

LA TRAJECTOIRE DE LA SASKATCHEWAN VERS UNE ÉLECTRICITÉ CARBONEUTRE

Nouvelle modélisation des conséquences et de la viabilité du Règlement sur l'électricité propre fédéral

par Brett Dolter

RÉSUMÉ

La Saskatchewan travaille à rendre son système électrique carboneutre; le service public d'électricité SaskPower prévoit d'atteindre son objectif en 2050, voire avant. Toutefois, la province a exprimé ses réserves quant au projet de *Règlement sur l'électricité propre* du fédéral, qui vise à accélérer l'adoption de l'électricité carboneutre à travers le pays. Ce document présente une nouvelle modélisation montrant les conséquences de l'adoption d'une version révisée du *Règlement* qui entend résoudre les problèmes soulevés par SaskPower. La présente analyse conclut que la version révisée changerait les tarifs seulement de façon marginale par rapport au scénario de référence.

Brett Dolter est professeur agrégé au département d'économie de l'Université de Regina, où il donne des cours sur les politiques climatiques, les analyses coûts-avantages, l'économie écologique et la microéconomie. Ses recherches portent sur la modélisation des coûts et des conséquences des politiques climatiques et énergétiques.

Remerciements

Ce travail a été réalisé en collaboration avec le personnel et les chercheurs du Carrefour de modélisation énergétique, notamment Jacob Monroe, Cristiano Fernandes, Mahdis Bayani et Edouard Clément.

Réviseurs experts

Tim Eckel, Vice-président, Transition énergétique et gestion des actifs

John Wright, ancien président et chef de la direction de SaskPower

Nous nous sommes efforcés de répondre le mieux possible aux commentaires des réviseurs, mais toute erreur ou omission demeure imputable à l'auteur. La révision n'implique aucunement l'approbation des conclusions et des recommandations formulées dans le présent document.

INTRODUCTION

Au Canada, en réponse à l'accélération des changements climatiques, les services publics d'électricité s'efforcent de réduire la pollution produite par la combustion du charbon et du gaz naturel. Le moment où un service public donné compte atteindre la carboneutralité peut varier, mais la plupart projettent d'atteindre cet objectif au plus tard en 2050.

En Saskatchewan, SaskPower est responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité dans la province¹. Dans son rapport annuel 2022-2023, la société d'État indique : « notre système électrique est en voie d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 ou plus tôt » (SaskPower, 2023a). En tant que société d'État appartenant à la province de la Saskatchewan, SaskPower doit établir ses plans dans le respect des directives du cabinet provincial et de la Crown Investments Corporation (CIC), laquelle encadre toutes les sociétés d'État de la province.

Pour respecter ses engagements internationaux en matière de climat, le gouvernement du Canada a également promis d'atteindre la carboneutralité. Il a reconnu que l'électrification généralisée, qui plus est alimentée à l'électricité propre, devra être le pilier de la transition énergétique du pays. Dans cet objectif, il s'est doté de plusieurs politiques visant à accélérer la construction de réseaux électriques plus grands, plus propres et plus intelligents, notamment par la réglementation de l'électricité alimentée au charbon, la tarification du carbone industriel et l'instauration d'un crédit d'impôt à l'investissement dans l'électricité propre.

En août 2023, le gouvernement canadien a établi le projet de *Règlement sur l'électricité propre* (REP), qui exigerait que les centrales au gaz naturel construites après 2025 respectent une certaine norme d'intensité d'émission de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2035. Le REP fixerait également des limites sur l'exploitation des centrales construites avant 2025 (*Gazette du Canada*, 2023). En novembre 2023, SaskPower et la CIC ont formulé des commentaires écrits en réponse au projet de règlement (SaskPower, 2023b; CIC 2023); l'un et l'autre étaient d'avis que le service public ne serait pas en mesure de se conformer au REP dans sa version originale.

En février 2024, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a publié un résumé des rétroactions que son projet de règlement avait reçu. ECCC a également proposé d'apporter certains assouplissements au REP comme solution aux problèmes soulevés (ECCC, 2024). À ce jour, aucune analyse n'a été réalisée pour montrer comment les mesures d'assouplissement suggérées sont censées éliminer ou alléger les problèmes soulevés par SaskPower ou atténuer les conséquences sur les tarifs d'électricité.

Dans cette analyse, je cherche à combler cette lacune en évaluant de potentielles trajectoires que pourrait emprunter SaskPower pour se conformer au *Règlement sur l'électricité propre*, en incluant les mesures supplémentaires d'assouplissement proposées par ECCC en février 2024². Ensuite, je compare ce qu'il en coûterait de se conformer

¹ Font toutefois exception deux régions de distribution : Saskatoon (Saskatoon Light & Power) et Swift Current (Swift Current Light & Power).

² Puisque la version définitive du *Règlement sur l'électricité propre* n'a pas encore été publiée, j'ai utilisé deux scénarios représentant des valeurs respectivement plus souples et plus strictes.

au REP à ce qu'il en coûterait d'emprunter l'une des trajectoires de réduction des émissions de GES proposées par SaskPower.

Ce travail a été réalisé en collaboration avec le Carrefour de modélisation énergétique et se fonde sur le [modèle COPPER](#) (SESIT, 2024). Ce modèle de croissance de la capacité permet d'élaborer les tendances de trajectoires d'investissement dans l'électricité entre 2025 et 2050. Pour chaque scénario, le modèle nous renseigne sur le bouquet énergétique (puissance et production), les coûts et les émissions de GES.

SaskPower peut être en mesure de se conformer au *Règlement sur l'électricité propre* avec les mesures d'assouplissement proposées par ECCC en février 2024, et ce, malgré les contraintes techniques et logistiques qu'elle a mentionnées. Et cette conformité à la version révisée du REP est possible sans mettre en jeu la fiabilité de l'électricité. Pour ce faire, SaskPower devrait seulement appliquer une modeste augmentation de 6 à 9 % des tarifs d'électricité résidentielle d'ici 2035 par rapport aux scénarios qu'elle envisageait, et elle se retrouverait à réduire davantage les émissions de GES que ce qu'elle aurait pu espérer avec son plan d'approvisionnement.

Cependant, cela ne veut pas dire que le REP soit complètement sans coûts ou sans risques. Les options envisagées en Saskatchewan sont notamment la mise au point de centrales au gaz avec captage et stockage du CO₂ ainsi que l'utilisation de petits réacteurs nucléaires modulaires. Ces deux technologies en sont actuellement aux balbutiements de leur commercialisation (Dion et coll., 2021). La Saskatchewan est également un endroit où les tarifs d'électricité sont très élevés. Par conséquent, elle doit faire beaucoup plus d'efforts pour décarboniser son réseau électrique que certaines autres provinces canadiennes (Conseil consultatif canadien de l'électricité, 2024). Des politiques complémentaires comme le crédit fédéral d'impôt à l'investissement seront importantes pour encourager la Saskatchewan à investir davantage dans l'électricité propre et garder les tarifs abordables dans la province.



SaskPower peut être en mesure de se conformer au *Règlement sur l'électricité propre* avec les mesures d'assouplissement proposées par ECCC en février 2024, et ce, malgré les contraintes techniques et logistiques qu'elle a mentionnées.

L'ÉLECTRICITÉ PROPRE EN SASKATCHEWAN D'HIER À AUJOURD'HUI

La figure 1 ci-dessous résume l'historique des méthodes de production d'électricité de SaskPower de 1954 à 2023. La principale source d'électricité de SaskPower a longtemps été le charbon, mais à partir de 2019, le gaz naturel l'a supplantée.

Dans les années 1960, 1970 et 1980, SaskPower a construit des barrages hydroélectriques, mais la province ne possède qu'un potentiel limité sur ce plan en raison de sa géographie plate.

N'empêche qu'il reste un certain potentiel inexploité dans les rivières Churchill et Saskatchewan. Il serait également possible d'aménager de petits projets hydroélectriques de moins de 100 mégawatts dans certaines régions du nord. Toutefois, la Saskatchewan ne sera jamais un poids lourd de l'hydroélectricité au Canada.

L'éolien a fait ses débuts dans la province en 2002. En 2023-2024, ce type d'énergie représentait 7,5 % de la production d'électricité totale de SaskPower. L'énergie solaire photovoltaïque joue aussi un rôle dans le réseau de SaskPower, mais il est mineur : elle représentait seulement 0,26 % de la production d'électricité, ou 71 gigawattheures, en 2023-2024 (SaskPower, 2024a).

La Saskatchewan a été la première province à utiliser le captage et le stockage du CO₂ (CSC), avec son projet Boundary Dam. L'installation numéro 3 de 115 mégawatts de Boundary Dam, une centrale alimentée au charbon équipée d'une technologie de CSC, a été mise en service en 2014.

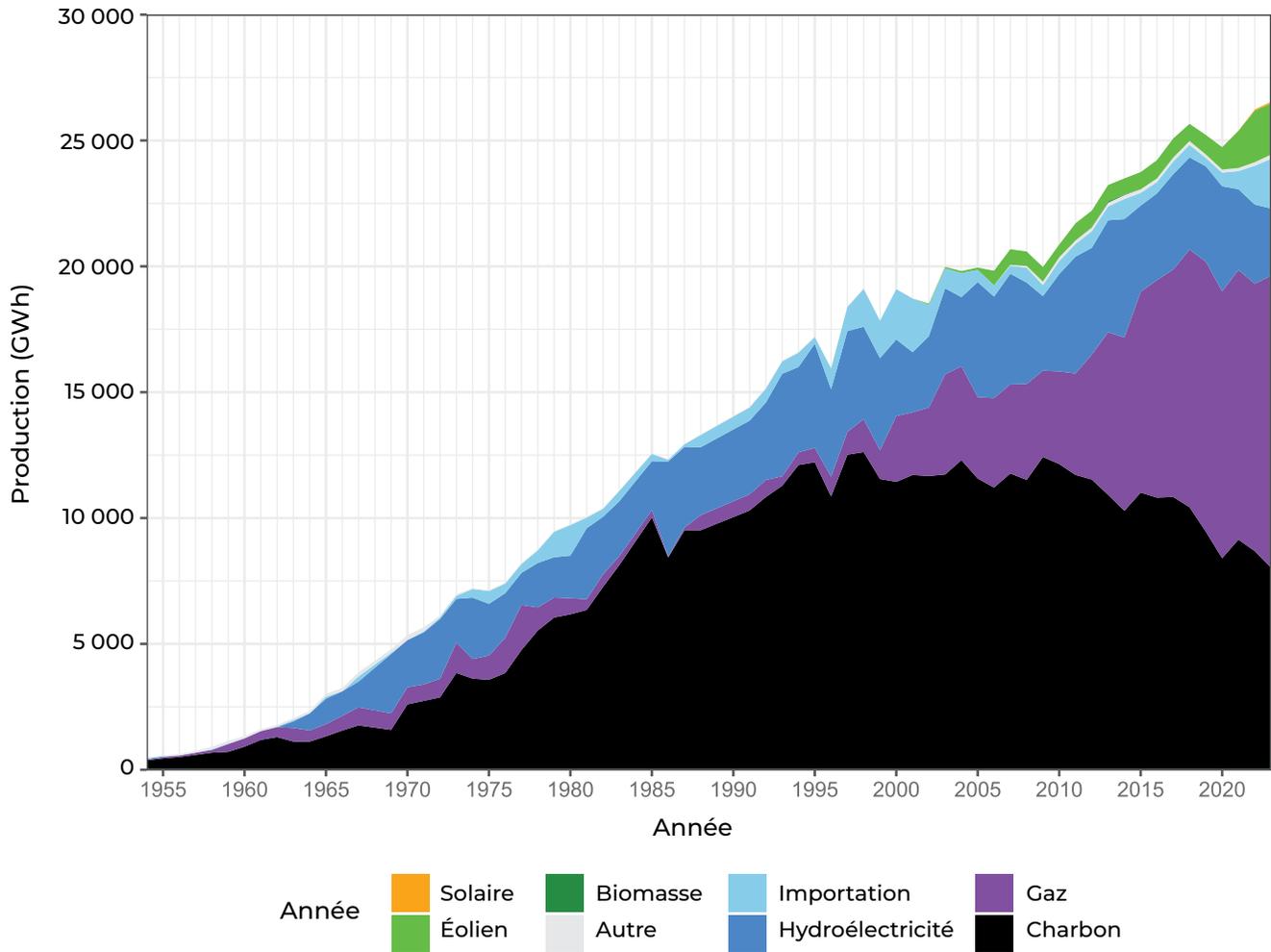


Centrale Boundary Dam de SaskPower, CC BY-SA 3.0

Figure 1 :

Historique de la production d'électricité de SaskPower, de 1954 à 2024

(Dolter, 2015; rapports annuels de SaskPower)³



³ SaskPower a commencé à déclarer sa production totale par exercice financier à l'exercice 2015-2016. Les totaux annuels de 2016 à 2023 sont la somme pondérée des exercices immédiatement avant et après l'année correspondante. Par exemple, le total pour l'année 2016 équivaut à la somme des trois quarts du total de 2016-2017 plus le quart du total de 2015-2016.

4 OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT DE SASKPOWER

SaskPower fait la distinction entre les options d'approvisionnement disponibles actuellement et celles qui le seront seulement après 2030. Le tableau 1 résume ces options.

Tableau 1 :

Options d'approvisionnement de SaskPower (SaskPower, 2023c)

Avant 2030	Supplémentaire après 2030
Gaz naturel	Hydroélectricité saskatchewanaise
Importation	Petits réacteurs nucléaires modulaires
Éoliennes et panneaux solaires	Gaz naturel avec captation du carbone
Biomasse	Hydrogène
Géothermie	
Gaz de torchère	
Ressources d'énergie distribuées	
Stockage d'énergie par batterie	
Gestion de la demande	

Selon SaskPower, les nouveaux projets hydroélectriques, les petits réacteurs modulaires, le gaz naturel avec captage et stockage du CO₂ et les turbines alimentées à l'hydrogène sont des technologies qui ne seront disponibles qu'après 2030. Les réserves de SaskPower concernant le projet de *Règlement sur l'électricité propre* se fondent en partie sur la supposition que la décarbonisation du réseau de la Saskatchewan sera seulement possible grâce à des technologies qui ne sont pas encore disponibles sur le marché.

Puisque le REP ne permettra pas la construction de centrales au gaz naturel sans dispositif d'atténuation après 2025, les options mobilisables par SaskPower avant 2030 se limiteraient à la biomasse, à la géothermie, au stockage par batterie à l'échelle du réseau, aux ressources d'énergie distribuées, à certains types de gestion de la demande, et aux importations.

SaskPower en est également aux stades de planification de la construction d'une centrale au gaz naturel combiné de 370 mégawatts près de Lanigan, en Saskatchewan (SaskPower, 2024b). La société d'État a cependant exprimé sa crainte que la centrale ne soit pas conforme au REP puisqu'elle ne comportera pas de technologie de captation du carbone.

SaskPower est en train de concevoir son futur plan d'approvisionnement. Dans le cadre de ce processus, elle a mené une importante campagne publique à l'échelle de la province (SaskPower, 2023c). Dans ses séances d'information publiques, elle présentait quatre scénarios possibles pour le système électrique de la province (SaskPower, 2023c).

