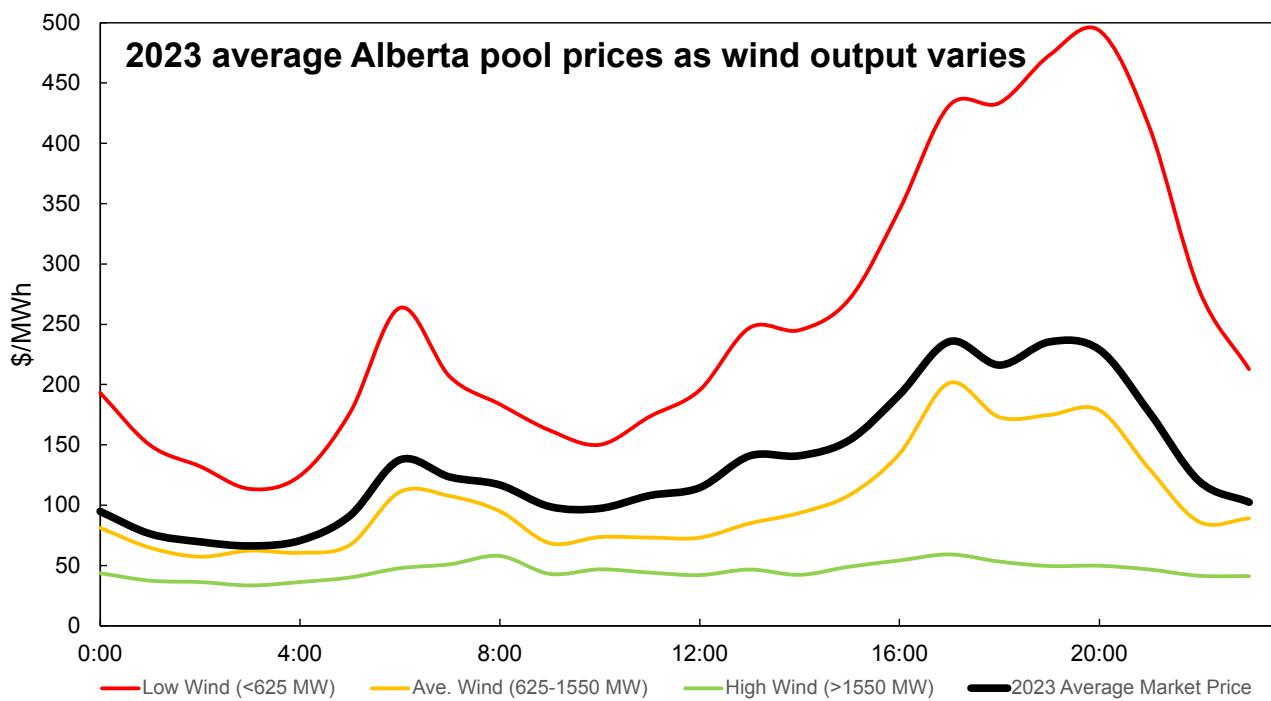
« Le prix commun moyen annuel pour l'électricité de gros [...] a chuté d'environ 18 % depuis 2022 pour se situer à 133,63 \$/mégawattheure (MWh). L'une des raisons de cette baisse de prix est l'augmentation de la concurrence sur le marché de l'énergie en provenance de la nouvelle production éolienne et solaire » (AESO, 2023a)

L'Alberta a ajouté plus d'énergie éolienne en deux ans (entre 2022 et 2024) qu'elle ne l'a fait dans les deux dernières décennies, et le solaire, qui n'existe pas dans la province avant 2017, produisait plus d'énergie que l'hydroélectricité à la fin de l'année 2023. Malgré cette croissance rapide, un ralentissement dans la croissance des énergies renouvelables semblait probable à moyen terme, car leur production fait systématiquement baisser les prix courants, comme le montre la figure 6 ci-dessous. Cependant, à la fin de 2023, plus de 4 000 mégawatts de nouveaux projets éoliens étaient à leurs premiers stades d'élaboration, de même que plus de 9 000 mégawatts de projets solaires et plus de 3 000 projets de stockage, contre environ 2 000 mégawatts de nouvelle production gazière (AESO, 2023b), de sorte qu'un ralentissement ne semblait pas être imminent malgré les effets de la baisse des prix courants, comme le souligne l'AESO dans l'encadré 2. Toutefois, nombre des projets susmentionnés étaient déjà en cours de création avant la pause de sept mois sur la production d'énergies renouvelables, imposée par le gouvernement provincial en août 2023 (gouvernement de l'Alberta, 2023), et les conséquences qui en résultent semblent avoir refroidi l'intérêt à court terme d'investir dans le renouvelable en Alberta (La Presse Canadienne, 2024).

L'Alberta a ajouté plus d'énergie éolienne en deux ans (entre 2022 et 2024) qu'elle ne l'a fait dans les deux dernières décennies.

Figure 6 :

## Variation des prix du marché durant les périodes de grande production d'énergie éolienne en Alberta





# LE RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE ET L'ALBERTA

En août 2023, le gouvernement fédéral a présenté le projet du *Règlement sur l'électricité propre*, qui vise toutes les sources d'électricité au Canada puisqu'elles émettent des gaz à effet de serre. Ce type de règlement ne date pas d'hier : en 2010, le premier ministre Stephen Harper avait mis en place des normes pour l'électricité alimentée au charbon. Celles-ci exigeaient que les centrales au charbon respectent une norme de performance de 0,37 t d'équivalent dioxyde de carbone par mégawattheure d'ici leur 50e année d'exploitation (sauf quelques exceptions).

Dans sa première mouture, le projet du *Règlement sur l'électricité propre* obligeait toutes les centrales alimentées par des combustibles fossiles produisant plus de 25 mégawatts et constituant des exportateurs nets d'électricité à ne pas émettre plus de 0,03 t d'équivalent dioxyde de carbone par mégawattheure. Ce règlement ne devait entrer en vigueur qu'en 2035, et les émissions mentionnées plus haut seraient approximativement équivalentes à un taux de captation du carbone de 95 % pour la plupart des centrales au gaz naturel à cycle combiné. Il existait des exceptions permettant aux centrales ne devant fonctionner qu'à court terme en période de pointe de rester en marche jusqu'à 450 heures (environ 19 jours) si elles n'émettaient pas plus de 150 kilotonnes d'équivalent dioxyde de carbone dans une année donnée. Les centrales aux combustibles fossiles existantes ont également reçu une « durée de vie prescrite » de 20 ans, où elles pourraient produire sans dispositif d'atténuation, avant que le *Règlement sur l'électricité propre* ne s'applique à elles.

Avik Dey, directeur général de l'un des plus grands producteurs d'électricité albertain, Capital Power, s'est montré critique face à cette réglementation, mais accueillait favorablement l'idée d'une politique fédérale claire pour guider les décisions à long terme : « Le cadre réglementaire général du projet de *Règlement sur l'électricité propre* est une avancée positive pour le Canada. Il est facile à comprendre; il peut apporter la stabilité du marché nécessaire pour attirer les capitaux et les investissements dans de nouveaux projets; et il devrait rendre les choses manifestement plus claires pour tous les acteurs », a-t-il écrit (Dey, 2023).

Néanmoins, les propriétaires et exploitants de centrales thermiques en Alberta, ainsi que le gouvernement albertain, ont exprimé de grandes réserves envers le projet du *Règlement sur l'électricité propre*. En effet, le gouvernement est allé jusqu'à dépenser 8 millions de dollars dans une campagne publicitaire pour tenter d'infléchir l'opinion publique le concernant (Black, 2023). De nombreux experts ont critiqué le caractère strict de la limite des émissions – remettant en doute la capacité des centrales au gaz à respecter ces limites avec la captation du carbone sans une certaine flexibilité – ainsi que les limites imposées aux centrales au gaz en période de pointe. De plus, sous le régime du règlement tel qu'il est envisagé, les centrales de cogénération pourraient être tentées d'arrêter les exportations vers le réseau, ce qui réduirait leur capacité à fournir un appoint en période de pointe (Shaffer & Leach, 2023).

En février 2024, Environnement et Changement climatique Canada a publié une mise à jour de son rapport *Ce que nous avons entendu* pour prendre acte de ces critiques et des questionnements similaires soulevés par le gouvernement de l'Alberta et d'autres acteurs (Environnement et Changement climatique Canada, 2024). Le fédéral semble avoir pris ces commentaires au sérieux, puisqu'il a proposé des changements qui accroissent la flexibilité

du règlement provisoire, comme l'augmentation de la limite d'émissions pour les unités thermiques sans dispositif d'atténuation qui servent à répondre à la demande en période de pointe, ainsi que d'autres assouplissements : abaissement du taux de captation du carbone exigé pour les unités non concurrentielles en période de pointe; possibilité de mise en commun des émissions des installations; et admission d'une utilisation en quantité limitée des crédits carbone pour les centrales qui ne sont pas capables de se conformer en un certain nombre d'années.