Les quatre impliquent d'importants investissements dans les énergies éolienne et solaire. Le scénario du « bouquet énergétique diversifié » à l'horizon 2035 serait conforme à la mouture originale du projet de *Règlement sur l'électricité propre*, mais SaskPower le considère comme étant irréaliste en raison des risques liés aux contraintes de la chaîne d'approvisionnement et du manque de disponibilité commerciale avant 2030-2035 de technologies comme les centrales au gaz combiné avec captation du carbone ou les petits réacteurs modulaires (PRM). La société d'État affirme que ce scénario « ne laisse aucune place à l'erreur ». Cela dit, il n'a toujours pas commenté publiquement la faisabilité de se conformer à la version révisée du REP, qui donne plus de flexibilité.

Les trois autres scénarios permettraient à la province d'atteindre la carboneutralité quasi totale de son réseau électrique en 2050. Le scénario « bouquet énergétique diversifié » (mais pour l'horizon 2050 cette fois) comprendrait des importations d'électricité auprès de Manitoba Hydro et de la Southwest Power Pool (un organisme régional de transport opérant au sud et à l'est de la province), des centrales au gaz naturel à cycle combiné avec captation du carbone et des investissements dans les PRM, en plus de l'expansion de la production d'énergies éolienne et solaire. Le scénario « énergies renouvelables » (horizon 2035) comporte quant à lui des investissements légèrement plus élevés dans l'éolien et le solaire, beaucoup plus d'importations, et aucun investissement dans les PRM. Le scénario « faibles importations » (horizon 2035) implique la réduction des importations auprès de Manitoba Hydro et de la Southwest Power Pool par rapport aux scénarios « bouquet énergétique diversifié » (2050) et « énergies renouvelables » (2035); ce serait contrebalancé par l'augmentation des investissements dans les PRM.

Les investissements nécessaires de 2024 à 2050 pour les quatre scénarios sont similaires, allant de 53 milliards de dollars pour le « bouquet énergétique diversifié » (2050) à 56 milliards pour le « bouquet énergétique diversifié » (2035), puis à 57 milliards pour les scénarios « faibles importations » et « énergies renouvelables » (2035). Toutefois, les échéanciers de ces investissements diffèrent et les coûts en capitaux devront être engagés plus tôt dans le scénario « bouquet énergétique diversifié » (2035) pour être conformes à la version originale du projet de *Règlement sur l'électricité propre* (SaskPower, 2023c).





MÉTHODES DE PRODUCTION ET CADRE RÉGLEMENTAIRE DE LA SASKATCHEWAN

SaskPower est soumise à la réglementation sur les centrales alimentées au charbon et à un système de tarification fondé sur le rendement pour les grands émetteurs. En 2012, le gouvernement fédéral conservateur a instauré un règlement qui stipulait que les centrales alimentées au charbon devaient être éliminées progressivement 50 ans après leur mise en service (*Gazette du Canada*, 2012). La Saskatchewan compte trois centrales qui doivent suivre ces règles : Boundary Dam, à Estevan; Shand, à Estevan; et Poplar River, à Coronach.

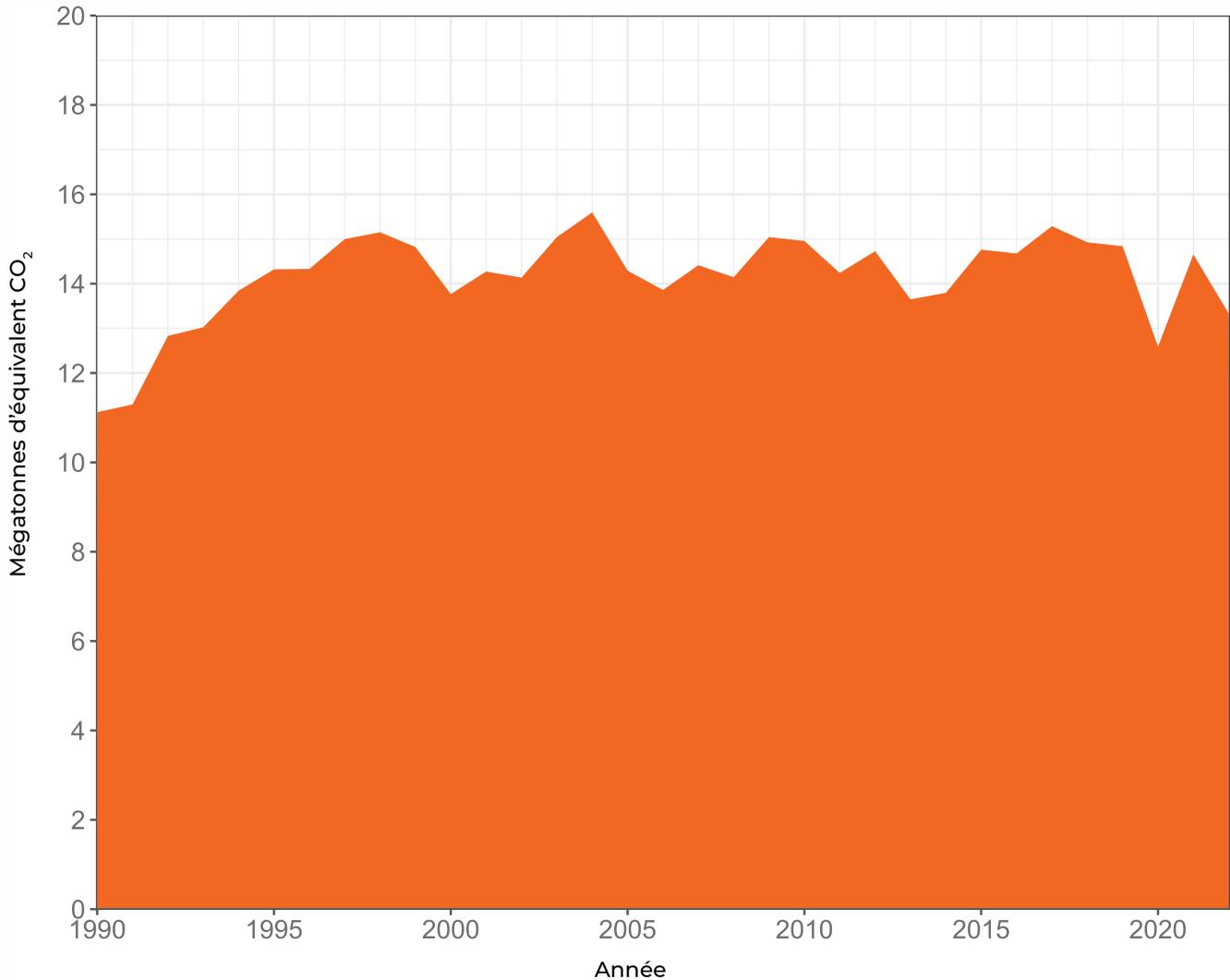
En 2018, le gouvernement fédéral libéral a modifié ces règles pour les centrales alimentées au charbon soient mises hors service à l'échéance la plus proche entre 2030 ou 50 ans après leur mise en service (*Gazette du Canada*, 2018). Cet ajustement vient seulement toucher la centrale au charbon de 276 mégawatts située à Shand, qui devra fermer ses portes en 2030 au lieu de 2042 (année de ses 50 ans de vie utile).

En 2020, les gouvernements de la Saskatchewan et du Canada ont signé un accord d'équivalence, qui a permis à SaskPower de garder plus longtemps certaines de ses centrales alimentées au charbon en service que ce que permet la réglementation à leur sujet, en échange de l'engagement de la province à atteindre les cibles de production non polluante et de réduction des émissions de GES (gouvernement du Canada et gouvernement de la Saskatchewan, 2020). Selon cette entente, le secteur de l'électricité de la Saskatchewan ne doit pas relâcher plus de 175 mégatonnes (millions de tonnes) d'équivalent dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂) « pour la période du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2029 ». De plus, des cibles intermédiaires ont été fixées pour les années précédant 2030 (gouvernement du Canada et gouvernement de la Saskatchewan, 2020).

SaskPower est en bonne voie de respecter l'accord d'équivalence. De 2018 à 2022, les émissions de GES du secteur de l'électricité de la Saskatchewan étaient de 70,3 Mt éq. CO₂ pour une moyenne juste au-dessus de 14 mégatonnes par année (ECCC, 2024; voir figure 2). De plus, SaskPower rapporte que 13,6 mégatonnes supplémentaires ont été relâchées en 2023 (SaskPower, 2024a). Cela signifie que sur six ans, elle a émis 90,8 Mt éq. CO₂, ce qui équivaut à 52 % des 175 mégatonnes permises pour les douze années de 2018 à 2029. Si les émissions annuelles demeurent sous les 14 mégatonnes en moyenne pour le reste de la décennie, SaskPower sera conforme.

Figure 2 :

Émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'électricité de la Saskatchewan, de 1990 à 2022 (ECCC, 2024) – graphique de Brett Dolter



Dans le cadre de l'accord d'équivalence, la Saskatchewan s'est également engagée à « ce qu'au moins 40 % de l'électricité de la province provienne de sources d'énergie non polluantes d'ici 2030 » (gouvernement du Canada et gouvernement de la Saskatchewan, 2020). Ce seuil de 40 % se veut un minimum, puisque SaskPower compte en fait atteindre entre 40 et 50 % d'électricité non polluante d'ici 2030. Selon son rapport annuel de l'année 2022-2023, « la capacité de production totale de SaskPower en date du 31 mars 2023 était de 1 888 mégawatts (MW), ou 34,7 % de la capacité de production totale de notre entreprise, qui est de 5 437 MW » (SaskPower, 2023a). Ces totaux incluent un accord d'importation de 191 mégawatts avec Manitoba Hydro ainsi que la production de gaz de torchère et de gaz d'enfouissement.

Le tableau 2 résume la capacité de production du système électrique de la Saskatchewan. La catégorie « hydroélectricité » inclut l'accord d'importation avec Manitoba Hydro.

Tableau 2 :

Capacité de production de SaskPower, en mégawatts

(SaskPower, 2023a; 2024a)

Puissance disponible (en MW nets)	2023-24	2022-23	2021-22	2020-21	2019-20	2018-19
Gaz	2 065	2 160	2 160	2 160	2 172	1 839
Charbon	1 389	1 389	1 389	1 530	1 530	1 530
Hydroélectricité	1 155	1 154	989	989	889	889
Éolien	617	617	626	241	241	241
Solaire	95	83	54	39	34	4
Autre	34	34	28	28	27	28
Valeur totale	5 355	5 437	5 246	4 987	4 893	4 531

SaskPower paie également les tarifs appliqués au carbone pour les émissions issues de ses centrales alimentées au charbon et au gaz naturel. Depuis le 1^{er} janvier 2023, le secteur de l'électricité est réglementé par le programme de normes de rendement en fonction de la production de la Saskatchewan. Selon ce système, SaskPower doit respecter un certain seuil d'intensité d'émission pour chaque installation. Cette intensité varie par type de centrale (gaz ou charbon) et par année. Ensuite, SaskPower doit payer un prix sur le carbone pour chaque émission au-dessus du seuil d'intensité de la norme (*Gazette du Canada*, 2020). Toutes les recettes de la tarification du carbone pour le secteur de l'électricité vont dans le fonds d'administration de la province de la Saskatchewan. Dans le budget 2024-2025, le gouvernement de la Saskatchewan projetait que les recettes de la tarification du carbone du secteur de l'électricité seraient de 326,3 millions de dollars pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 31 mars 2024, et de 280,9 millions de dollars pour l'exercice 2024-2025 (gouvernement de la Saskatchewan, 2024). La province prévoit d'utiliser ces fonds pour réduire les coûts d'installation de petits réacteurs modulaires nucléaires et d'autres sources d'énergie comme l'éolien et le solaire. (Salloum, 2024).

Le secteur de l'électricité de la Saskatchewan sera également touché par deux nouvelles politiques : le crédit d'impôt à l'investissement dans l'électricité propre et, comme on l'a mentionné, le futur *Règlement sur l'électricité propre*. Le crédit d'impôt à l'investissement dans l'électricité propre est encore en cours de préparation, mais est parti pour être de 15 à 30 % pour la plupart des types de production non polluante. Il pourrait également s'assortir de conditions quant à sa mise en œuvre par les services publics d'État, mais ces conditions sont encore à décider.

LES RÉSERVES DE SASKPOWER ET DE LA CIC À L'ÉGARD DU PROJET ORIGINAL DU RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE

Les principales réserves qu'ont exprimées SaskPower (2023) et la CIC (2023) quant au *Règlement sur l'électricité propre* sont résumées dans le tableau 3; elles s'accompagnent des réponses connexes d'ECCC tirées du rapport sommaire *Ce que nous avons entendu* sur les consultations publiques menées par le ministère (ECCC, 2024). Si ECCC apporte les modifications proposées dans sa version définitive du REP, cela pourrait éliminer plusieurs de ces problèmes.

Tableau 3 :

Principales réserves de SaskPower et de la CIC, et réponse d'ECCC

Critères de la première version du projet de Règlement sur l'électricité propre	Problème soulevé par SaskPower/la CIC	Réponse d'ECCC
La norme de performance quant à l'intensité d'émission est fixée à 30 t éq. CO ₂ /GWh.	Aucune centrale au gaz avec CSC n'a atteint la norme proposée de 30 à 40 t éq. CO ₂ /GWh.	Envisager d'augmenter « légèrement » la norme de performance utilisée pour calculer les limites d'émission.
Durée de vie réglementaire : la norme de rendement s'applique à la « fin de vie réglementaire (FdVR) », qui est de 20 ans après la mise en service.	Une FdVR de 20 ans entraînera une fermeture précoce des centrales au gaz.	Envisager de prolonger la FdVR « légèrement », à un peu plus de 20 ans.
La règle sur la performance/l'intensité d'émission s'applique à toutes les installations mises en service après le 1 ^{er} janvier 2025.	Des planifications sont en cours pour la centrale au gaz naturel Aspen près de Lanigan, qui ne comporte pas de technologie de captage et de stockage du CO ₂ (CSC). Aspen ne sera pas mise en service avant le 1 ^{er} janvier 2025.	Envisager de traiter une centrale au gaz déjà bien avancée dans son installation, mais qui ne sera pas encore en service le 1 ^{er} janvier 2025 comme une centrale qui serait en service au 1 ^{er} janvier 2025.
Les centrales de pointe exploitées pendant 450 heures ou moins par année n'ont pas besoin de respecter une norme de performance/d'intensité.	La limite d'exploitation de 450 heures pour une centrale conventionnelle au gaz est trop courte et pourrait avoir comme conséquence indésirable de garder actives un plus grand nombre de vieilles centrales au gaz inefficaces.	Envisager d'imposer plutôt une limite d'émission commune qui permet à une partie responsable de combiner les limites des installations individuelles existantes en une limite groupée pour un parc de centrales.
Les normes de performance s'appliquent à toute installation exportatrice nette vers le réseau. En l'état, cela concerne aussi les centrales de cogénération au gaz naturel.	La cogénération sera découragée, ce qui entraînera une utilisation inefficace du gaz naturel pour le chauffage industriel.	Envisager de distinguer le traitement des émissions associées à la production « à l'arrière du compteur » de celles associées à la production exportée vers le réseau.
Dans un contexte d'urgence, le ministre de l'Environnement peut appliquer une exemption qui permet à une centrale d'être exploitée en dehors de la norme de performance.	Le fait d'exiger une autorisation du ministère pour les exemptions d'urgence peut créer une responsabilité légale et affecter la fiabilité du réseau en retardant la réponse de celui-ci.	Envisager une période d'exemption en cas d'urgence lors de laquelle les services publics peuvent exploiter leurs centrales en dehors des limites d'émission annuelles sans avoir besoin de l'autorisation du gouvernement fédéral.

Critères de la première version du projet de Règlement sur l'électricité propre	Problème soulevé par SaskPower/la CIC	Réponse d'ECCC
La norme de performance/d'intensité d'émission doit être respectée d'ici le 1 ^{er} janvier 2035.	Les technologies non émettrices pour la charge de base ne seront pas disponibles en Saskatchewan avant 2034.	Pas de réponse
S. O.	Les tarifs d'électricité de la Saskatchewan augmenteront, plaçant la province en situation de désavantage concurrentiel par rapport aux autres ayant une électricité plus abordable (p. ex. les provinces riches en hydroélectricité).	Pas de réponse
S. O.	Les délais requis pour se conformer au REP feront augmenter la pression sur la chaîne d'approvisionnement.	Pas de réponse

Les centrales au gaz mises en service avant le 1^{er} janvier 2025 doivent être conformes aux cibles de performance du *Règlement sur l'électricité propre* quant à leur intensité d'émission à la fin de leur durée de vie réglementaire. L'ECCC a exprimé sa volonté d'apporter certaines mesures d'assouplissement au REP en augmentant cette durée de vie à plus de 20 ans. Ce prolongement permettrait aux centrales au gaz existantes d'être exploitées plus longtemps avant de se conformer au REP en fermant, en diminuant leurs opérations ou en s'équipant d'une technologie de captage et stockage du CO₂. Cela contribuerait à lever les réserves de SaskPower concernant la fermeture précoce des centrales en raison du REP.

ECCC envisage de permettre aux centrales qui en sont aux étapes de planification ou de développement d'être traitées des installations mises en service après le 1^{er} janvier 2025. Ce serait notamment le cas du projet Aspen, une centrale au gaz de 370 mégawatts qui verra le jour près de Lanigan, en Saskatchewan. La construction a commencé en avril 2024, mais la centrale ne sera pas mise en service avant janvier 2025. Le fait de permettre à cette centrale d'être traitée comme une installation mise en service au 1^{er} janvier 2025 signifierait qu'Aspen n'a pas besoin d'atteindre une cible d'intensité d'émission avant qu'elle atteigne sa « durée de vie réglementaire » de 20 ans ou plus après le 1^{er} janvier 2025. Cela recoupe l'argument de SaskPower que la planification de nouveaux actifs de production prend énormément de temps, et que d'intégrer la technologie de captation du carbone au projet de centrale Aspen n'est pas possible avant son entrée en service. SaskPower pourrait cependant intégrer cette technologie à la centrale Aspen dans l'avenir pour la rendre conforme au REP.

Une révision plus approfondie du *Règlement sur l'électricité propre* est proposée pour ce qui est de la faisabilité technique de se conformer à une norme d'intensité de 30 à 40 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone par gigawattheure (t éq. CO₂/GWh) et de la conséquence indésirable d'avoir des contraintes à l'échelle de l'installation individuelle. SaskPower et d'autres services publics (par exemple, l'Association canadienne de l'électricité) ont soutenu qu'une cible de rendement de 30 à 40 t éq. CO₂/GWh n'est pas techniquement réalisable pour une centrale au gaz avec captage et stockage du CO₂. Également, SaskPower a déclaré que d'instaurer des plafonds d'émission par installation individuelle pourrait mener à une utilisation inefficace de ses centrales au gaz. En effet, au lieu de faire fermer les vieilles centrales inefficaces, cela ferait en sorte qu'elles continuent d'être exploitées dans la limite d'exploitation annuelle de 450 heures pour les centrales de pointe. ECCC compte remédier à ces deux problèmes en instaurant plutôt une limite d'émission commune. Cette cible sera fixée à 30 t éq. CO₂/GWh ou plus, et la limite permise sera calculée pour le parc entier de centrales au gaz détenues par un service public comme SaskPower.

Cette cible groupée donnera à SaskPower la flexibilité nécessaire pour exploiter ses nouvelles centrales efficacement tout en conservant les plus vieilles, moins efficaces, afin d'y recourir infréquemment comme puissance de réserve.

Si ECCC décide d'aller de l'avant avec une limite d'émission commune, il doit également retirer les dispositions relatives aux centrales de pointe. Selon le projet de *Règlement sur l'électricité propre*, les centrales de pointe peuvent produire des émissions plus intenses que la norme, tant qu'elles ne fonctionnent pas plus de 450 heures par année. Selon le REP révisé, ces centrales devraient être soumises à un plafonnement des émissions. Une conséquence indésirable de cette modification est la possibilité que les services publics retardent la fermeture des vieilles centrales au gaz afin de se donner une plus grande limite commune. ECCC devra envisager de créer des politiques supplémentaires pour éviter que cela se produise.

ECCC a également exprimé sa volonté d'explorer des assouplissements pour les installations de cogénération. Cela concerne notamment l'installation de Cory, qui est jumelée au site de potasse de Nutrien. La vapeur émise par la centrale au gaz de Cory sert à l'extraction de la potasse, ce qui représente donc une utilisation efficace du gaz naturel brûlé à l'installation. Il n'est pas clair si les modifications proposées seront suffisantes pour éviter de dissuader les installations de cogénération de la Saskatchewan d'exporter de l'électricité vers le réseau.

Enfin, le projet de *Règlement sur l'électricité propre* exigeait que les services publics demandent l'approbation d'un ministre fédéral pour dépasser les limites annuelles d'émission en cas d'urgence ou de menace pour la fiabilité du réseau électrique. Les révisions proposées laisseraient les opérateurs de réseaux dépasser les limites annuelles d'émission pour une courte période avant de nécessiter l'autorisation ministérielle. Cela permet de réduire les risques de panne, mais ne fera probablement pas taire les appels à un encadrement fédéral moins strict du système électrique.

Même si ECCC mettait en œuvre tous les changements nommés ci-dessus, il resterait tout de même trois préoccupations à régler.



Jordie Braun (https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Centennial_Wind_Power_Facility_Sunrise.jpg), <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/legalcode>

Premièrement, SaskPower craint que 2035 soit trop tôt pour l'entrée en vigueur du REP. Comme mentionné plus haut, la société d'État ne croit pas que la construction de petits réacteurs modulaires (PRM) nucléaires sera achevée avant cette date, et a indiqué qu'une seule centrale au gaz équipée de la technologie de captation du carbone pourrait probablement être construite avant 2035. Les PRM et les centrales au gaz avec captation du carbone sont deux technologies considérées comme « imprévisibles » – elles n'ont pas encore fait leurs preuves sur le marché et font encore face à beaucoup d'obstacles techniques et financiers (Dion et coll., 2021). Toutefois, ECCC n'a pas proposé de repousser la date limite de conformité au-delà de 2035.

Deuxièmement, SaskPower et la CIC craignent que le REP fasse augmenter indûment les tarifs de l'électricité. En Saskatchewan comme dans les autres provinces dépendant principalement de l'électricité thermique (Alberta, Nouvelle-Écosse), ces tarifs sont élevés par rapport aux provinces riches en hydroélectricité comme le Québec, la Colombie-Britannique, le Manitoba et Terre-Neuve-et-Labrador. Par exemple, en 2023, un foyer résidentiel consommant 1 000 kilowattheures d'électricité en un mois payait une facture de 178,94 \$ à Regina, en Saskatchewan, mais seulement 102,44 \$ à Winnipeg, au Manitoba (Hydro-Québec, 2023). La Saskatchewan craint que le prix de l'électricité augmente encore plus et que cela dissuade les industries du secteur de s'installer dans la province et crée des iniquités à travers le pays.

Afin d'évaluer les conséquences économiques du *Règlement sur l'électricité propre*, le gouvernement de la Saskatchewan a mis sur pied ce qu'il appelle un « tribunal d'évaluation de l'incidence économique », le Saskatchewan Economic Assessment Tribunal (EIAT, 2024). Le tribunal a embauché Navius, une société de recherche stratégique sur les changements climatiques, pour comparer l'ensemble de politiques climatiques fédérales à un autre train de politiques nommé le *Saskatchewan Affordable Power Plan* (SAPP, ou « plan de la Saskatchewan pour l'énergie abordable »). Ce plan implique notamment l'annulation du REP, le gel de la tarification du carbone à 65 \$ par tonne, la prolongation de la durée de vie des centrales au charbon au-delà de la date limite de 2030 imposée par le fédéral, et la perception de généreuses subventions de la part du fédéral pour des projets d'électricité en Saskatchewan : 75 % du coût des petits réacteurs nucléaires et 50 % du coût des énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire. Malgré le nom du plan, aucun de ces changements ne peut être mis en œuvre par le gouvernement provincial; c'est au gouvernement fédéral qu'il reviendrait d'apporter les modifications.



Installation de panneaux solaires dans la Première nation Cowessess. © Stephen Hall

Après avoir isolé les effets du *Règlement sur l'électricité propre*, Navius a conclu que le REP ferait augmenter le coût de l'électricité de 1,3 cent/kWh d'ici 2035 par rapport au train de politiques que le tribunal a choisi à titre de comparaison. Le chiffre est plus élevé que la hausse de 0,9 cent/kWh du coût résidentiel que créerait le REP en Saskatchewan d'ici 2040 selon ce qu'estimait le résumé de l'étude d'impact de la réglementation publié avec le projet de règlement (*Gazette du Canada*, 2023). Toutefois, nous sommes loin de l'estimation de la province de la Saskatchewan qui prétendait, en novembre 2023, que le coût de l'électricité allait doubler d'ici 2035 en raison du REP et de la réglementation de l'électricité alimentée au charbon (gouvernement de la Saskatchewan, 2023)⁴.

Il est également important de noter que le tribunal d'évaluation de l'incidence économique de la Saskatchewan a demandé à Navius de modéliser le projet de *Règlement sur l'électricité propre* dans sa version proposée en août 2023 plutôt qu'avec les assouplissements supplémentaires qu'ECCC a indiqué envisager (Dolter, 2024). La modélisation dans le présent document, en revanche, explore deux options de versions révisées du REP pour en comprendre l'incidence sur les coûts et déterminer si cette incidence diffère de celle du règlement original, comme l'ont estimé de différentes manières Navius et ECCC.

Le troisième motif de préoccupation qui demeure sans réponse dans le tableau 3 est la possibilité que l'augmentation de la demande d'investissements dans la production d'électricité exerce une pression sur la chaîne d'approvisionnement et se heurte à une pénurie de main-d'œuvre. La Saskatchewan étant petite relativement au secteur mondial de l'électricité, la demande de la province demeure négligeable du point de vue de la chaîne d'approvisionnement. Tout manque d'équipement en Saskatchewan témoigne en fait d'un problème plus large à l'échelle de la chaîne d'approvisionnement nord-américaine (APPA, 2024; DoE des États-Unis, 2023).

Ces pénuries sont survenues durant la pandémie de COVID-19 et ont eu des conséquences sur la construction de composants essentiels comme les transformateurs de distribution. La question se pose toujours à savoir si les trajectoires d'investissement en électricité qui sont conformes à la version révisée du *Règlement sur l'électricité propre* nécessiteraient une quantité beaucoup plus grande de matériel que les trajectoires qui ne sont pas conformes. Quoi qu'il en soit, le gouvernement fédéral pourrait avoir un rôle à jouer pour stimuler la fabrication au Canada de ce matériel essentiel pour le secteur de l'électricité, de la même manière qu'il a favorisé l'investissement dans la chaîne de valeur des véhicules électriques.

Il pourrait certes être ardu de trouver assez de travailleurs pour construire et exploiter les nouvelles installations de production, de transport et de stockage d'électricité, mais il ne s'agit pas d'un défi propre à la Saskatchewan. Selon ce qu'estime Ressources humaines, industrie électrique du Canada (RHIEC) pour 2023 à 2028, il y aura entre 17 000 et 28 000 nouveaux postes à combler dans le secteur canadien de l'électricité (RHIEC, 2023). Pour veiller à ce que ces postes soient pourvus, RHIEC recommande de mettre en place certaines mesures comme offrir des accommodements plus flexibles au travail afin de retenir les employés qui approchent de l'âge de la retraite; créer un flux d'immigration ciblé en vue d'attirer les nouveaux arrivants ayant les compétences nécessaires pour travailler dans le secteur de l'électricité; et faciliter la reconnaissance des titres de compétence étrangers (RHIEC, 2023). Si l'on veut assurer la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée pour chaque trajectoire envisagée pour le secteur de l'électricité de la Saskatchewan (et plus largement du Canada), la collaboration entre les gouvernements provinciaux et fédéral sera un atout non négligeable.



NOUVELLE MODÉLISATION DES EFFETS DU REP EN SASKATCHEWAN

Jusqu'ici, le débat sur le *Règlement sur l'électricité propre* s'est articulé autour de la version provisoire publiée en août 2023. Or, ECCC s'est dit ouvert à la réviser à la lumière des réserves de services publics comme SaskPower. Le présent rapport est donc la première analyse à évaluer la nouvelle version du *Règlement sur l'électricité propre* comprenant les ajustements proposés par ECCC. Il se distingue de l'étude réalisée par Navius pour le compte du tribunal d'évaluation de l'incidence économique de la Saskatchewan, laquelle portait encore sur la version provisoire d'août 2023.

Afin de comprendre les répercussions des révisions sur les coûts et les tarifs, j'ai collaboré avec le Carrefour de modélisation énergétique pour projeter trois scénarios en Saskatchewan : un scénario de référence suivant les présentations publiques de SaskPower, un scénario suivant une version assouplie du REP, et un scénario suivant une version plus stricte. Le tout a été modélisé à l'aide d'une version personnalisée du modèle COPPER (Arjmand et McPherson, 2022).

COPPER projette la production d'électricité au Canada, subdivisée en 13 régions (SESIT, 2024). Il peut aussi servir à estimer les coûts des différentes trajectoires d'investissement potentielles dans le secteur de l'électricité, selon différents scénarios de politiques. La version du modèle utilisée ici est conçue pour optimiser simultanément la Saskatchewan et le Manitoba afin de permettre les échanges d'électricité entre les deux provinces^[5]. Elle projette des investissements dans la production, le transport et le stockage d'électricité par tranches de cinq ans à compter de 2025 et estime le rendement horaire des technologies disponibles pour répondre de façon fiable à la demande dans chaque tranche, selon 26 modèles de journées types permettant de tenir compte de la variabilité temporelle et spatiale de l'éolien et du solaire. Les hypothèses utilisées relatives aux coûts sont résumées à l'annexe A.

Tout compte fait, le *Règlement sur l'électricité propre* révisé semble réaliste pour la Saskatchewan, n'entraînant que des changements marginaux dans les tarifs d'électricité par rapport au scénario de référence.