*David Eva, PDG de Capstone Infrastructure Corporation, lors de l'inauguration du projet Michichi Solar près de Drumheller (Alberta), le mardi 11 juillet 2023. THE CANADIAN PRESS/Jeff McIntosh*

# L'ANALYSE DES MODÈLES EXISTANTS EN ALBERTA

De nombreuses études ont été réalisées pour analyser les trajectoires de décarbonisation du système électrique de l'Alberta, notamment par l'AESO (AESO, 2022) et le Pembina Institute (Noel, 2023). À la suite de la publication du projet de règlement, l'AESO a publié une étude plus approfondie (AESO, 2023c). En termes généraux, les études montrent beaucoup de conclusions similaires<sup>2</sup> :

- ▶ L'énergie éolienne et le gaz à cycle combiné avec captation du carbone constitueront probablement la plus grande part de la nouvelle capacité et de la nouvelle production d'électricité entre aujourd'hui et 2035.
- ▶ L'utilisation du stockage d'énergie est appelée à augmenter, mais seules de relativement petites quantités seront nécessaires en appui au développement des nouvelles énergies renouvelables et pour maintenir l'équilibre de l'approvisionnement, en partie parce qu'il existe les centrales au gaz pour la demande de pointe et aussi parce que l'on peut recourir aux interconnexions du réseau, tant pour l'importation que pour l'exportation.
- ▶ La capacité de pointe des centrales au gaz à cycle simple augmente pour compenser les périodes de faible production d'énergie renouvelable, mais leur total d'énergie et d'émissions reste faible.
- ▶ La production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire, de l'énergie géothermique, ou de l'hydrogène demeure une solution non viable dans un avenir prévisible.
- ▶ Les émissions de gaz à effet de serre chuteront probablement de presque 90 % entre 2015 et 2035, même si il demeure difficile de réduire ces émissions à zéro, surtout en ce qui concerne la capacité en période de pointe et les émissions restantes issues de la cogénération.

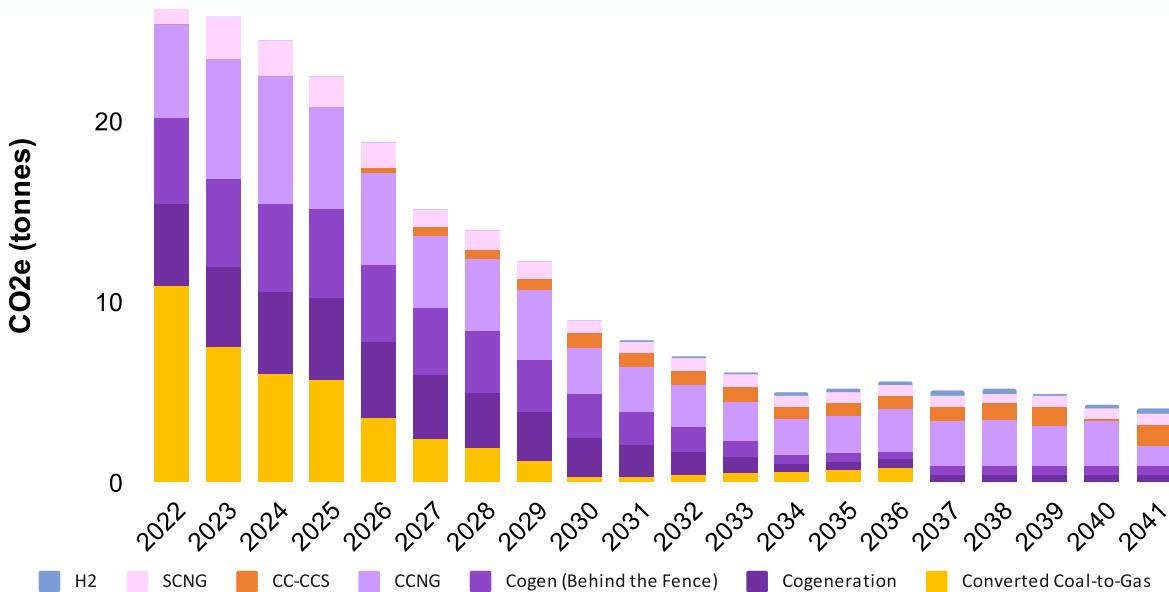
Dans son rapport *Net-Zero Emissions Pathways* de 2022, l'AESO a examiné des scénarios employant différentes solutions dominantes, allant de la captation du carbone aux énergies éolienne et solaire, afin de réduire massivement les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2035 (AESO, 2022). Les scénarios élaborés sont arrivés à des issues similaires aux études mentionnées plus haut : taux annuel d'émissions passant d'environ 27 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone en 2022 à moins de 6 mégatonnes en 2035, et demeurant relativement stable par la suite. La figure 7 ci-dessous illustre ces réductions selon les données du rapport *Net-Zero Emissions Pathways* pour le scénario « utilisation dominante de l'énergie mobilisable » (où l'accent est principalement mis sur la captation du carbone) et suggère que les émissions de l'autoproduction industrielle, qui n'ont pas été modélisées dans le rapport, suivent la même trajectoire que les autres émissions issues de la cogénération.

Les principales réductions à court terme sont le résultat du retrait progressif des ex-centrales au charbon converties en centrales au gaz relativement peu efficaces, suivi des systèmes de captage et stockage du CO<sub>2</sub> qui seraient nécessaires pour réduire de façon exponentielle les émissions issues de toute forme de cogénération ainsi que du gaz naturel à cycle combiné. Certaines centrales au gaz à cycle simple seront remplacées par des installations à l'hydrogène, et les centrales au gaz qui resteront en activité après 2040 devront soit être exploitées de manière peu fréquente, soit produire moins d'une mégatonne d'équivalent dioxyde de carbone par année.

<sup>2</sup> Les trajectoires du Pembina Institute sont fondées sur la modélisation effectuée par Jessica Van Os, une étudiante aux cycles supérieurs en génie mécanique sous ma supervision conjointe à l'Université de l'Alberta.

Figure 7 :

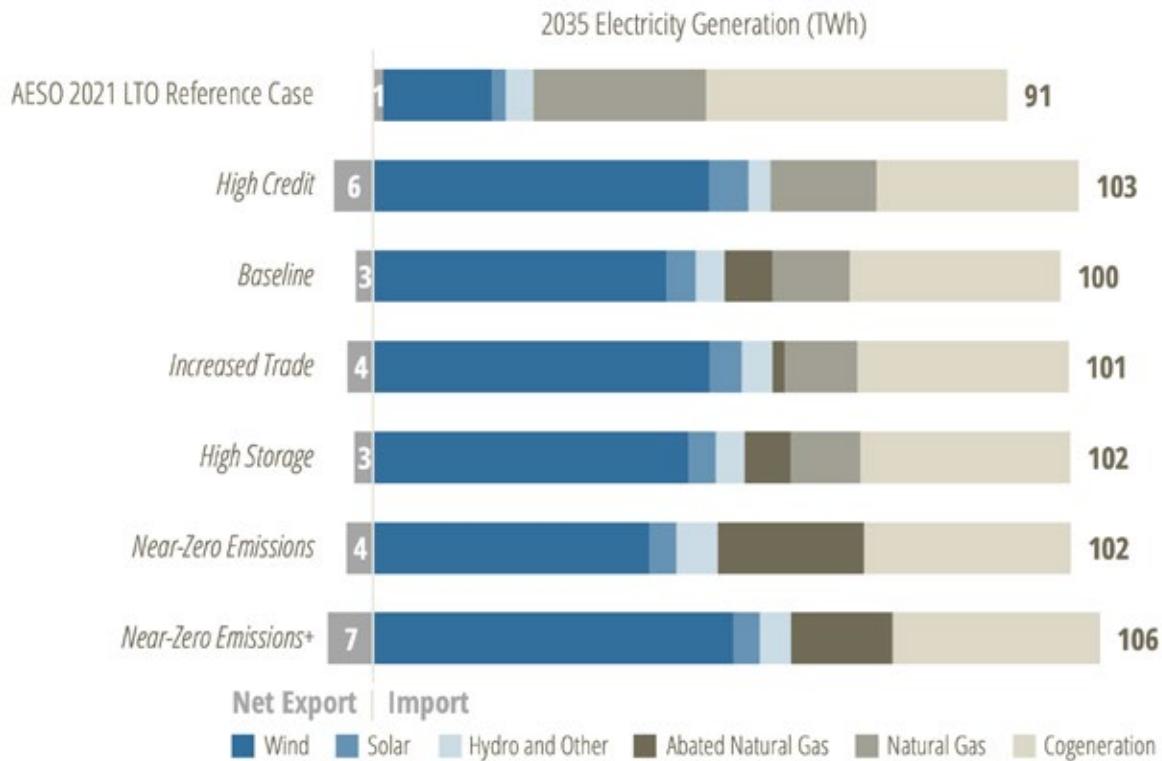
## Modélisation de l'AESO sur les émissions de carbone liées à l'électricité (et estimation des émissions de l'autoproduction industrielle)



Le rapport de l'AESO indique que les nouveaux investissements cumulatifs iront de 44 à 52 milliards de dollars avant 2041, en comparaison avec le scénario de base des prévisions à long terme de 2021 (qui, comme mentionné plus haut, n'ont généralement pas vu venir la croissance de l'éolien et du solaire). Les scénarios d'expansion de la capacité à long terme réalisés pour le Pembina Institute (Noel, 2023), produits avec l'aide des prévisions de consommation de l'AESO de 2021, projetaient des coûts beaucoup plus bas, mais en arrivaient généralement aux mêmes conclusions quant au bouquet énergétique futur de l'Alberta. Ces modèles mènent à la conclusion que l'énergie renouvelable et la captation du carbone, ajoutées aux centrales au gaz actuelles et futures, sont appelées à devenir le modèle d'approvisionnement de choix, comme le montre la figure 8. Cette transition est largement due aux faibles coûts des énergies renouvelables ainsi qu'à la tarification industrielle du carbone, qui contribuera à réduire davantage les émissions dans la prochaine décennie après le retrait progressif des centrales au charbon.