Le présent rapport est donc la première analyse à évaluer la nouvelle version du *Règlement sur l'électricité propre* comprenant les ajustements proposés par ECCC.

Scénario de référence

Le scénario de référence utilise les données présentées par SaskPower lors des consultations du public en 2023 pour projeter l'augmentation de la capacité de production. La modélisation de SaskPower suppose qu'aucune centrale au gaz naturel sans dispositif d'atténuation ne serait construite après 2030. Dans ce scénario de référence, la société d'État mettrait en service son premier petit réacteur nucléaire modulaire de 315 mégawatts en 2035. De plus, les centrales au gaz dotées de dispositifs de captage et de stockage du CO₂ gagneraient en viabilité de sorte qu'elle puisse bâtir sa première usine de 350 mégawatts à l'horizon 2030, puis d'autres par la suite.

Dans les scénarios d'approvisionnement de SaskPower, les émissions annuelles de GES descendent plus de 50 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030, date à laquelle toutes les centrales au charbon sans dispositif d'atténuation seront mises hors service, puis continuent de diminuer pour atteindre entre 10 000 et 300 000 t éq. CO₂ d'ici 2050. Ma modélisation utilise les projections les moins strictes (300 000 tonnes par an) afin d'éviter une augmentation excessive des coûts dans le scénario de référence, ce qui fausserait la comparaison. Les centrales au gaz naturel à cycle combiné du scénario de référence ont une durée de vie estimée à 30 ans. Conformément aux plans d'approvisionnement de SaskPower, j'ai limité ces nouvelles centrales à 370 mégawatts en 2025, à 500 mégawatts en 2030, puis à zéro mégawatt pour la suite. Les nouvelles centrales à cycle simple sont limitées à 100 mégawatts en 2025 et à zéro mégawatt pour toutes les périodes suivantes.

Scénario d'un REP assoupli

Dans ce scénario de politiques, je suppose qu'ECCC adopte les changements proposés au *Règlement sur l'électricité propre* dans son rapport *Ce que nous avons entendu*, avec des critères assez cléments et souples pour les politiques (ECCC, 2024). Voici les changements supposés :

- ▶ Autorisation du regroupement de la capacité et des émissions de GES des centrales au gaz naturel dans le calcul des émissions permises;
- ▶ Fixation du plafond d'émissions permises à 50 t éq. CO₂/GWh pour l'ensemble des centrales au gaz construites après 2025;
- ▶ Autorisation d'une durée de vie réglementaire de 25 ans pour les centrales au gaz construites avant 2025;
- ▶ Autorisation de la poursuite de la construction de la centrale au gaz naturel à cycle combiné et sans dispositif d'atténuation d'Aspen, qui en est déjà à l'étape de planification, sous réserve qu'elle devienne conforme à la norme d'intensité ou soit mise hors service d'ici 2050.

Scénario d'un REP strict

Dans ce scénario de politiques, je suppose qu'ECCC adopte les changements proposés au *Règlement sur l'électricité propre* dans son rapport *Ce que nous avons entendu*, mais avec des critères plus stricts (ECCC, 2024). Voici les changements supposés :

- ▶ Autorisation du regroupement de la capacité et des émissions de GES des centrales au gaz naturel dans le calcul des émissions permises;

- ▶ Fixation du plafond d'émissions permises à 35 t éq. CO₂/GWh pour l'ensemble des centrales au gaz construites après 2025;
- ▶ Autorisation d'une durée de vie réglementaire de 20 ans pour les centrales au gaz construites avant 2025;
- ▶ Autorisation de la poursuite de la construction de la centrale au gaz naturel à cycle combiné d'Aspen, qui en est déjà à l'étape de planification, sous réserve qu'elle devienne conforme à la norme d'intensité ou soit mise hors service d'ici 2045.

Éléments communs à tous les scénarios

Tous les scénarios suivent certaines contraintes communes, résumées par tranches de cinq ans dans le tableau 4. Elles reflètent les modalités elles-mêmes soulevées par SaskPower dans ses communications sur la planification de l'approvisionnement. Par exemple, la société d'État estime pouvoir établir une centrale au gaz de 350 mégawatts avec captation du carbone entre 2030 et 2035, et pouvoir construire et mettre en fonction un petit réacteur nucléaire modulaire initial de 315 mégawatts d'ici 2035.

- ▶ Puissance éolienne et solaire maximale : La puissance de ces sources d'énergie est limitée pour refléter la prudence dont fait preuve SaskPower dans le développement de l'énergie renouvelable et augmente à chaque tranche de cinq ans.
- ▶ Puissance solaire minimale : SaskPower a défini des plans d'investissement dans l'expansion du solaire. Ainsi, tous les scénarios supposent que la puissance atteindra au moins 800 mégawatts d'ici 2035, et augmentera au minimum de 25 mégawatts dans chaque tranche suivante.
- ▶ Centrales au gaz avec captation du carbone : Ces centrales sont absentes avant 2030, ont une puissance limitée à 350 mégawatts en 2030, et n'ont plus aucune limite à compter de 2035.
- ▶ Puissance maximale des petits réacteurs nucléaires : Ces réacteurs sont absents avant 2035, ont une puissance limitée à 315 mégawatts en 2035, et n'ont plus aucune limite à compter de 2040.
- ▶ Puissance minimale des petits réacteurs nucléaires : Conformément au plan de développement des petits réacteurs nucléaires de SaskPower dans son scénario « bouquet énergétique diversifié » à l'horizon 2050, un réacteur de 315 mégawatts sera minimalement construit à chaque tranche de cinq ans entre 2035 et 2050.

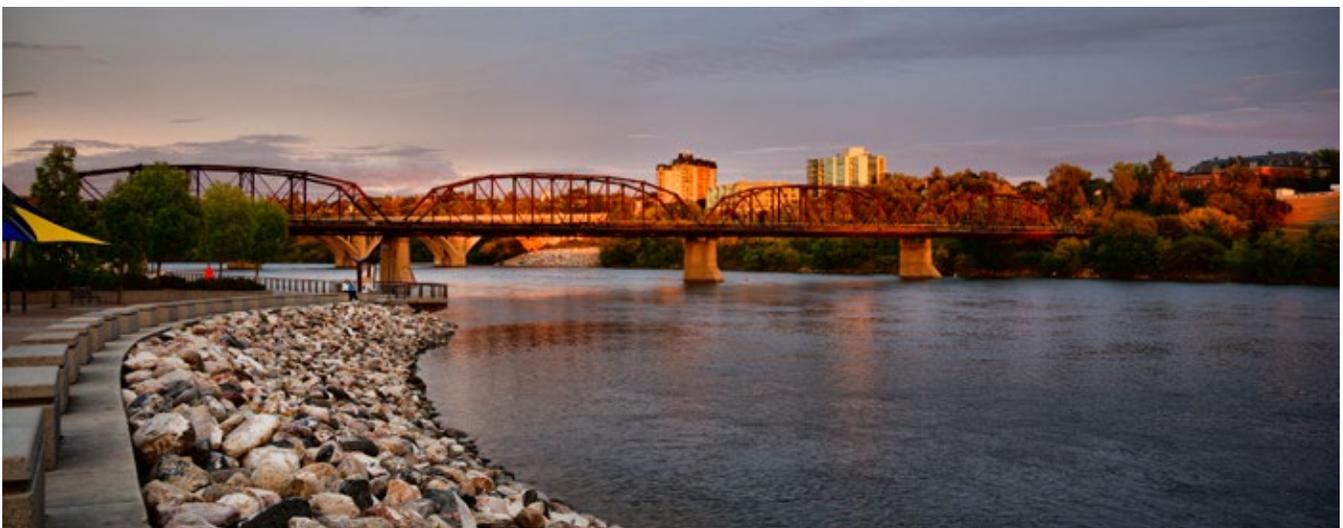


Tableau 4 :

Contraintes communes à tous les scénarios

Limites	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance solaire maximale (MW)	100	800	900	900	900	900
Puissance éolienne maximale (MW)	800	1 800	2 800	3 200	4 000	4 100
Puissance solaire minimale (MW)	100	400	800	825	850	875
Puissance des centrales au gaz avec captation du carbone (MW)	0	350	Illimitée	Illimitée	Illimitée	Illimitée
Puissance maximale des petits réacteurs nucléaires (MW)	0	0	320	Illimitée	Illimitée	Illimitée
Puissance minimale des petits réacteurs nucléaires (MW)	0	0	315	630	945	1 260

Ces éléments communs facilitent la comparaison des scénarios et assurent l'harmonisation avec les plans d'approvisionnement de SaskPower.



RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION

Cette section présente les résultats de la modélisation avec COPPER, à commencer par une description de la puissance électrique et de la production dans les trois scénarios : un scénario de référence suivant le plan d'approvisionnement de SaskPower, un scénario suivant une version assouplie du REP avec des valeurs plus clémentes, et un scénario suivant une version stricte du REP avec des valeurs plus contraignantes. Sont aussi indiquées les émissions de GES et les intensités d'émission résultant de chaque scénario.

Ensuite, j'aborde les coûts et l'échéancier des investissements en capital requis dans chaque scénario. J'estime aussi les effets des révisions sur les coûts moyens de production et les tarifs résidentiels de SaskPower. Dans l'ensemble, les modifications proposées au *Règlement sur l'électricité propre* permettraient d'importantes réductions des émissions de GES pour une hausse des tarifs résidentiels modeste – entre 6 et 9 % – en 2035.

Puissance du bouquet énergétique

Les résultats de la modélisation sont résumés dans les figures ci-dessous. La figure 3 projette la puissance du bouquet énergétique en mégawatts par scénarios (voir l'annexe B pour un résumé des données sous forme de tableau). Dans tous les scénarios, on note une expansion rapide de l'énergie éolienne, conformément aux plans internes de SaskPower visant à produire jusqu'à 50 % d'électricité renouvelable d'ici 2030. L'éolien a été retenu en raison de son coût moyen actualisé concurrentiel.

La plus grande différence entre les scénarios provient des systèmes au gaz naturel à cycle combiné (« gaz à CC » et « gaz à CC d'appoint »). Dans les scénarios d'application du REP, certaines centrales à cycle combiné sont soumises aux cibles d'émissions regroupées; elles sont représentées dans un ton plus pâle de violet (« gaz à CC d'appoint »). À mesure que les centrales au gaz atteindront la fin de leur cycle de vie réglementé par le REP, elles passeront d'« exemptées » (« gaz à CC », en violet) à « réglementées » (« gaz à CC d'appoint », en violet pâle). Sans l'application du REP, SaskPower pourrait continuer d'utiliser ses installations au gaz naturel à plein rendement jusqu'à la fin de leur vie économique utile, que la modélisation estime à 30 ans.

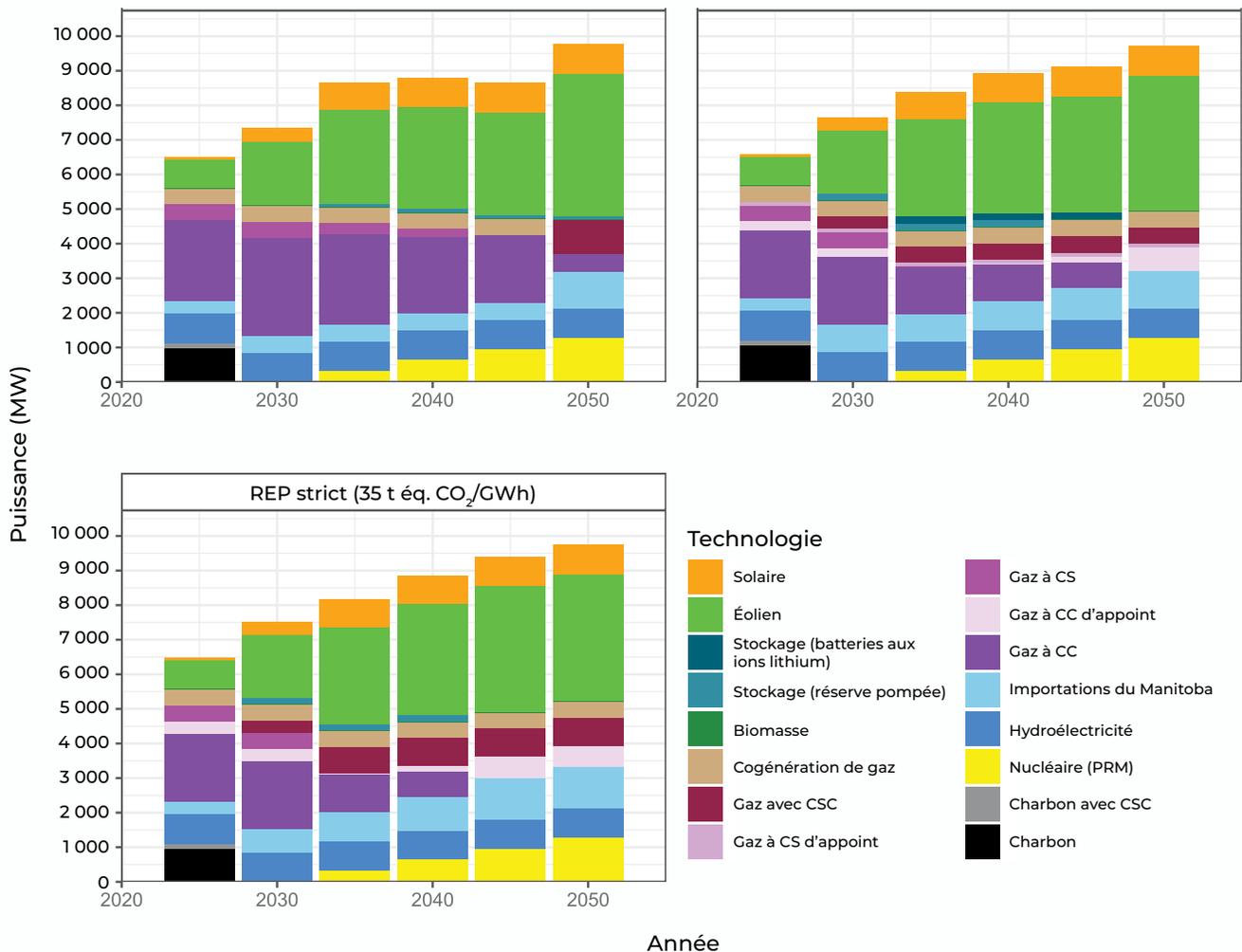
Le scénario suivant le plan d'approvisionnement de SaskPower ne comprend que des centrales à cycle combiné non réglementées (« gaz à CC », en violet), car il suppose que le *Règlement sur l'électricité propre* n'entre pas en vigueur. Ainsi, une centrale de 370 mégawatts est construite dans la tranche de 2025, et une seconde de 500 mégawatts dans la tranche de 2030. Dans les scénarios tenant compte du REP, des centrales de 370 mégawatts sont construites dans la tranche de 2025, mais sont soumises à la réglementation et doivent respecter les plafonds d'émissions regroupées de 2035. En pratique, cela signifie que, dans le premier scénario, la centrale d'Aspen construite en 2025 est exploitée de façon non réglementée, tandis que dans les autres, elle doit se conformer au REP à partir de 2035.

Les scénarios appliquant le REP comprennent aussi des centrales à cycle combiné dotées de mécanismes de captage et stockage du CO₂ (« gaz avec CSC ») à compter de 2035. À l'inverse, le scénario suivant seulement le plan d'approvisionnement de SaskPower ne voit pas de telle centrale avant 2050, date à laquelle SaskPower devra respecter une cible d'émissions de GES de 300 000 tonnes d'équivalent CO₂, cible qui rend la captation du carbone incontournable.

La puissance nucléaire demeure identique dans les trois scénarios, augmentant de 315 mégawatts dans chaque tranche de cinq ans à compter de 2035. Elle n'est bonifiée dans aucun scénario en raison du coût élevé des petits réacteurs modulaires (PRM).

Figure 3:

Puissance du bouquet énergétique de la Saskatchewan par scénarios



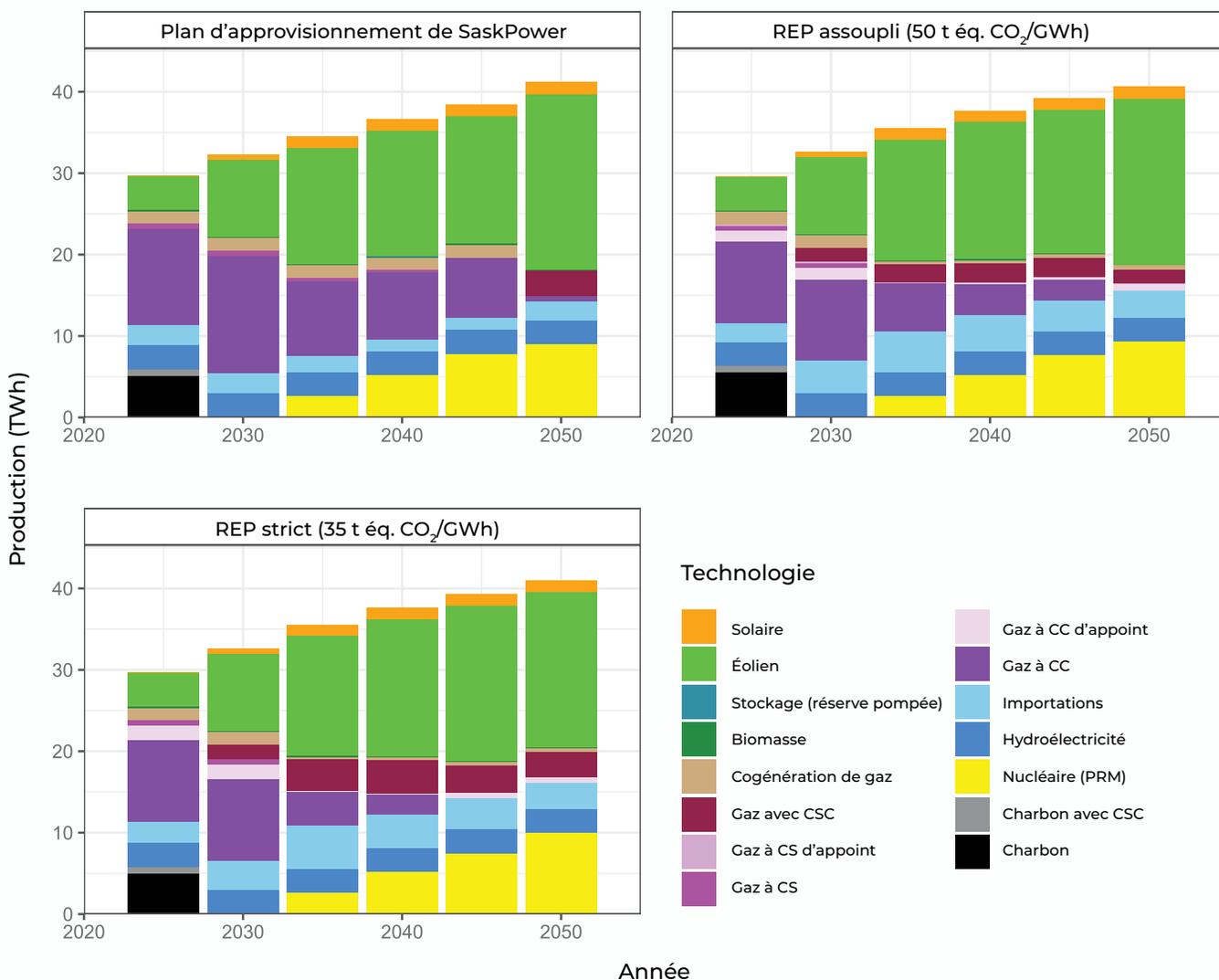
Bouquet de production d'électricité

La figure 4 illustre le bouquet de production d'électricité se rapportant à chaque scénario (voir l'annexe B pour un résumé des données sous forme de tableau). Les scénarios se distinguent sur deux plans principaux. D'abord, les scénarios appliquant le REP comprennent de plus grandes importations du Manitoba (en bleu pâle), tandis que le plan d'approvisionnement de SaskPower repose davantage sur les centrales au gaz naturel à cycle combiné. Sous le régime du REP, les centrales au gaz réglementées agissent comme systèmes d'appoint lorsque la demande est trop grande ou que l'éolien et le solaire sont moins productifs; elles ne jouent pas un rôle majeur dans l'approvisionnement en énergie afin de respecter les plafonds d'émissions.

Ensuite, dans le scénario où le REP est plus strict, les centrales au gaz non réglementées font leur dernière apparition dans la tranche de 2040 (durée de vie réglementaire de 20 ans), tandis que dans le scénario du REP assoupli, on les trouve aussi dans la tranche de 2045 (durée de vie réglementaire de 25 ans). La production d'électricité à partir de charbon disparaît en 2030 dans les trois scénarios, conformément à la réglementation fédérale sur le charbon.

Figure 4 :

Bouquet de production d'électricité de la Saskatchewan par scénarios



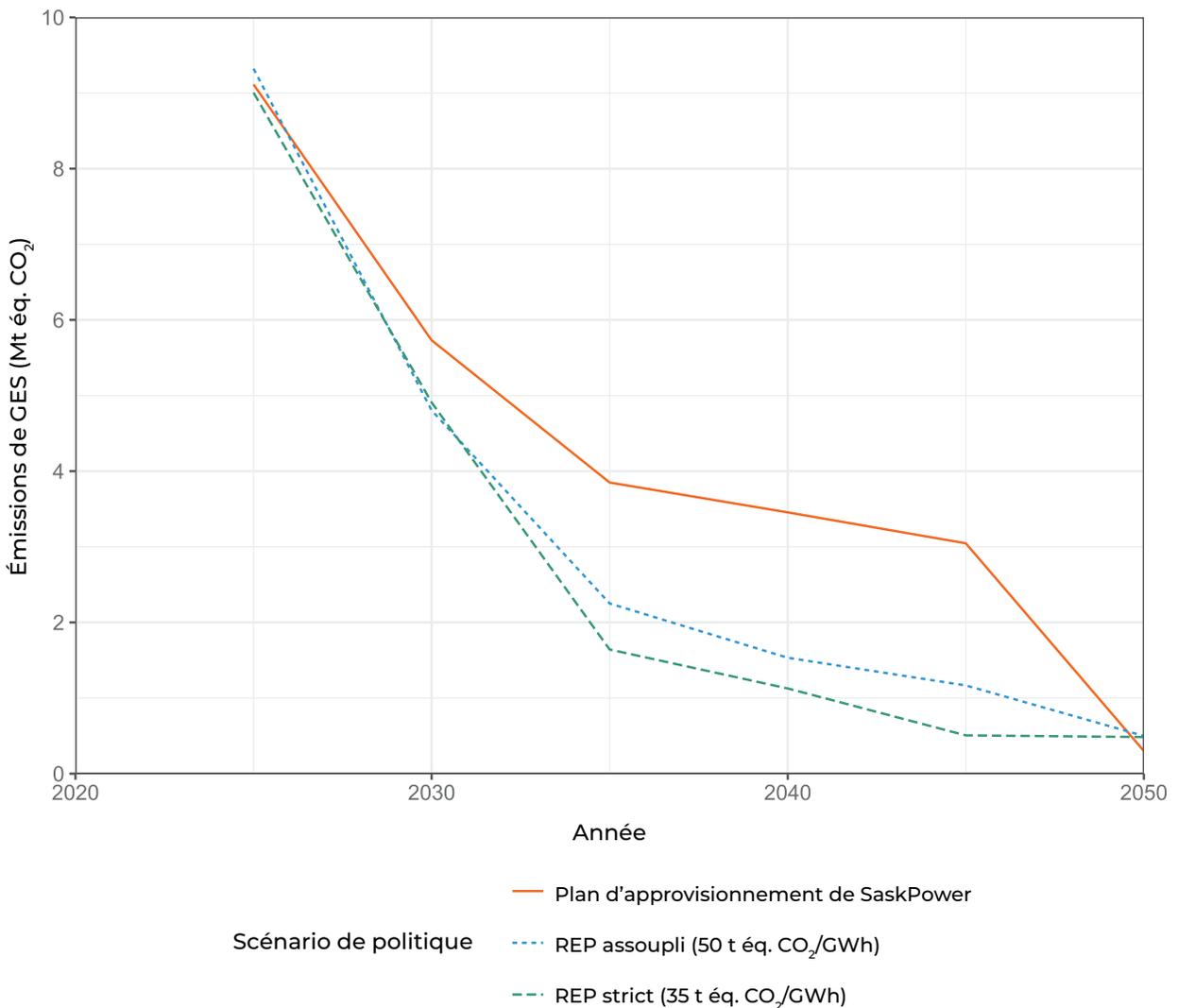
Émissions de gaz à effet de serre

Les effets positifs du *Règlement sur l'électricité propre* sur le climat sont mis en évidence dans la figure 5. En 2023, les émissions de GES de la production d'électricité en Saskatchewan se chiffraient à 13,6 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂) (SaskPower, 2024a). Dans les trois scénarios, la modélisation projette une réduction à environ 9 mégatonnes en 2025, puis à entre 3 et 4 mégatonnes en 2030, principalement grâce à la mise hors service des centrales au charbon restantes.

C'est dans la tranche de 2035 qu'on voit les effets les plus considérables du REP. Le plan d'approvisionnement de SaskPower amènerait en effet les émissions annuelles à 3,83 Mt éq. CO₂, tandis que le REP assoupli les réduirait à 2,25 mégatonnes, et le REP strict, à 1,64 mégatonne. Notons qu'aucun des scénarios ne permet d'atteindre la carboneutralité d'ici 2035, mais que les scénarios appliquant le REP sont plus près de la cible.

Figure 5 :

Émissions de gaz à effet de serre par scénarios



Sans politiques supplémentaires, le plan d'approvisionnement de SaskPower permettrait la plus grande réduction des émissions à l'horizon 2050, les restreignant à 300 000 tonnes (0,3 Mt) d'équivalent CO₂. À titre de comparaison, les émissions s'élèveraient à 480 000 tonnes avec le REP strict, et à 500 000 tonnes avec le REP assoupli. Les émissions restantes sont principalement attribuables aux centrales au gaz dotées de mécanismes de captation du carbone, auxquelles le modèle attribue une intensité d'émission de 38 t éq. CO₂/GWh. Ainsi, des politiques supplémentaires seraient nécessaires pour atteindre la pleine carboneutralité d'ici 2050, potentiellement combinées à des investissements dans la bioénergie associée au captage et stockage du carbone (BECCS), qui permet de séquestrer le CO₂ dans l'atmosphère, afin de générer des émissions négatives équilibrant le total (Maenz, 2024). La modélisation utilisée pour la présente analyse ne compte toutefois pas la BECCS parmi les options d'approvisionnement.

Les écarts dans la pollution peuvent être attribués à la plus grande proportion d'électricité importée dans les scénarios appliquant le *Règlement sur l'électricité propre*. Les émissions illustrées à la figure 5 sont celles relâchées en Saskatchewan; elles ne comprennent pas les émissions de l'électricité importée. La figure 6 et le tableau 5 montrent, pour chaque scénario, l'intensité des émissions intérieures, calculée en divisant les émissions de GES relâchées en Saskatchewan par l'électricité produite dans la province. Cette mesure donne l'intensité d'émissions sur la production d'électricité, en tonnes d'équivalent dioxyde de carbone par gigawattheure (t éq. CO₂/GWh). Les scénarios appliquant le REP permettent de réduire l'intensité des émissions intérieures, ce qui indique que les réductions se produisent en Saskatchewan même et ne sont pas simplement le résultat de fuites de carbone vers d'autres régions.

Il faut aussi savoir que les importations d'électricité du Manitoba présentent une faible intensité d'émissions. Dans les scénarios de modélisation utilisés, l'intensité d'émissions intérieures du Manitoba se situe entre 20 et 23 t éq. CO₂/GWh en 2025, et diminue entre 4,8 et 7 tonnes en 2050.



Cela dit, les scénarios ne modélisent pas explicitement les importations de Southwest Power Pool, l'organisation régionale de transport qui sert une grande partie du centre des États-Unis. Le bouquet de production énergétique de Southwest Power Pool présente actuellement une intensité plus élevée que celui de Manitoba Hydro et se divisait comme suit en 2022 : 37,5 % d'énergie éolienne, 33,3 % de charbon, 20,9 % de gaz naturel, 5,1 % d'énergie nucléaire, 2,9 % d'hydroélectricité, 0,2 % d'énergie solaire et 0,1 % d'énergie autre (SPP, 2023).