Figure 8 :

## Modèle de scénario de carboneutralité publié par le Pembina Institute avant le Règlement sur l'électricité propre



Le 15 mai 2024, l'AESO a publié ses plus récentes prévisions à long terme, notamment un scénario de haute électrification et plusieurs scénarios de décarbonisation pour 2035, en plus du scénario de référence (AESO, 2024b). Tous les scénarios sont modélisés à partir du projet de *Règlement sur l'électricité propre* comme annoncé en 2023, sans aucune des mesures de flexibilité anticipées mentionnées par Environnement et Changement climatique Canada en février 2024.

Les prévisions de l'AESO indiquent que sur le plan du coût actualisé, l'offre généreuse de crédits d'impôt à l'investissement pour la production à cycle combiné avec captation du carbone et de crédits à la performance en termes d'émissions pour les technologies solaires et éoliennes positionne ces méthodes de production comme les plus abordables (AESO, 2024b). Toutefois, le document suppose un ralentissement sérieux du développement des énergies éolienne et solaire dans tous les scénarios, et prévoit que le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> commencent à s'appliquer largement à la majorité des centrales de production au gaz à partir de 2028 – les derniers chantiers allant se terminer en 2031.

Un consortium d'entreprises de sables bitumineux a récemment rempli une demande de réglementation à l'Alberta Energy Regulator pour un pipeline de captation du carbone d'une valeur de 16,5 milliards de dollars. Cela suggère un intérêt soutenu pour le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>, même si les entreprises membres ne visent qu'une réduction des émissions de 30 % d'ici 2030 (Stephenson, 2024), ce qui représente un rythme plus lent que ce qu'ont prévu les scénarios des prévisions à long terme. De son côté, Avik Dey, directeur général de Capital Power, a déclaré lors de son plus récent appel aux investisseurs qu'« en essence, ça ne se justifie pas sur le plan financier. Avec de la chance, la technologie s'améliorera et nous pourrons y revenir lorsque la dimension financière se sera améliorée » pour expliquer l'annonce de l'entreprise à l'effet qu'elle ne poursuivra pas ses activités de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> pour ses centrales au gaz (Snowden, 2024).

Malgré ces incertitudes, si la technologie de captation du carbone se montre viable pour le secteur de l'électricité en Alberta, les prévisions à long terme de l'AESO de 2024 indiquent que le système électrique atteindra une réduction d'environ 95 % des émissions par rapport aux niveaux de 2005 et jusqu'en 2035 – en supposant que l'on suive la planification existante de tarification du carbone et le que *Règlement sur l'électricité propre* tel que proposé initialement soit en place. Les premiers petits réacteurs nucléaires ne sont pas attendus avant 2040, même si le rapport indique que leur acceptabilité sociale demeure un obstacle majeur et que la mise en marché de cette technologie n'en est qu'à ses balbutiements (AESO, 2024b). Les prévisions suggèrent que les plus importantes réductions des émissions auront eu lieu avant 2035, et que les incertitudes concernant le moment de la mise en service des centrales nucléaires n'affecteront pas les progrès vers la carboneutralité dans le secteur de l'électricité en Alberta.



# 6 NOUVEAU MODÈLE POUR LE RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE PROVISOIRE EN ALBERTA

Initialement, lorsque le projet de règlement fédéral a été proposé, il n'y avait pas de modèle public pour mesurer les conséquences propres à l'Alberta. Un mois après la publication de la Gazette du Canada, Partie I portant sur le *Règlement sur l'électricité propre* (AESO, 2023c), l'AESO a tenu une séance d'information technique qui a mis en lumière divers enjeux de fiabilité et d'abordabilité posés par le *Règlement* dans sa mouture originale. Il a récemment été dévoilé que l'AESO avait subi une importante pression populaire sur le sujet des énergies renouvelables en Alberta (Anderson, 2024), ce qui peut remettre en doute devant l'opinion publique l'objectivité de ses conclusions.

Pour pallier le manque d'information, le présent document avance un nouveau modèle créé par Navius Research pour l'Institut climatique du Canada. Ce dernier comprend une analyse à l'échelle de l'économie qui simule les politiques annoncées dans le Plan de réduction des émissions pour 2030 du Canada, avec ou sans le projet de *Règlement sur l'électricité propre*. Il permet d'explorer l'incidence de la réglementation sur différents systèmes électriques au Canada. L'analyse vise une réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Les émissions nationales devraient alors être de 439 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone en 2030 et diminuer à 105 mégatonnes d'ici 2050 – où un nombre égal d'émissions négatives provenant de l'affectation des terres, des changements à cette affectation et de la foresterie nous mènera à la carboneutralité. L'analyse prend en considération l'allocation gratuite actuelle de droits d'émission de carbone et les réduira progressivement à zéro d'ici 2050. Elle tient également compte des résultats avec et sans le projet de *Règlement sur l'électricité propre*, qui a été annoncé en août 2023<sup>3</sup>.

Étant donné que le gouvernement fédéral a déclaré vouloir ajouter une certaine flexibilité dans la version définitive du règlement, comme discuté plus haut, les modèles sous-estiment probablement le degré auquel les centrales au gaz pourront continuer d'être exploitées sans dispositif d'atténuation ou servir d'appoint dans la province. Les principales conclusions de ces travaux sont décrites ci-dessous et comparées à d'autres modèles récents en Alberta.

<sup>3</sup> Navius suppose que la carboneutralité est atteinte à l'échelle nationale (et non provinciale), et que l'utilisation des crédits de la captation atmosphérique directe, de l'affectation des terres, des changements apportés à ces affectations, et de la foresterie – totalisant 105 mégatonnes d'émissions de carbone d'ici 2050 – au sein du pays contribuent à la carboneutralité, à la lumière d'une étude de Drever et coll. (2021). Une étude qui s'intéresserait à l'atteinte de la carboneutralité par l'Alberta en particulier (et non le Canada au complet), ou qui se fondrait sur différentes hypothèses sur la captation atmosphérique directe et l'affectation des terres, pourrait arriver à d'autres résultats.

## CONCLUSION 1:

# L'éolien, le solaire et la captation du carbone dominent la progression dans tous les scénarios

En raison des incertitudes concernant les progrès technologiques et économiques pour le long terme, la présente analyse se concentre sur le moyen terme en étudiant les résultats prévus pour 2040. Les principales conclusions dans le modèle de Navius sur la production d'électricité de l'Alberta sont indiquées jusqu'à 2040 dans la figure 9 ci-dessous et sont comparées à la production actuelle de 2023.

La principale conclusion est que le *Règlement sur l'électricité propre* semble avoir peu d'incidence sur le futur développement du réseau électrique de l'Alberta. Avec ou sans le *Règlement sur l'électricité propre*, la demande en électricité fait plus que doubler, principalement à cause de l'ajout de l'éolien, du solaire et du gaz avec captation du carbone. La captation du carbone est également mise en œuvre à grande échelle dans les centrales au gaz existantes, dont celles à cycle combiné et les installations de cogénération – même si la récente annonce de Capital Power concernant la fin de l'installation de dispositifs de captation du carbone dans les centrales au gaz combiné suggère que les coûts auraient pu être sous-estimés dans les prévisions publiques, comme l'entreprise a déclaré que « le projet n'est pas économiquement réalisable » (Capital Power, 2024a).

Règlement ou pas, si l'Alberta veut atteindre la carboneutralité à l'échelle de l'économie, le modèle de Navius indique qu'il faut une augmentation massive de l'exploitation de l'éolien et du solaire. En 2023, ces deux énergies, combinées à la biomasse et l'hydroélectricité, ont produit environ 16 térawattheures d'électricité renouvelable, ou 16 % de l'approvisionnement total pour l'Alberta. D'ici 2040, l'éolien et le solaire devraient augmenter de 650 % par rapport à la production actuelle d'énergies renouvelables afin de fournir plus de 100 térawattheures annuellement d'ici 2040. Les nouvelles installations hydroélectriques ou de biomasse, quant à elles, seront probablement moins abordables.

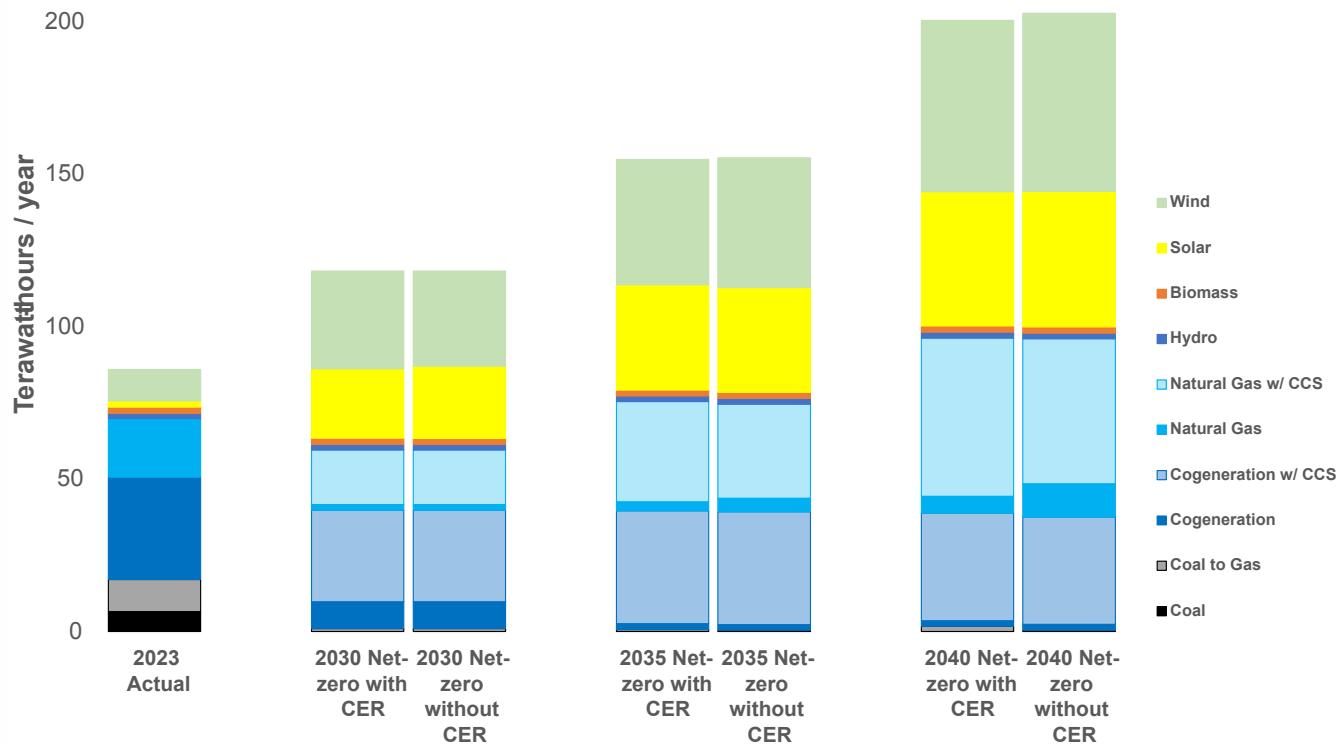
De plus, on s'attend également à ce que les technologies combinées au gaz produisent près de 100 térawattheures en 2040, ce qui entraînerait une augmentation de 50 % de la production alimentée au gaz dans le secteur de l'électricité – 33 térawattheures de plus qu'en 2023 –, quoique la vaste majorité de cette production verra ses émissions atténuées grâce à la captation du carbone tant aux centrales de cogénération pour l'autoproduction industrielle que dans les autres installations dédiées à l'approvisionnement du réseau<sup>4</sup>.

Avec ou sans le  
*Règlement sur*  
*l'électricité propre*, la  
demande en électricité  
fait plus que doubler,  
principalement à cause  
de l'ajout de l'éolien, du  
solaire et du gaz avec  
captation du carbone.

<sup>4</sup> Les normes d'émissions du *Règlement sur l'électricité propre* placent la captation du carbone à la limite de l'admissibilité comme solution conforme. En effet, l'analyse de Navius montre qu'un taux de captation de 90 % n'est simplement pas suffisant pour rendre le gaz naturel avec captation du carbone conforme au *Règlement*. Pour faire de la captation du carbone une option viable, l'analyse présume un taux de captation de 95 %.

Figure 9 :

## Production d'électricité pour mener l'Alberta vers une économie carboneutre d'ici 2050



### CONCLUSION 2 :

On prévoit d'importants besoins de transport et une nette augmentation de la consommation d'électricité

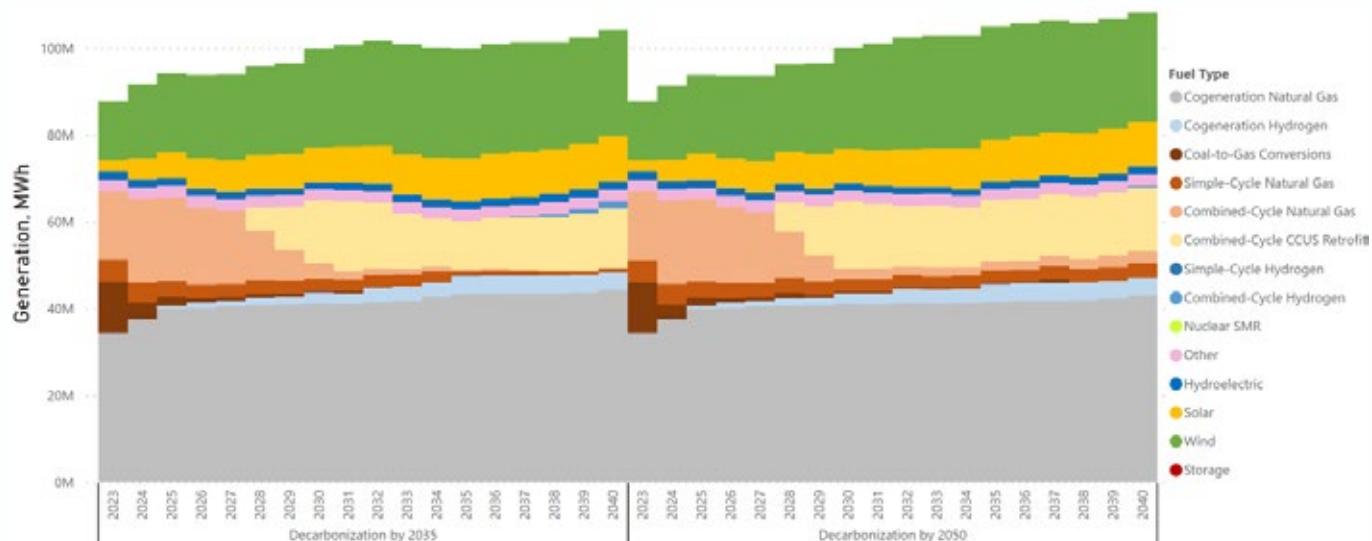
Les résultats du modèle dépendent de la capacité de transport, qui doit suivre le rythme de la demande de nouvelle capacité de production d'électricité. Les contraintes liées au transport ont déjà commencé à nuire à la production existante d'éolien et de solaire en Alberta, où les volumes contraints d'énergie éolienne et solaire sont passés de 14 gigawattheures dans le dernier trimestre de 2022 à 188 gigawattheures en 2023 (Market Surveillance Administrator, 2024b). L'initiative pour la création de secteurs concurrentiels d'énergie renouvelable (CREZ) au Texas, créée en 2005, avait vu venir le problème, et son succès à faire développer rapidement la production éolienne et solaire dans l'État a été largement reconnu (Lee, Flores-Espino, & Hurlbut, 2017). L'Alberta ne s'est pas dotée d'initiatives similaires pour l'aménagement de lignes de transport; elle procède actuellement à une analyse qui a pour visée le transfert d'une plus grande part des coûts de transmission aux producteurs (Kennedy, Lees, Green, & Quinton, 2023). Le rythme de l'expansion du transport pourrait nuire gravement au développement des énergies renouvelables et à la réduction des émissions de carbone aux États-Unis (Jenkins, et coll., 2023) tout comme en Alberta, particulièrement à l'échelle indiquée dans les modèles actuels.

En novembre 2023, l'AESO a publié une mise à jour préliminaire de ses prévisions à long terme de 2024. Elle comportait deux scénarios de décarbonisation : un d'ici 2035 et l'autre d'ici 2050. Le premier se veut possiblement une réponse au projet de Règlement sur l'électricité propre (qui ne nécessiterait pas la carboneutralité en 2035), et le second, une cible établie par le gouvernement provincial. Bien qu'il existe des différences notables dans

l'augmentation prévue de la consommation résultant de l'électrification ainsi que dans le niveau de pénétration de l'éolien et du solaire, les deux modèles illustrent l'incidence relativement peu importante du Règlement fédéral sur les diverses sources d'approvisionnement à moyen et à long terme. Les ressemblances frappantes dans la composition de l'offre projetée pour les différents scénarios sont présentées dans la grille des perspectives à long terme (figure 10 ci-dessous). Il convient de noter que ces scénarios supposent à la fois le maintien d'un système industriel robuste de tarification du carbone et l'expansion du réseau de transport existant afin de pouvoir prendre en charge la nouvelle capacité.

Figure 10 :

## Prévisions de l'AESO sur la production – Comparaison entre la première version du Règlement sur l'électricité *propre* (gauche) et une trajectoire vers la carboneutralité en 2050 (droite)



Là où les modèles de Navius diffèrent de manière importante de ceux de l'AESO – même dans son plus récent scénario de haute électrification –, c'est dans la croissance attendue de la consommation électrique en Alberta, principalement dans l'électrification des processus industriels. Les prévisions de Navius concernant la demande en électricité représentent environ le double de ce que l'AESO a modélisé, même dans son scénario d'électrification le plus intense présent dans la grille de modélisation des scénarios de décarbonisation des prévisions à long terme (AESO, 2024c; voir la figure 11 ci-dessous). Les différences les plus notables semblent être les taux d'électrification industrielle ainsi que la rapidité avec laquelle sont adoptés les thermopompes et les véhicules électriques. L'écart très important entre les prévisions de croissance a une incidence beaucoup plus importante sur la production que les conséquences modélisées des réglementations fédérales<sup>5</sup>.