Figure 6 :

Intensité d'émission de GES de la Saskatchewan par scénarios

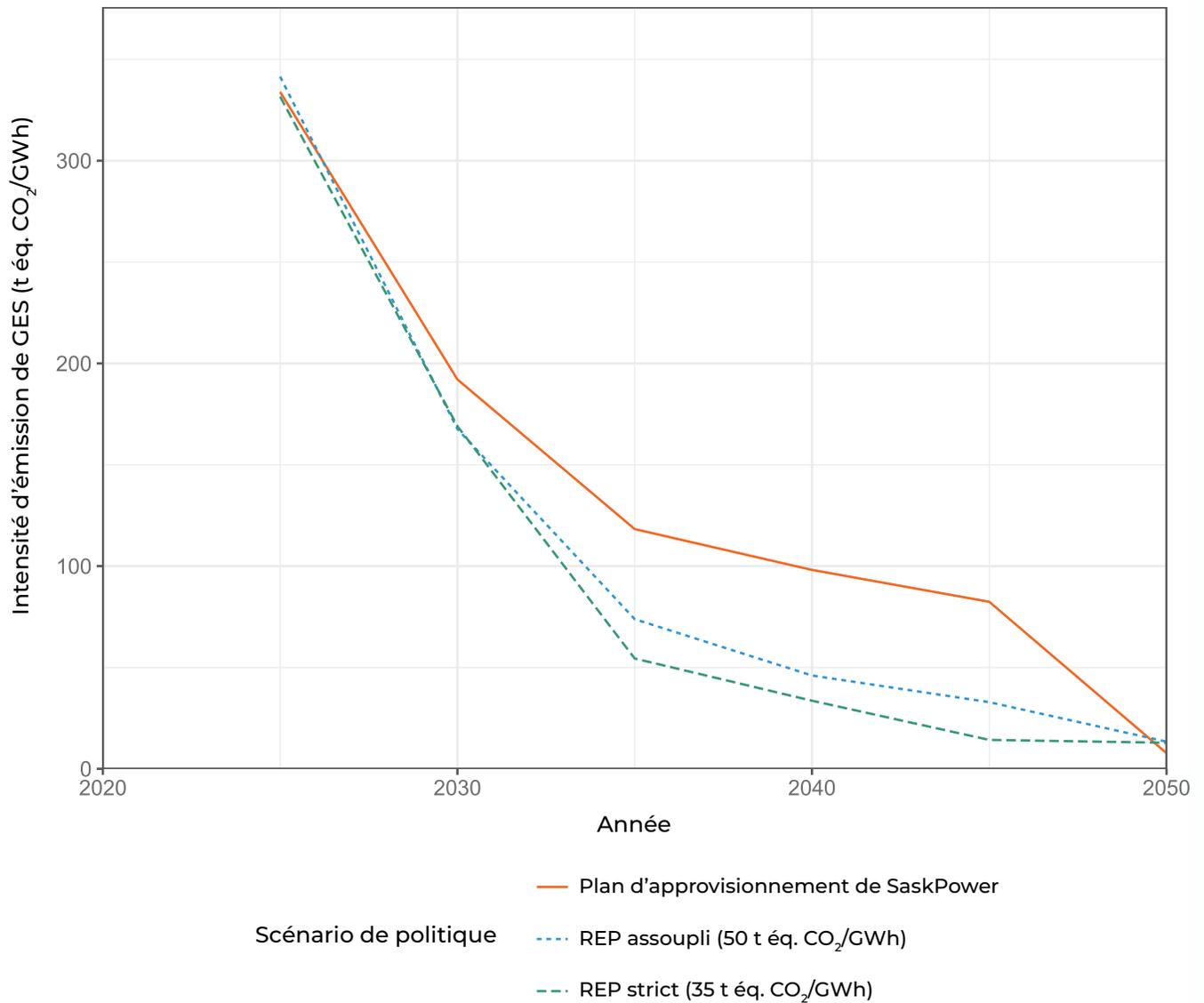


Tableau 5 :

Intensité d'émission de GES de la Saskatchewan par scénarios

Année	Plan d'approvisionnement de SaskPower	REP assoupli (50 t éq. CO ₂ /GWh)	REP strict (50 t éq. CO ₂ /GWh)
2025	334	341	332
2030	192	168	169
2035	118	74	54
2040	98	46	34
2045	82	33	14
2050	8	13	13

Coûts des investissements

Si l'on veut atteindre les réductions de GES pour 2035 montrées à la figure 5, des investissements supplémentaires dans le réseau électrique de SaskPower seront nécessaires. La figure 7 et le tableau 6 résument les investissements en capital requis dans chaque scénario : la figure 7 les divise par tranches de cinq ans, et le tableau 6 montre les sommes cumulatives. Sous le régime du REP assoupli, SaskPower devra investir d'ici 2035 quatre milliards de dollars de plus dans son réseau que ce que prévoit son plan d'approvisionnement. Avec un REP strict, ce chiffre monte à 6,5 milliards.

Cependant, d'ici 2050, c'est le plan d'approvisionnement qui appellera des investissements plus élevés. La dernière tranche de cinq ans, où la société d'État devra ramener ses émissions sous la barre des 300 000 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone, explique le plus gros de l'écart. En effet, le fait que SaskPower attende 2050 pour se conformer risque d'entraîner des pressions sur la chaîne d'approvisionnement et des pénuries de main-d'œuvre qui seraient pourtant évitables si elle agissait tôt et progressivement. Les scénarios de planification de l'approvisionnement qu'elle a publiés prévoient d'ailleurs des investissements plus constants dans l'énergie sobre en carbone que le scénario de référence, obtenu par optimisation du modèle COPPER.

Figure 7 :

Coûts des investissements par scénarios et par tranches de cinq ans

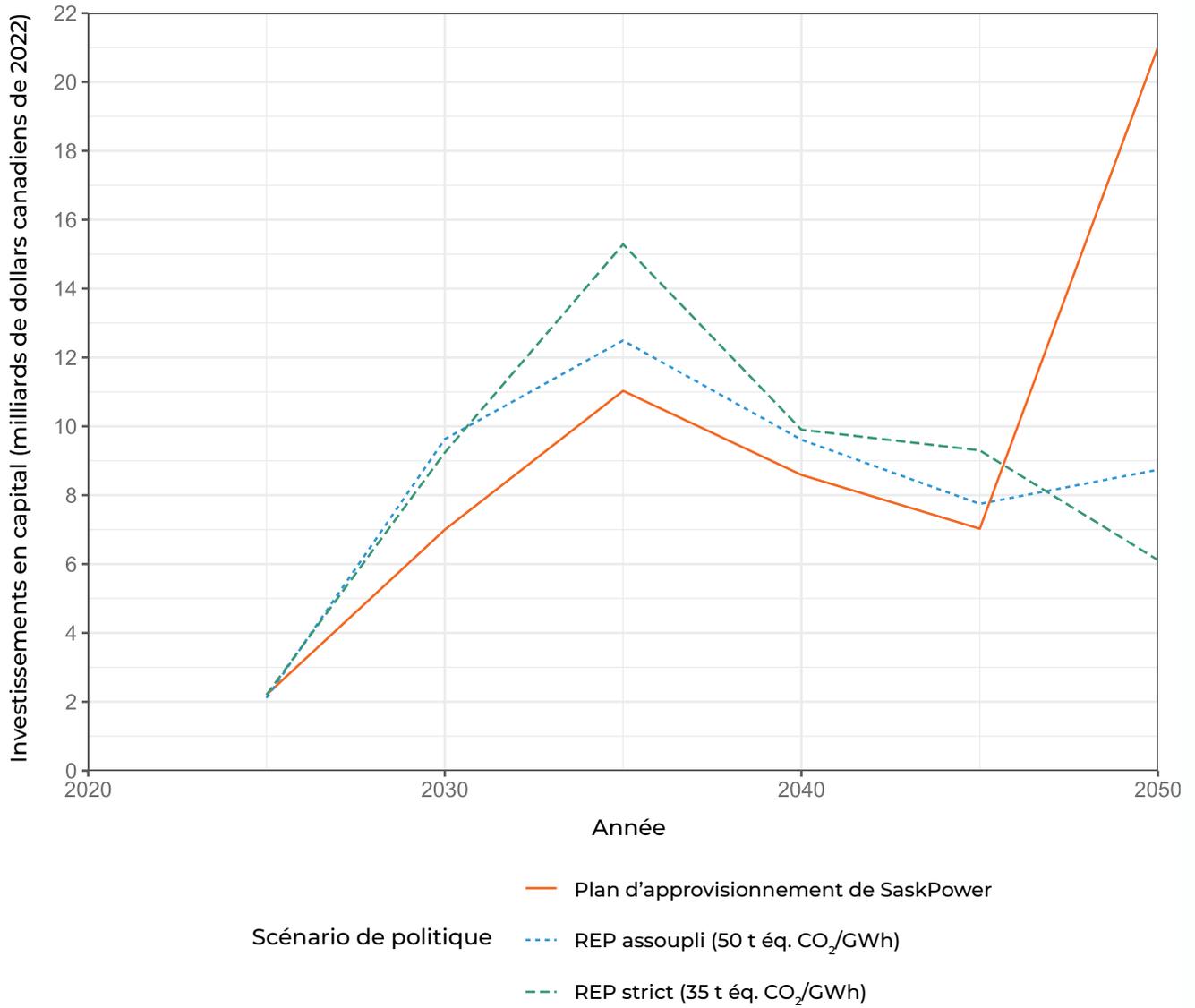


Tableau 6 :

Coûts cumulatifs des investissements par tranches de cinq ans

(en milliards de dollars canadiens de 2022)

Année	Plan d'approvisionnement de SaskPower	REP assoupli (50 t éq. CO ₂ /GWh)	REP strict (50 t éq. CO ₂ /GWh)
2025	2,199	2,109	2,199
2030	9,196	11,737	11,435
2035	20,227	24,229	26,722
2040	28,816	33,839	36,624
2045	35,84	41,586	45,925
2050	56,865	50,325	52,038

Coûts moyens de la production

Les investissements en capital ne sont pas les seuls coûts. Il y a aussi les coûts fixes et variables d'exploitation et d'entretien, les coûts des combustibles et la tarification du carbone. La figure 8 montre ces coûts annuels pour chaque scénario et tranche de cinq ans (voir l'annexe B pour une dissection des coûts). Elle compte aussi le service de la dette existante de SaskPower. À la fin de l'exercice 2023-2024, la société d'État enregistrait une dette totale de 9,4 milliards de dollars (SaskPower, 2024). Cette dette est amortie sur 25 ans, à un taux de financement de 6 % par année. Elle est illustrée en noir au bas des colonnes sur la figure 8.

Les dépenses en capital sont amorties sur toute leur vie économique, avec des taux de financement de 6 % pour les technologies thermiques et le transport, et de 9 % pour le stockage et l'énergie renouvelable. La tarification du carbone est estimée à 170 dollars canadiens (\$ CA) de 2022 par tonne d'équivalent dioxyde de carbone en 2030, puis est maintenue à une valeur réelle de 170 \$ CA de 2022 par tonne jusqu'en 2050. Le système de tarification fondé sur le rendement (STFR) pour l'électricité n'offre pas de crédits compensatoires gratuits pour les centrales au gaz naturel après 2030. Ainsi, les émissions de ces installations sont tarifées à plein prix à compter de cette date. Le plan d'approvisionnement de SaskPower anticipe des émissions plus élevées pour ces centrales, d'où les coûts supérieurs de la tarification du carbone.



Figure 8 :

Coûts par scénarios, types de coûts et tranches de cinq ans

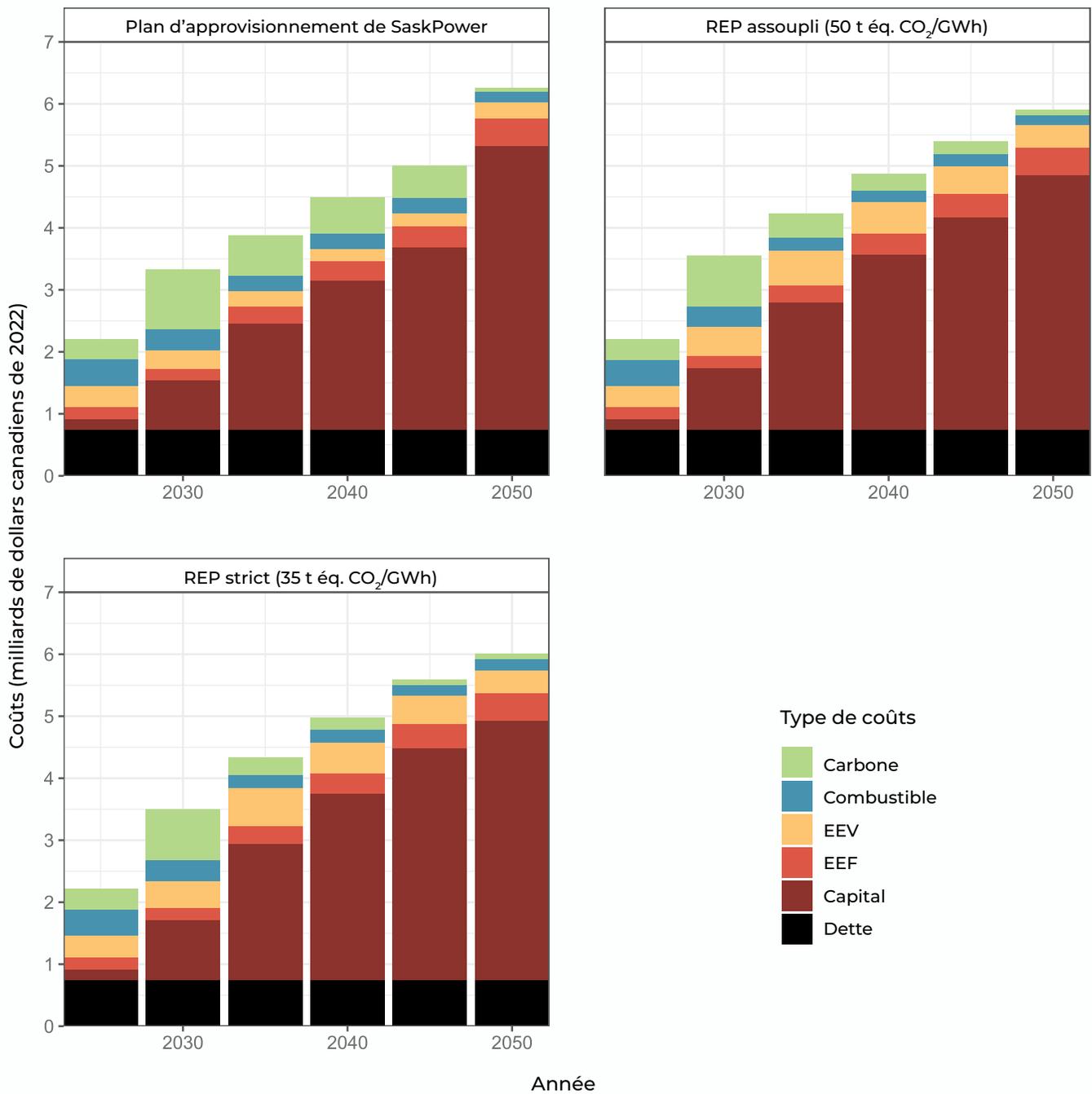
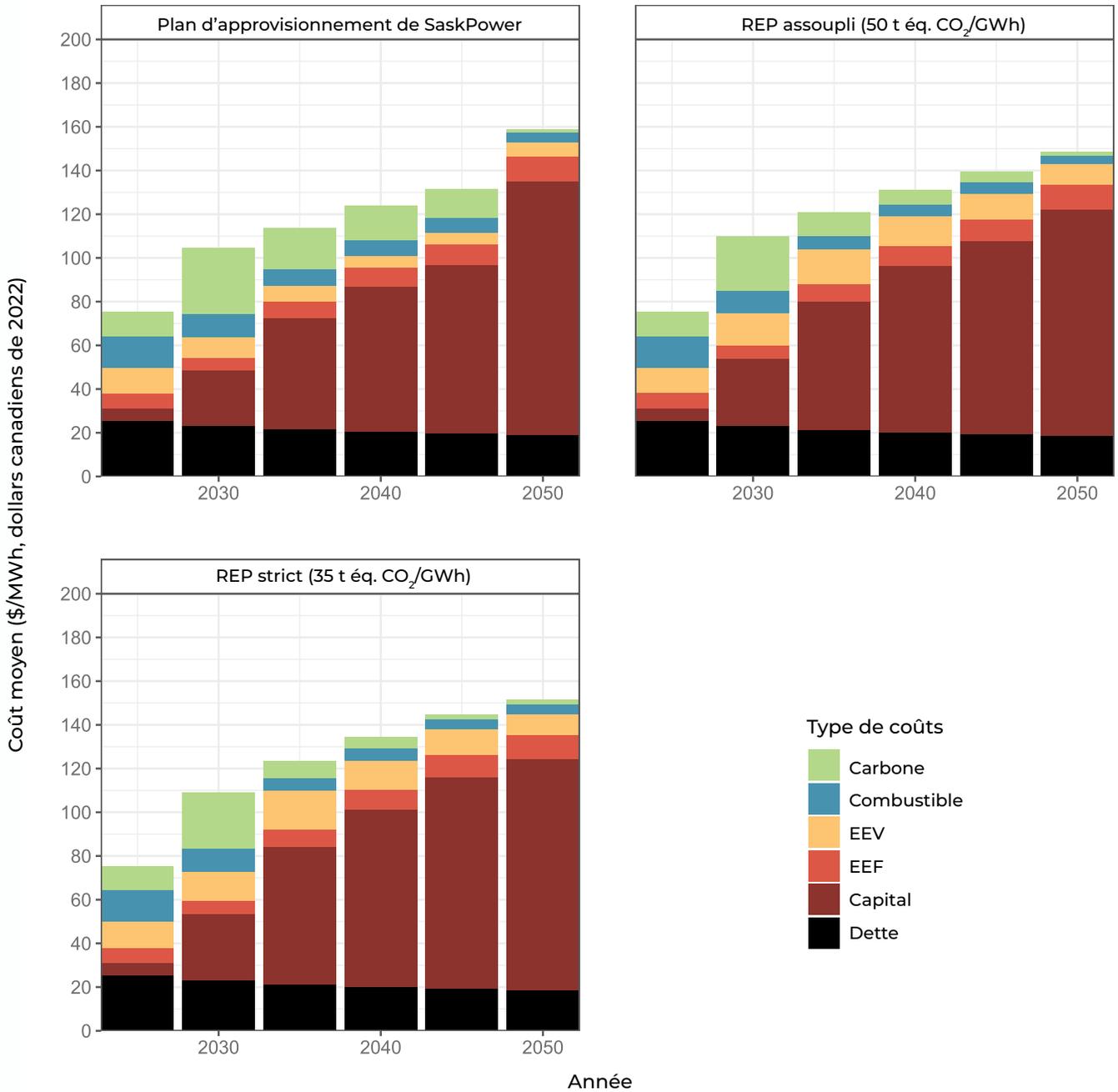


Figure 9 :

Coûts moyens par scénarios, types de coûts et tranches de cinq ans (\$/MWh, en \$ CA de 2022)



Si les coûts augmentent d'une tranche à l'autre, la production d'électricité aussi. La figure 9 montre les coûts moyens, divisés par types de coûts, scénarios et tranches de cinq ans. Les coûts moyens sont le quotient des coûts annuels sur la production d'électricité, présenté en dollars canadiens de 2022 par mégawattheure (\$/MWh). La figure 10 fait la représentation graphique consolidée du coût total moyen actualisé de la production d'électricité pour faciliter la comparaison, et le tableau 7 présente un résumé numérique des données utilisées. Le coût moyen annualisé en 2035 s'élève à 9,88 \$/MWh de plus avec le REP strict qu'avec le plan d'approvisionnement de SaskPower. Dans le scénario appliquant le REP assoupli, la différence est plutôt de 7,22 \$/MWh.

Figure 10 :

Résumé des coûts moyens

(\$/MWh, en \$ CA de 2022)

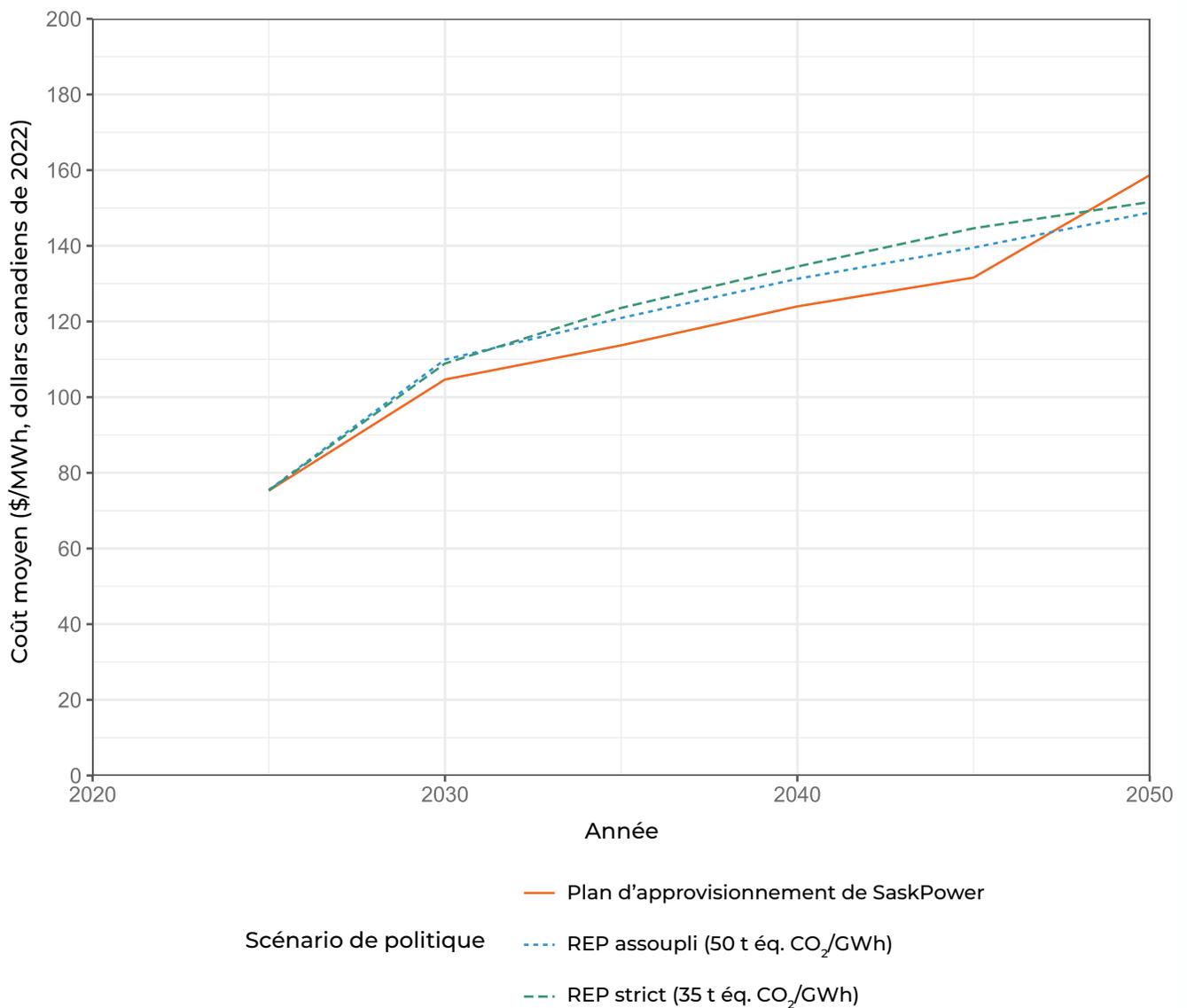


Tableau 7 :

Résumé des coûts moyens

(\$/MWh, en \$ CA de 2022)

Année	Plan d'approvisionnement de SaskPower	REP assoupli (50 t éq. CO ₂ /GWh)	REP strict (50 t éq. CO ₂ /GWh)
2025	75,29	75,49	75,37
2030	104,67	109,93	108,90
2035	113,70	120,92	123,58
2040	123,99	131,28	134,52
2045	131,61	139,53	144,64
2050	158,67	148,78	151,57

Répercussions sur les tarifs d'électricité résidentiels

Les coûts moyens dans chaque scénario ont été convertis en tarifs résidentiels par majoration. D'abord, j'ai comparé les tarifs 2024 de SaskPower aux coûts moyens modélisés pour la tranche de 2025. En calculant le quotient de la division des tarifs résidentiels par ces coûts moyens, on obtient un ratio de majoration propre à chaque scénario qui permet de projeter les tarifs résidentiels pour chaque tranche de cinq ans. Le ratio moyen des trois scénarios est de 2,17. Les tarifs projetés sont présentés à la figure 11 et au tableau 8.

Dans la tranche de 2035, le REP assoupli et le REP strict entraînent respectivement des hausses des tarifs de 6 % (1,5 ¢/kilowattheure) et 9 % (2,1 ¢/kilowattheure) par rapport au plan d'approvisionnement de SaskPower. Ces résultats ressemblent à ceux modélisés pour le compte du tribunal d'évaluation par Navius, qui projetait sous le régime du REP des tarifs résidentiels plus élevés de 1,7 ¢/kWh en 2035 (Navius Research, 2024). Mes estimations sont légèrement inférieures, ce qui montre les économies possibles si ECCC opte pour la version la plus souple des changements proposés en février 2024 (ECCC, 2024).

Dans le *Résumé de l'étude d'impact de la réglementation* sur la version initiale du REP, ECCC estimait qu'en 2040, les tarifs d'électricité résidentiels seraient plus élevés de 0,9 ¢/kWh avec le *Règlement sur l'électricité propre* que dans le scénario de référence (*Gazette du Canada*, 2023). À pareille date, le présent rapport chiffre plutôt l'écart à 1,5 ¢/kWh pour un REP assoupli, et à 2,2 ¢/kWh pour un REP strict. Cette différence s'explique en partie par les coûts supérieurs de la construction de centrales en Saskatchewan : comparativement aux chiffres de l'*Annual Energy Outlook 2023* de l'Agence d'information sur l'énergie (EIA) des États-Unis, les coûts en Saskatchewan sont plus élevés de 40 % pour les centrales thermiques et de 18 % pour les installations d'éolien, de solaire et de stockage (EIA, 2023).

Comme l'illustre la figure 11, les tarifs d'électricité résidentiels de la Saskatchewan augmenteront dans tous les scénarios, avec ou sans le REP. Cela concorde avec les autres études nationales, dont les rapports *Volte-face* (Dion et coll., 2022) et *Électricité propre, énergie abordable* (Harland et coll., 2023) de l'Institut climatique du Canada.

Les gouvernements ont les moyens d'atténuer les hausses des tarifs, et ils commencent à les prendre. La Saskatchewan pourrait notamment réinvestir les recettes de la tarification du carbone appliquée au secteur de l'électricité dans de petits réacteurs nucléaires modulaires, des installations éoliennes et solaires et de la capacité de stockage. Les crédits d'impôt à l'investissement du fédéral aideront aussi à réduire les coûts des investissements en capital. Certes, le fait de transférer les coûts des usagers aux contribuables ne les élimine pas, mais cela permet tout de même d'assurer une répartition plus équitable afin que la réduction des tarifs pour les ménages à faible revenu

compense largement toute hausse éventuelle de l'impôt sur le revenu (Dolter et Winter, 2022). Le gouvernement fédéral a mis les touches finales au crédit d'impôt à l'investissement pour les technologies propres, qui offre un crédit de 30 % aux corporations imposables et aux fiducies de fonds commun de placement. Les sociétés d'État, comme SaskPower, n'y sont toutefois pas admissibles. Pour celles-ci, le budget de 2024 proposait plutôt un crédit de 15 %, notamment avec la condition pour le gouvernement provincial ou territorial de s'engager publiquement à bâtir un réseau électrique carboneutre d'ici 2035 (Canada, 2024). Ce crédit d'impôt à l'investissement pour l'électricité serait une façon pour SaskPower de réduire le coût de ses projets. Les crédits pour les technologies et l'électricité propres contribueraient ainsi à atténuer les hausses des tarifs en Saskatchewan.

Par ailleurs, sur la question l'abordabilité, il faut savoir qu'une hausse des tarifs ne signifie pas nécessairement une hausse de la facture d'électricité des ménages. Par exemple, les véhicules électriques coûtent beaucoup moins cher à utiliser et à entretenir que les véhicules à essence et devraient bientôt atteindre des prix de vente similaires (Randall, 2024). Dans la transition vers ces technologies carboneutres, la hausse des tarifs et de l'utilisation d'électricité pourrait donc être contrebalancée par la disparition des dépenses d'essence (Conseil consultatif canadien de l'électricité, 2024).



Figure 11 :

Tarifs d'électricité résidentiels par scénarios

(\$/MWh, en \$ CA de 2022)

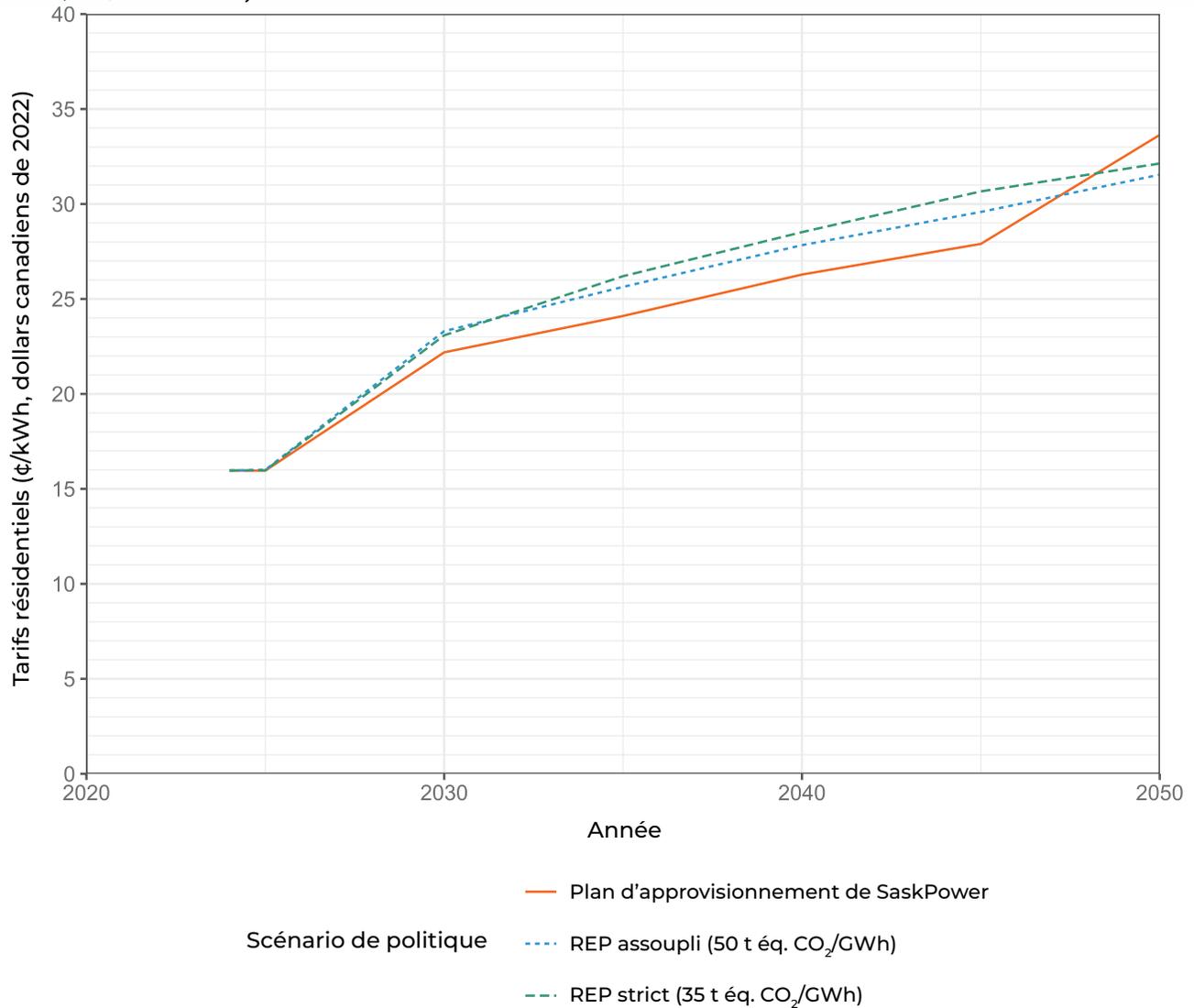


Tableau 8 :