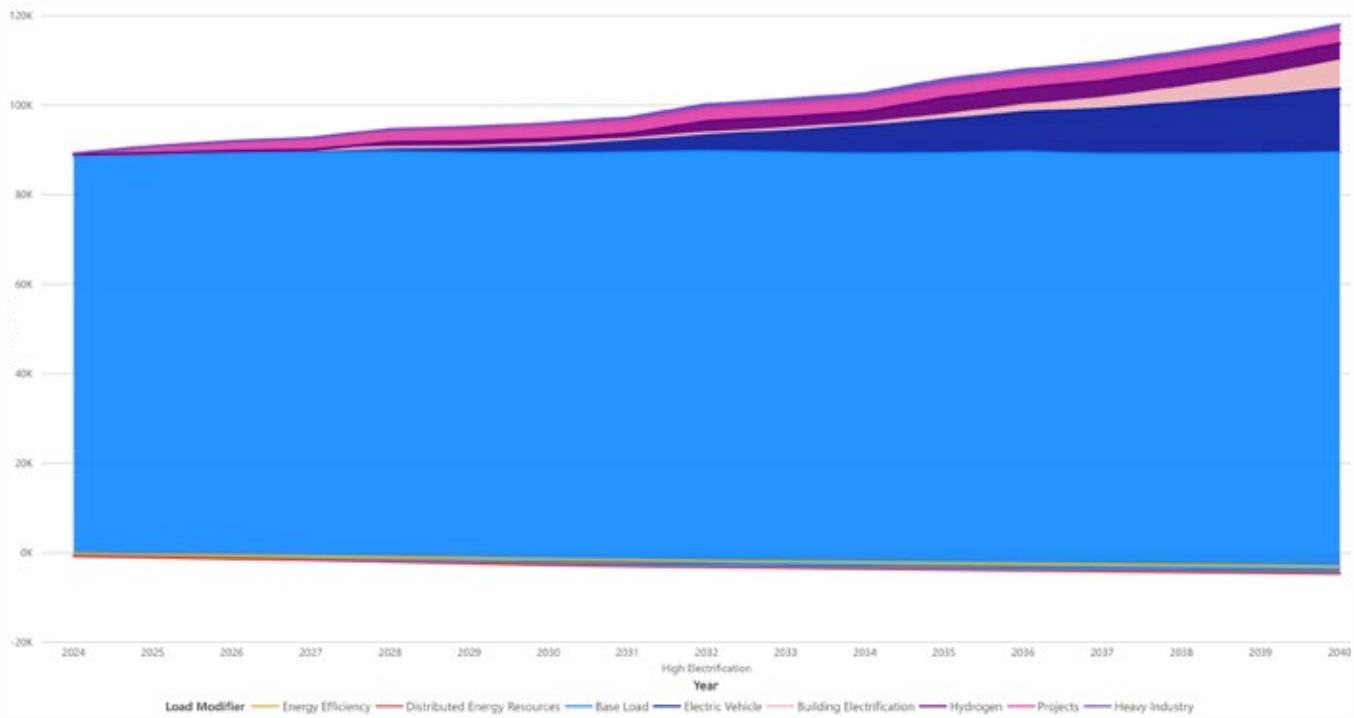
5 Il y a quelques hypothèses stratégiques importantes à la base des différences entre les résultats de l'AESO et de ceux du scénario annoncé de carboneutralité plus de Navius :

- ▶ l'exigence de vente de véhicules légers à zéro émission du fédéral (100 % des ventes doivent être des VZE d'ici 2035);
- ▶ une représentation illustrative de l'exigence de vente de VZE annoncée pour les véhicules moyens et lourds (75 % des véhicules moyens et 40 % des véhicules lourds vendus doivent être des VZE d'ici 2035);
- ▶ une représentation illustrative de la stratégie nationale annoncée pour les bâtiments verts, qui interdit l'installation de nouveaux systèmes de chauffage au gaz naturel et au mazout d'ici à 2026;
- ▶ le plafond annoncé des émissions des secteurs pétrolier et gazier.

La représentation de ces politiques annoncées est assez parlante : elle montre leur influence sur l'électrification et les émissions si elles étaient mises en œuvre telles que présentées dans la présente analyse. L'inclusion de ces politiques est possiblement la raison d'un constat d'électrification plus élevée dans l'analyse de Navius (particulièrement le bannissement des nouveaux systèmes de chauffage au gaz naturel). Un scénario de carboneutralité sans ces politiques entraînerait probablement de plus faibles degrés d'électrification.

Figure 11 :

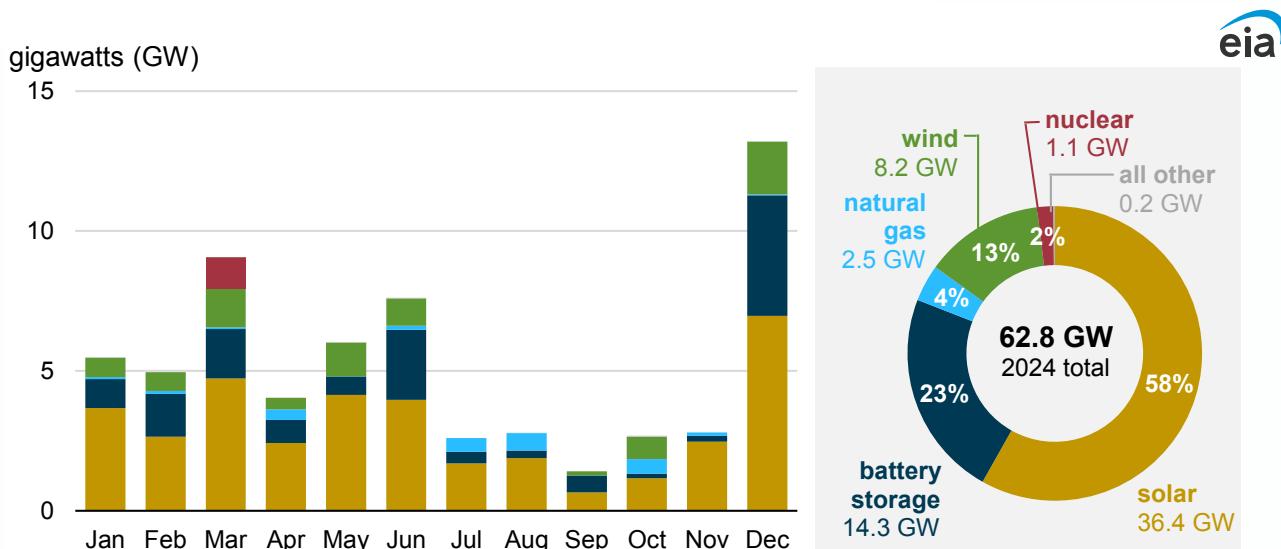
## Scénario d'électrification élevée de l'AESO modélisé en 2024



Bien que les centrales au gaz avec captation du carbone apparaissent dans tous les modèles, elles n'ont pas été déployées à grande échelle par le secteur privé de la production d'électricité en Alberta ni dans le reste du monde. De plus, comme discuté précédemment, le projet le plus avancé de la province a récemment pris fin (Snowden, 2024).

Figure 12 :

## Capacité de production récente annuelle aux États-Unis (à gauche) et dans le monde (à droite)

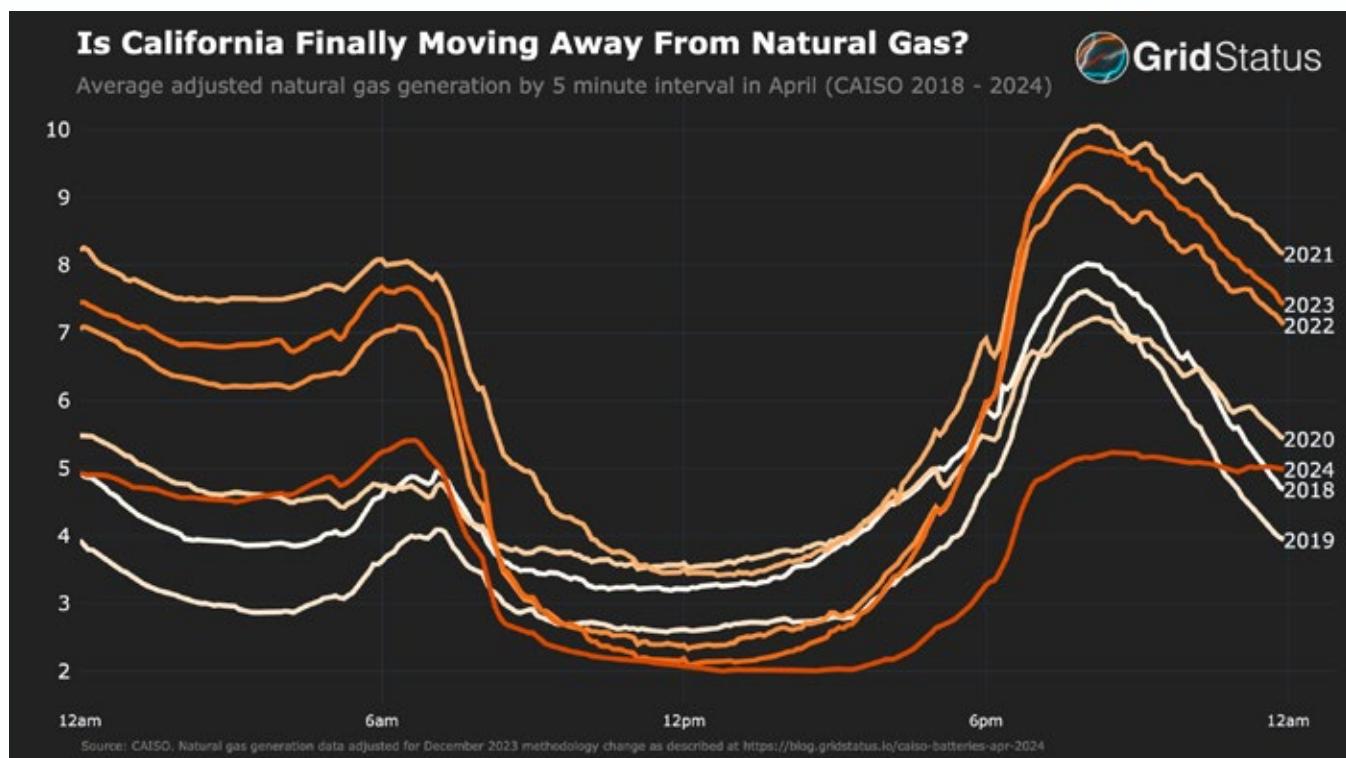


Bien que les centrales au gaz avec captation du carbone apparaissent dans tous les modèles, elles n'ont pas été déployées à grande échelle par le secteur privé de la production d'électricité en Alberta ni dans le reste du monde. De plus, comme discuté précédemment, le projet le plus avancé de la province a récemment pris fin (Snowden, 2024).

Toutefois, l'Alberta peut potentiellement se positionner comme chef de file en matière de captation du carbone grâce aux centrales au gaz, à condition que les coûts puissent être réduits pendant que les prix du carbone et les subventions gouvernementales demeurent à un niveau qui dispose l'industrie à adopter cette technologie (Tuttle, 2024). De l'autre côté, si les problèmes techniques de la captation du carbone subsistent (Schlissel, 2024), la technologie pourrait voir gagner du terrain à ses dépendes le stockage d'énergie combiné aux énergies renouvelables – une solution qui n'a pas été déployée à grande échelle dans les modèles mentionnés précédemment, mais dont les coûts continuent de diminuer (Colthorpe, 2023). Bien que la Californie présente de nombreuses différences avec l'Alberta, ses données récentes sur la production de gaz suggèrent que la croissance du stockage d'énergie a commencé à grignoter la part du marché gazier pour les périodes de pointe à court terme (Grid Status IO, 2024<sup>6</sup>).

Figure 13 :

### Production d'électricité alimentée au gaz de la Californie en avril 2024



6 Selon le modèle de Navius, le stockage ne contribue pas à de grandes quantités annuelles d'énergie, puisqu'il sert principalement de mesure d'appoint en période de pointe et aux heures dans l'année où les énergies éolienne et solaire ne sont pas exploitables, mais il peut faire une différence entre le caractère économique ou non d'une production supplémentaire d'éolien et de solaire.

## CONCLUSION 3 :

# L'Alberta est capable de répondre à la demande croissante d'électricité propre

Il existe un vaste consensus concernant le fait que la capacité de production d'électricité doive augmenter de manière importante en Alberta dans les années à venir, qu'une forte électrification ait lieu ou non. Heureusement l'Alberta est habituée à gérer un système en croissance, particulièrement dans son secteur industriel. Dans les deux dernières décennies, alors que la plupart des provinces et états connaissaient une demande relativement stagnante (voire en déclin), la capacité de production de l'Alberta a presque doublé, atteignant environ 21 gigawatts au commencement de l'année 2024, par rapport à 11,6 gigawatts à la fin de 2004.

La croissance de l'approvisionnement a été largement menée par la montée de la demande de la part des centrales industrielles pétrolières et gazières (principalement de la cogénération dans les limites des installations), et, accessoirement, par la croissance de la population. Entre 2004 et 2024, en Alberta, la demande annuelle d'électricité est passée de 65 térawattheures à près de 86 térawattheures. La récente expansion des centrales éoliennes et solaires a mené à une croissance plus rapide de la puissance de pointe totale installée comparativement à la consommation moyenne, car ces technologies ont un facteur d'utilisation plus faible que les centrales au charbon. Il convient de tenir compte à la fois de la puissance de pointe installée et du facteur d'utilisation lors de la comparaison avec les anciennes installations.

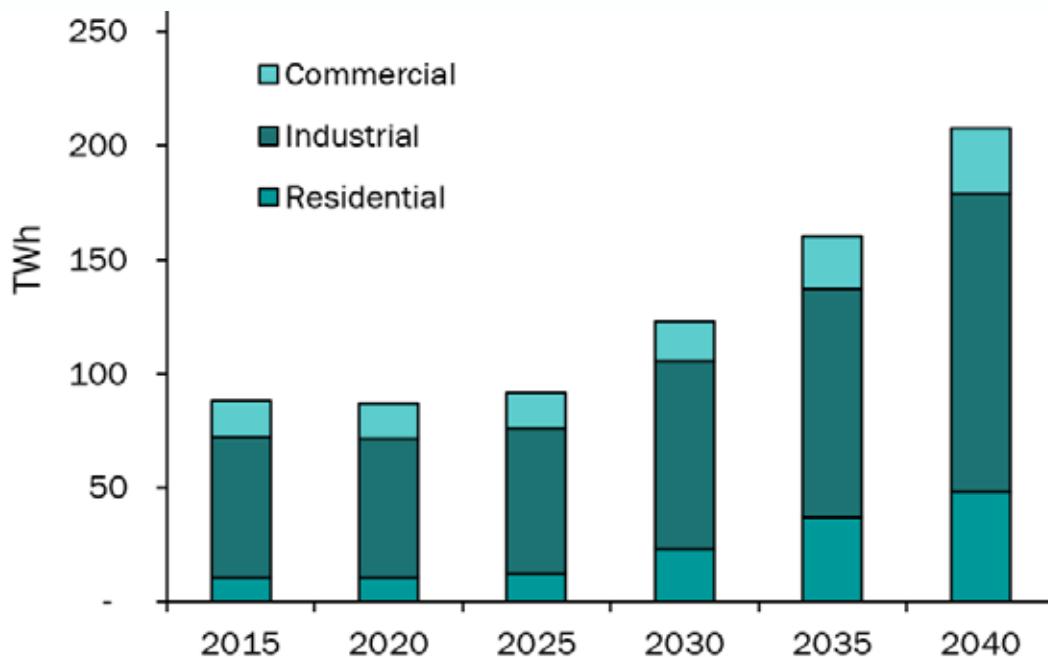
Pour que l'économie albertaine atteigne la carboneutralité en 2050, la croissance de l'électricité doit s'accélérer – à savoir, potentiellement plus que doubler d'ici 2040, comme le montre la figure 14. Le modèle de Navius indique que l'électrification massive est un levier majeur dans l'atteinte de la carboneutralité à l'échelle de l'économie, à condition que les politiques aillent au-delà de celles actuellement annoncées pour correspondre à une trajectoire carboneutre. Bien que les prévisions à long terme de l'AESO anticipent une croissance stable, mais plus lente de l'électricité, laissant envisager une multiplication par deux puisse se produire quelque part après 2040 dans un scénario à haute électrification (AESO, 2024b), les résultats d'une étude de 2019 de l'Association canadienne du gaz concluent que l'électrification pourrait mener la croissance de l'électricité à des niveaux correspondant davantage aux résultats de Navius (ICF, 2019)<sup>7</sup>.

La part du lion de la croissance de la demande d'électrification reviendrait au secteur industriel, qui pourrait à lui seul atteindre une demande de 130 térawattheures en 2040 par rapport au système entier de l'Alberta, qui a produit moins de 90 térawattheures en 2023. De tels niveaux d'électrification nécessiteront certainement d'importantes augmentations de la production sur place, notamment dans les centrales solaires, mais nécessiteront également de nouvelles infrastructures de transport dans la province et de nouvelles interconnexions avec les provinces voisines.

<sup>7</sup> Voir note de bas de page 5 sur les nombreuses politiques qui mènent l'électrification selon les résultats de Navius.

Figure 14 :

## Croissance de la demande d'électricité dans les scénarios à haute électrification modélisés par Navius



Pour répondre à cette demande, le scénario de Navius modélisant les politiques annoncées ainsi que la carboneutralité prévoit que la puissance installée en éolien atteindra 17,4 gigawatts en 2040, et 25 gigawatts pour le solaire, soit une augmentation de plus de 3 fois la capacité existante pour l'éolien et de 14 fois pour le solaire. La taille des éoliennes a augmenté de telle sorte que les plus grandes éoliennes en service en Alberta aujourd'hui ont une puissance de plus de quatre mégawatts chacune, alors que les éoliennes habituelles de la province ont toujours eu une puissance inférieure à deux mégawatts. Ainsi, la multiplication par trois de la capacité éolienne installée ne nécessiterait probablement qu'une multiplication par deux du nombre d'éoliennes déjà en service.

L'empreinte terrestre de cette capacité supplémentaire sera probablement modeste. Historiquement, les parcs éoliens du Canada nécessitaient généralement environ un kilomètre carré par deux mégawatts de puissance installée, même lorsque la taille des éoliennes a commencé à augmenter (Noel, Weis, Yu, Leach, et Fleck, 2022) – l'infrastructure des éoliennes n'occupe directement que moins de 3 % du territoire. La plus grande centrale solaire de l'Alberta représente 465 mégawatts de puissance installée sur plus de 13,4 kilomètres carrés. Même selon les scénarios les plus optimistes de croissance, seulement 800 kilomètres carrés de terres seraient directement nécessaires à l'infrastructure éolienne et solaire, par rapport à plus de 95 000 kilomètres carrés de prairies dans la province, ou plus de 650 000 kilomètres carrés. En d'autres mots, les terres physiques ne sont pas un problème, même à ce niveau de développement. Par exemple, il est intéressant de noter que le Texas, un territoire possédant environ la même masse terrestre que l'Alberta, possède plus de 40 000 mégawatts de puissance éolienne installée et 15 000 mégawatts d'énergie solaire. Bien qu'il y ait d'importantes différences dans la géographie et les ressources entre les deux territoires, on peut constater que l'empreinte terrestre prévue de l'Alberta en matière de solaire et d'éolien existe déjà au Texas à l'heure actuelle.

Bien que les taux de croissance d'électricité puissent sembler élevés, ils ne sont pas irréalistes par rapport aux données précédentes témoignant d'une importante croissance nationale. Par exemple, la consommation d'électricité au Canada a presque triplé, passant de 140 térawattheures en 1965 à près de 410 térawattheures en 1985 (Banque mondiale, 2015).

# INCERTITUDES STRATÉGIQUES ET AVENIR DE L'ALBERTA

Malgré certains débats publics entre les gouvernements provincial et fédéral sur le projet de *Règlement sur l'électricité propre*, on note que les modèles du système électrique de l'Alberta comportent de nombreuses ressemblances importantes – par exemple, qu'un système carboneutre est atteignable à l'aide des technologies actuelles et qu'il est possible d'atteindre cette cible en augmentant massivement la production d'éolien, de solaire et de gaz avec captation du carbone, pourvu que les politiques comme le prix du carbone industriel viennent subventionner la décarbonisation en cours et que le coût des énergies renouvelables et de captation du carbone continue de décroître sur le marché albertain.

Bien que tous les renseignements n'aient pas encore été publiés, il semble que le gouvernement fédéral ait pris acte des principales critiques à l'encontre de son projet de *Règlement sur l'électricité propre* et qu'il ait l'intention d'y réagir en assouplissant les heures d'exploitation des centrales de pointe, la rigueur exigée des centrales de captation du carbone, et la durée pendant laquelle les centrales existantes peuvent continuer de fonctionner. Il est peu probable que le *Règlement sur l'électricité propre*, une fois mis au point et en œuvre, s'avère être le plus grand enjeu du système électrique de l'Alberta, devant les autres incertitudes auxquelles est confronté le marché provincial de l'électricité. En supposant que les modifications mentionnées ci-dessus soient mises en œuvre, le Règlement fédéral pourrait, à tout le moins, contribuer à fournir la certitude politique nécessaire à la concrétisation du captage et du stockage du CO<sub>2</sub>, ainsi qu'à la planification des besoins de transport d'électricité.

Ce qui est beaucoup plus incertain, c'est le rythme de l'électrification de l'Alberta, particulièrement dans le monde industriel, ainsi que le cadre stratégique provincial à long terme. Cependant, nous pouvons tout de même tirer certaines conclusions importantes :

- ▶ Le parc électrique de l'Alberta devra croître de 50 à 200 % dans les 15 prochaines années par rapport à sa capacité actuelle.
- ▶ Les technologies existantes sont en mesure de décarboniser le système électrique de la province d'ici le milieu des années 2030.
- ▶ La tarification du carbone est la clé de la décarbonisation dans les modèles d'électricité de l'Alberta, mais en pratique, des annonces récentes suggèrent que la captation du carbone nécessite d'autres clarifications réglementaires pour se concrétiser.
- ▶ Les investisseurs privés sont fortement intéressés à répondre à l'expansion rapide du système électrique de l'Alberta, pourvu que l'environnement stratégique leur demeure propice.

Une hausse significative de la construction d'infrastructures électriques est largement attendue en Alberta. Toutefois, il existe également d'importantes incertitudes récemment introduites sur le marché de la province, notamment les nouvelles restrictions sur la mise en œuvre de projets d'énergie éolienne et solaire, qui pourraient avoir eu pour effet de faire reculer les investisseurs devant l'énergie renouvelable (Balaban, 2024), ainsi qu'un processus de réforme du marché (Law, 2024). Il sera important que l'Alberta établisse des objectifs clairs et qu'elle

se dote de politiques stables pour exploiter son potentiel de décarbonisation.

L'expansion du système électrique de l'Alberta en conformité avec le *Règlement sur l'électricité propre* mis à jour et avec l'objectif d'économie carboneutre de la province d'ici 2050 s'avère un défi de taille, mais la présente analyse conclut que c'est possible, puisque la province a déjà tous les atouts pour y arriver. La vitesse de cette transition dépendra nettement de la capacité de la province à planifier le déploiement massif de nouvelles infrastructures, dont celles de production et de transport de l'électricité sobre en carbone.



*Panneaux solaires dans une ferme photovoltaïque pour produire de l'électricité propre.*

# RÉFÉRENCES

- AESO. (2021). *2021 Long-term Outlook*. Calgary : Alberta Electric System Operator. En ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Tariff-2021-BR-Application/Appendix-K-AESO-2021-Long-term-Outlook.pdf>
- AESO. (2022). *AESO Net-Zero Emissions Pathways Report*. Calgary : Alberta Electric System Operator. En ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/net-zero/AESO-Net-Zero-Emissions-Pathways-Report.pdf>
- AESO. (2023a). *2023 Year in Review*. Alberta Electric System Operator. En ligne : [https://www.aeso.ca/assets/2023-AESO-Year-in-Review\\_WEB.pdf](https://www.aeso.ca/assets/2023-AESO-Year-in-Review_WEB.pdf)
- AESO. (2023b). *Connection Project Reporting - Connection Project List Archives, December 2023*. Calgary : Alberta Electricity System Operator. En ligne : <https://www.aeso.ca/grid/transmission-projects/connection-project-reporting/>
- AESO. (2023c). *Technical Briefing on Proposed Clean Electricity Regulations*. Calgary : Alberta Electricity System Operator. En ligne : [https://www.aeso.ca/assets/AESO-CER-Technical-Briefing\\_FINAL.pdf](https://www.aeso.ca/assets/AESO-CER-Technical-Briefing_FINAL.pdf)
- AESO. (2024a). Statistiques de marché de l'AESO. Alberta Electric System Operator. Consulté le 15 février 2024, en ligne : [https://public.tableau.com/app/profile/market.analytics/viz/AnnualStatistics\\_16161854228350/Introduction](https://public.tableau.com/app/profile/market.analytics/viz/AnnualStatistics_16161854228350/Introduction)
- AESO. (2024b). AESO 2024 Long-Term Outlook. Calgary : Alberta Electric System Operator. En ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/grid/lto/2024/2024-LTO-Report-Final.pdf>
- AESO. (2024c). AESO 2024 LTO Decarbonization Scenario Modeling Dashboard. Calgary : Alberta Electric System Operator. En ligne : <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoY2M5NDI1MmMtYzAyNC00MGIZLTIINGUtNDg3ZDg4ODMxZDUxiwidCI-6Ijk4NjlhYTBkLWViYmEtNGY4Yy05Mzk5LTdkZmY3NjY1YjFkMSJ9&pageName=ReportSectionae07238bbca7be9aa5>
- Alberta Environment and Protected Areas. (2024). *Alberta emissions reduction and energy development plan*. Edmonton : Gouvernement de l'Alberta. Consulté en février 2024, en ligne : <https://www.alberta.ca/emissions-reduction-and-energy-development-plan>
- Anderson, D. (3 mai 2024). « A senior Alberta official found the renewables pause 'very troubling.' He was pressured to support it anyway. » Consulté dans *The Narwhal*, en ligne : <https://thenarwhal.ca/alberta-renewables-pause-grid-operator/>
- Balaban, D. (2024, March 27). « Beyond Politics: A call for solutions in Canada's energy dialogue » Consulté dans le *Calgary Herald*, en ligne : <https://calgaryherald.com/opinion/columnists/opinion-beyond-politics-a-call-for-solutions-in-canadas-energy-dialogue>
- Banque mondiale. (2015). WDI Database Archives. Consulté dans Electric Power Consumption (kWh), version 2015, en ligne : <https://databank.worldbank.org/reports.aspx?source=WDI-Archives>
- Black, M. (8 octobre 2023). « Alberta's 'national' campaign to thwart electricity regulations heavily targeted at Albertans ». (*Edmonton Journal*) En ligne : <https://edmontonjournal.com/news/politics/albertas-national-campaign-to-thwart-electricity-regulations-heavily-targeted-at-albertans>
- Capital Power. (mai 2024a.). *Capital Power announces first quarter 2024 results*. En ligne : [https://www.capitalpower.com/media/media\\_releases/capital-power-announces-first-quarter-2024-results/](https://www.capitalpower.com/media/media_releases/capital-power-announces-first-quarter-2024-results/)
- Capital Power. (mai 2024b.). *Genesee Repowering project hits major milestones*. Consulté dans *Genesee Repowering project hits major milestones*, en ligne : [https://www.capitalpower.com/media/media\\_releases/capital-power-announces-first-quarter-2024-results/](https://www.capitalpower.com/media/media_releases/capital-power-announces-first-quarter-2024-results/)
- Colthorpe, A. (7 février 2023). « Renewables with energy storage cost-competitive with gas in Canadian provinces ». Consulté dans *Energy Storage News*, en ligne : <https://www.energy-storage.news/renewables-with-energy-storage-cost-competitive-with-gas-in-canadian-provinces/>

- Dey, A. (27 août 2023). « Clean Electricity Regulations are workable but need critical adjustments ». (*National Post*) En ligne : <https://financialpost.com/commodities/energy/clean-electricity-regulations-need-critical-adjustments>
- Drever., C. et coll. (2021). Natural climate solutions for Canada. *Science Advances*, 7(23). doi:10.1126/sciadv.abd6034
- Environnement et changement climatique Canada. (16 février 2024). *Règlement sur l'électricité propre*. Consulté dans *Règlement sur l'électricité propre*, mise à jour publique : Ce que nous avons entendu lors des consultations et les orientations envisagées pour le règlement final, en ligne : <https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/clean-fuel/electricity/reglement-electricite-propre-mise-a-jour-publique-16022024.pdf>
- Fletcher, R. (9 mai 2024). CBC Calgary. Consulté dans « The unravelling of Danielle Smith's case for Alberta's renewables pause », en ligne : <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/alberta-renewables-pause-moratorium-aeso-foip-1.7196943>
- GIEC. (2021). *Les bases scientifiques physiques. Contribution du Groupe de travail I au sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*. Cambridge : Cambridge University Press. En ligne : [https://report.ipcc.ch/ar6/wg1/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_FullReport.pdf](https://report.ipcc.ch/ar6/wg1/IPCC_AR6_WGI_FullReport.pdf)
- Gouvernement de l'Alberta. (2023). *Frequently asked questions: Alberta's Renewables Inquiry and the Related Pause*. Edmonton : Gouvernement de l'Alberta. En ligne : <https://www.alberta.ca/system/files/au-faq-albertas-renewables-inquiry-and-the-related-pause.pdf>
- Gouvernement de l'Alberta. (mars 2016). *Phase-out of coal-fired emissions in Alberta*. En ligne : <https://open.alberta.ca/dataset/9cc07f29-aee3-4c09-b13f-a7e22b59fef1/resource/3a1ec661-0375-4b7b-9e52-be043e6c269f/download/2016-03-fs-coal-phase-out.pdf>
- Gouvernement du Canada. (5 septembre 2012). *Le gouvernement Harper adopte un règlement rigoureux visant le secteur de la production d'électricité à partir du charbon*. En ligne : <https://www.canada.ca/fr/nouvelles/archive/2012/09/gouvernement-harper-adopte-reglement-rigoureux-visant-secteur-production-electricite-partir-charbon.html>
- Grid Status IO. (7 mai 2024). *Grid Status IO*. En ligne : <https://blog.gridstatus.io/caiso-batteries-apr-2024/>
- Hastings-Simon, S., Leach, A., Shaffer, B., et Weis, T. (2022). *An Alberta Wind Energy Windfall*. Calgary : Université de Calgary, School of Public Policy. En ligne : <https://www.pollicyschool.ca/wp-content/uploads/2022/10/wind-windfall-final.pdf>
- ICF Marbek et S.e.i. Inc. (2012). *Climate Change Risk Assessment and Adaptation Report: Ministry of Transportation*. Edmonton : Alberta Ministry of Transportation. En ligne : <https://open.alberta.ca/publications/climate-change-risk-assessment-and-adaptation-report-ministry-of-transportation-final-report>
- ICF. (2019). *Les répercussions de l'électrification dictée par les politiques au Canada (en anglais seulement)*. Ottawa, Ontario : Association canadienne du gaz. En ligne : <https://www.cga.ca/wp-content/uploads/2019/10/Implications-of-Policy-Driven-Electrification-in-Canada-Final-Report-October-2019.pdf>
- Jenkins, J. D., Mayfield, E. N., Farbes, J., Schivley, G., Patankar, N., et Jones, R. (2023). *Climate Progress and the 117th Congress: The Impacts of the Inflation Reduction Act and the Infrastructure Investment and Jobs Act*. Princeton, NJ : REPEAT Project. doi.org/10.5281/zenodo.8087805
- Kennedy, J., Lees, L., Green, N., et Quinton, S. (23 janvier 2023). Bennett Jones. Consulté dans « Un changement à l'horizon pour le régime de réglementation de l'électricité de l'Alberta en 2024 », en ligne : <https://www.bennettjones.com/fr/Blogs-Section/Change-on-the-Horizon-for-Albertas-Electricity-Regulatory-Regime-in-2024>
- La Presse Canadienne. (4 mai 2024). CTV News Calgary. Consulté dans « TransAlta cancels wind power project over new government rules on development », en ligne: <https://calgary.ctvnews.ca/transalta-cancels-wind-power-project-over-new-government-rules-on-development-1.6873595>
- Law, M. (11 mars 2024). *AESO Restructured Energy Market Recommendation*. En ligne : <https://www.aesoengage.aeso.ca/37884/widgets/156642/documents/125534>
- Lee, N., Flores-Espino, F., et Hurlbut, D. (2017). *Renewable Energy Zone (REZ) Transmission Planning Process: A Guidebook for Practitioners*. Boulder, CO : National Renewable Energy Laboratory. En ligne : <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/69043.pdf>

Market Surveillance Administrator. (2024a). *About us*. En ligne : [www.albertamsa.ca/about-us/](http://www.albertamsa.ca/about-us/)

Market Surveillance Administrator. (2024b). *Quarterly Report for Q4 2023: Selected Findings*. Calgary : Market Surveillance Administrator.

Noel, W. (2023). *Zeroing In, Pathways to an affordable net-zero grid in Alberta*. Calgary : Pembina Institute. En ligne : <https://www.pembina.org/reports/zeroing-in.pdf>

Noel, W., Weis, T. M., Yu, Q., Leach, A., et Fleck, B. (2022). Mapping the evolution of Canada's wind energy fleet. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167. doi.org/10.1016/j.rser.2022.112690

Rutherford, G. (2 décembre 2022). *Researchers to map health effects of climate change across Alberta*. Consulté dans Université de l'Alberta, en ligne : <https://www.ualberta.ca/folio/2022/12/researchers-to-map-health-effects-of-climate-change-across-alberta.html>

Savage, H. S. (21 décembre 2022). Technology Innovation and Emissions Reductiong Fund Credit Amount Order. *Ministerial Order 62/2022*. Edmonton, Alberta : Kings Printer. En ligne : [https://kings-printer.alberta.ca/Documents/MinOrders/2022/Environment\\_and\\_Protected\\_Areas/2022\\_062\\_Environment\\_and\\_Protected\\_Areas.pdf](https://kings-printer.alberta.ca/Documents/MinOrders/2022/Environment_and_Protected_Areas/2022_062_Environment_and_Protected_Areas.pdf)

Schlissel, D. a. (30 avril 2024). *Carbon Capture at Boundary Dam 3 still an underperforming failure*. Consulté dans Institute for Energy Economics and Financial Analysis, en ligne : <https://ieefa.org/resources/carbon-capture-boundary-dam-3-still-underperforming-failure>

Shaffer, B., et Leach, A. (10 octobre 2023). « Danielle Smith may be grandstanding, but Canada's Clean Electricity Regulations do need a fix ». (*The Globe and Mail*) En ligne : <https://www.theglobeandmail.com/opinion/article-danielle-smith-may-be-grandstanding-but-canadas-clean-electricity/>

Smith, C. (25 avril 2024). *National Inventory Report suggests Canada's climate policies are starting to work*. Consulté dans The Pembina Institute, en ligne : [www.pembina.org/blog/national-inventory-report-suggests-canadas-climate-policies-are-starting-work](http://www.pembina.org/blog/national-inventory-report-suggests-canadas-climate-policies-are-starting-work)

Snowden, W. (2 mai 2024). « Plans for \$2.4B carbon capture and storage project near Edmonton have been cancelled ». Consulté dans CBC News, en ligne : <https://www.cbc.ca/news/canada/edmonton/plans-for-2-4b-carbon-capture-and-storage-project-near-edmonton-have-been-cancelled-1.7191573>

Stephenson, A. (21 mars 2024). CBC News. Consulté dans « Pathways Alliance to file for regulator approval on carbon capture project », en ligne : <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/pathways-alliance-carbon-capture-pipeline-project-1.7151291>

Tuttle, R. (24 mars 2024). « Cenovus Blasts Canadian Government for Lack of Support for Carbon Capture ». (*Yahoo! finance*) En ligne : <https://finance.yahoo.com/news/cenovus-blasts-canadian-government-lack-181154575.html>