Résumé des tarifs résidentiels de la Saskatchewan

(¢/kWh, en \$ CA de 2022)

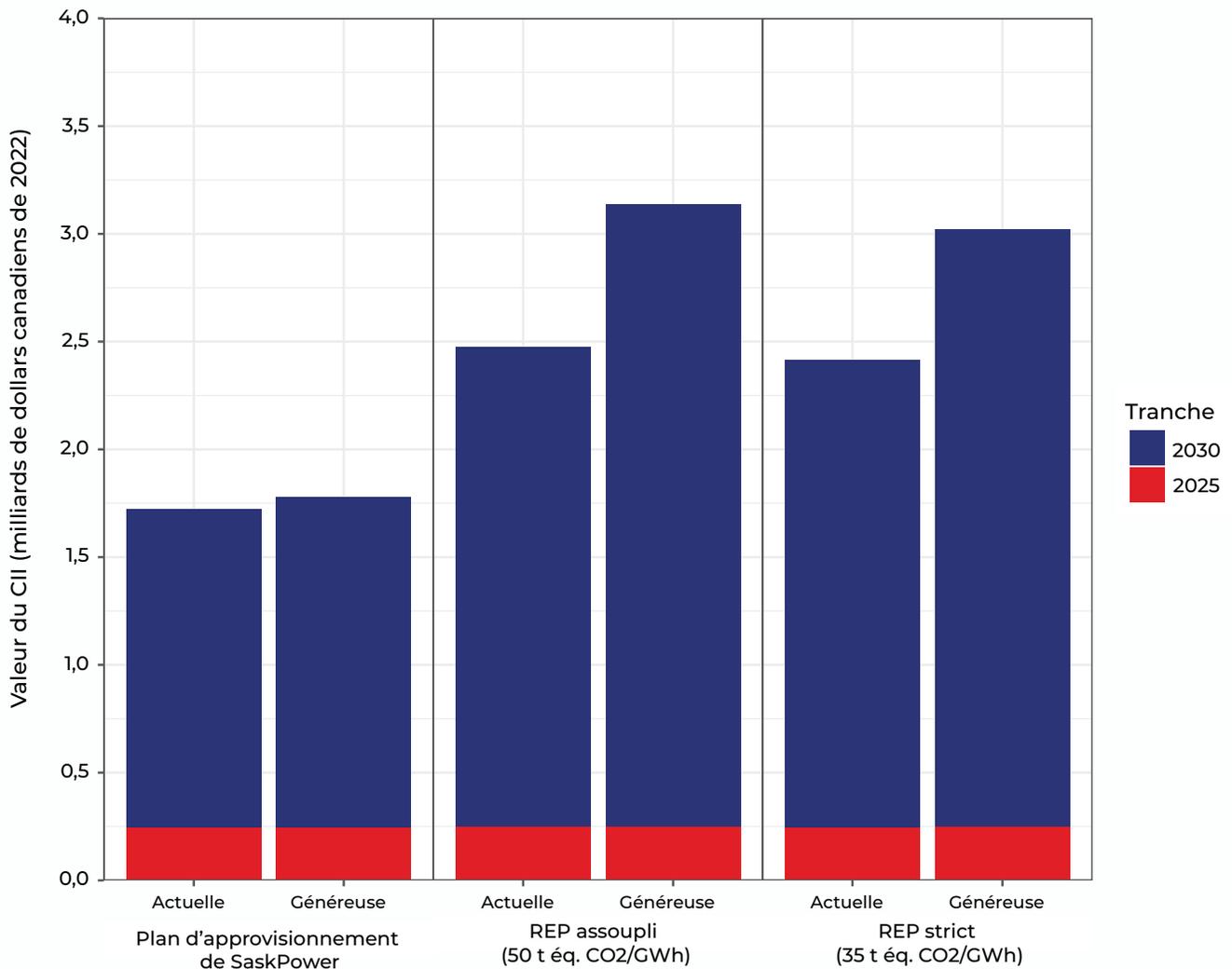
Année	Plan d'approvisionnement de SaskPower	REP assoupli (50 t éq. CO ₂ /GWh)	REP strict (50 t éq. CO ₂ /GWh)
2024	16,00	16,00	16,00
2025	16,00	16,00	16,00
2030	22,20	23,30	23,10
2035	24,10	25,60	26,20
2040	26,30	27,80	28,50
2045	27,90	29,60	30,70
2050	33,60	31,50	32,10

Les modalités définitives de calcul du crédit d'impôt à l'investissement pour l'électricité propre seront cruciales pour atténuer les hausses des tarifs. La figure 12 présente les écarts entre un scénario où le crédit pour les sociétés d'État demeurerait fixé à 15 % (valeur actuelle), et un autre où il serait augmenté à 30 % (valeur généreuse), comme le crédit pour les sociétés privées. Les deux scénarios supposent que les technologies de solaire, d'éolien et de stockage sont détenues par des entités privées, tandis que les projets de captage et de stockage du CO₂ ainsi que les projets de transport interprovincial sont détenus par SaskPower. Le crédit plus généreux permettrait à la Saskatchewan d'aller chercher entre 600 et 662 millions de dollars de plus que le crédit actuellement proposé par le fédéral.

Figure 12 :

Différentes valeurs du crédit d'impôt à l'investissement, par scénarios

(milliards de dollars canadiens de 2022)



Différentes valeurs du CII par scénarios



RÉSUMÉ DES CONSTATS

Voici les principaux constats à retenir de cet exercice de modélisation.

1. LE RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE N'ENTRAÎNE QU'UNE AUGMENTATION LÉGÈRE DES TARIFS, BIEN INFÉRIEURE AUX ESTIMATIONS DU GOUVERNEMENT DE LA SASKATCHEWAN.

L'analyse de Navius et le présent rapport projettent tous deux que les effets du REP sur les tarifs d'électricité seraient fort différents de ce qu'anticipait initialement le gouvernement de la Saskatchewan. Voici ce qu'on pouvait lire dans un communiqué de novembre 2023 : « SaskPower estime que les familles, communautés, entreprises et industries verront leurs tarifs d'électricité plus que doubler d'ici 2035 en raison des coûts engendrés par le *Règlement sur l'électricité propre* et la réglementation fédérale sur le charbon. Le plan d'alimentation énergétique carboneutre du gouvernement fédéral obligerait la Saskatchewan à déboursier environ 40 milliards de dollars d'ici 2035 » (gouvernement de la Saskatchewan, 2023). Or, la présente analyse estime plutôt des dépenses en capital supplémentaires d'entre quatre et six milliards d'ici cette date (sans compter l'aide fédérale du crédit d'impôt à l'investissement), pour une hausse des tarifs se chiffrant entre 1,5 et 2,1 ¢/kWh, soit 6 % à 9 % de plus que dans le scénario de référence. Bref, rien à voir avec la hausse de 100 % avancée par le gouvernement provincial.

2. SASKPOWER POURRAIT PLAIDER POUR UNE VERSION PLUS SOUPLE DU RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE ET UN CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT FÉDÉRAL PLUS GÉNÉREUX.

La Saskatchewan et SaskPower pourraient plaider pour le REP assoupli modélisé dans le présent rapport afin de ramener le coût de la conformité au bas des fourchettes vues plus haut. Une version souple des changements proposés ne créerait d'ailleurs pas un si grand écart avec la planification énergétique actuelle de SaskPower.

La province pourrait en outre demander et justifier un soutien financier supplémentaire du gouvernement fédéral. Notamment, un crédit d'impôt remboursant 30 % des coûts en capital pour les projets des sociétés d'État contribuerait à préserver l'abordabilité de l'électricité en Saskatchewan.

3. PEU IMPORTE LE SCÉNARIO, L'ÉOLIEN PRENDRA UNE PLACE IMPORTANTE DANS LE PAYSAGE SASKATCHEWANAIS.

Tous les scénarios modélisés dans le présent rapport comprennent d'importants investissements dans l'énergie éolienne. La Saskatchewan est l'un des meilleurs endroits au Canada pour exploiter le vent à l'intérieur des

terres, une force naturelle que SaskPower reconnaît d'ailleurs dans son propre plan pour élargir l'exploitation éolienne et atteindre jusqu'à 50 % de puissance renouvelable d'ici 2030. L'énergie éolienne est aussi une source d'électricité concurrentielle pour le réseau de la province, car lorsque le temps s'y prête, elle permet de réduire la production d'autres sources comme les centrales au gaz. Ainsi, SaskPower économise sur les combustibles et la tarification du carbone, et réduit bien sûr les émissions de gaz à effet de serre. Le modèle COPPER offre une analyse détaillée de l'éolien, estimant la production horaire à 290 sites saskatchewanais. Même en tenant compte de la variabilité des vents, il projette le développement de la capacité de production à hauteur d'entre 3 633 et 4 100 mégawatts d'ici 2050, date à laquelle l'éolien représenterait alors entre 42,5 % et 47 % de la puissance totale du réseau.

4. LES ÉMISSIONS CUMULATIVES SERAIENT CONSIDÉRABLEMENT PLUS ÉLEVÉES SANS LE RÈGLEMENT SUR L'ÉLECTRICITÉ PROPRE.

Le plan d'approvisionnement de SaskPower ébauche plusieurs façons de se rapprocher de la carboneutralité d'ici 2050. Or, puisque les émissions de GES s'accumulent dans l'atmosphère, la voie choisie est tout aussi importante que la destination. En effet, le scénario de référence – qui suit le plan d'approvisionnement – engendrerait des émissions cumulatives de 126,3 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone entre 2025 et 2050.

À titre de comparaison, les deux versions du REP modélisées dans le présent rapport réduisent ces émissions considérablement : le REP assoupli engendrerait des émissions cumulatives de 95,9 Mt éq. CO₂ entre 2025 et 2050, et le REP strict, de 86,4 Mt seulement. Les 30 à 40 Mt éq. CO₂ éliminées équivalent à une année complète d'émissions de 9 à 12 millions de voitures à essence (RNCAN, 2024).

Le *Règlement sur l'électricité propre* réduit la pollution en décourageant l'utilisation des centrales au gaz et en favorisant le déploiement rapide et généralisé de technologies de captation du carbone dans celles-ci. Bien qu'il implique davantage d'importations du Manitoba, l'énergie importée serait relativement propre. L'intensité d'émissions intérieures de l'électricité en Saskatchewan est aussi inférieure dans les scénarios appliquant le REP. De plus, l'électricité propre peut s'avérer déterminante dans la décarbonisation d'autres secteurs.

Enfin, notons qu'aucun des scénarios n'exige ni n'atteint la carboneutralité complète du secteur de l'électricité en 2035. Les débats en Saskatchewan seraient plus clairs si toutes les parties reconnaissaient que le *Règlement sur l'électricité propre* réduit les émissions, mais n'impose pas leur élimination complète d'ici 2035. En effet, l'atteinte de la carboneutralité dans le secteur d'ici cette date serait une tâche ardue, si ce n'est impossible. Le REP n'exige pas que SaskPower se conforme à cet objectif, mais vise plutôt à garantir que les nouvelles centrales au gaz soient dotées de mécanismes de captage et de stockage du CO₂, un objectif beaucoup plus accessible sur le plan technique qu'une éventuelle carboneutralité en 2035.

5. LES GOUVERNEMENTS FÉDÉRAL ET PROVINCIAL DEVRAIENT COLLABORER POUR ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.

Le *Règlement sur l'électricité propre* ne semble pas poser d'obstacle excessif, financier ou autre, à ce que SaskPower atteigne sa cible de carboneutralité d'ici 2050. Au contraire, comparativement au plan d'approvisionnement de la société d'État, la version révisée du REP n'entraînerait qu'une hausse modeste des tarifs d'électricité d'ici 2035, tout en permettant de réduire considérablement les émissions annuelles et cumulatives.

La version définitive du REP est attendue à l'automne 2024. Compte tenu des constats encourageants de la présente analyse, j'espère que le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement du Canada pourront

travailler ensemble vers leur objectif commun : la carboneutralité du secteur de l'électricité. La Saskatchewan abrite certaines des plus grandes ressources d'énergie éolienne et solaire au Canada; construit de nouvelles lignes de transport pour les exportations aux États-Unis; se fait pionnière du captage et stockage du CO₂ dans le secteur de l'électricité; et explore le potentiel de l'énergie nucléaire. La collaboration entre la Saskatchewan et le Canada pourrait aider SaskPower à développer son potentiel et à se positionner à l'avant-scène de l'électricité carboneutre en Amérique du Nord.

RÉFÉRENCES

- APPA. 2024. *Critical Electric Infrastructure and Supply Chain Constraints*, janvier, American Public Power Association. <https://www.publicpower.org/system/files/documents/2024-1-18-Issue-Briefs-Supply-Chain.pdf>.
- Arjmand, Reza et Madeleine McPherson. 2022. « Canada's electricity system transition under alternative policy scenarios », *Energy Policy*, 163 (112844). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.07.011>.
- Canada. 2024. *Budget de 2024*, gouvernement du Canada. <https://budget.canada.ca/2024/home-accueil-fr.html>.
- CIC. 2023. *Saskatchewan Technical Submission*, Crown Investments Corporation of Saskatchewan, 2 novembre.
- Conseil consultatif canadien de l'électricité. 2024. *L'avenir électrique du Canada : un plan pour réussir la transition*, Ottawa (Ontario) : Ressources naturelles Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/electricity/Conseil-consultatif-canadien-electricite-Rapport-2024.pdf>.
- Dion, Jason, Anna Kanduth, Jeremy Moorhouse et Dale Beugin. 2021. *Vers un Canada carboneutre : s'inscrire dans la transition globale*, Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/reports/vers-un-canada-carboneutre/>.
- Dion, Jason, Caroline Lee, Anna Kunduth, Christiana Guertin et Dale Beugin. 2022. *Volte-face : comment alimenter un Canada carboneutre*, Ottawa (Ontario) : Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/reports/volte-face/>.
- DoE (Département de l'Énergie des États-Unis). 2023. *Supply Chains Progress Report*, États-Unis, août. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/Supply%20Chain%20Progress%20Report%20-%20August%202023.pdf>.
- Dolter, Brett et Jennifer Winter. 2022. *L'électricité et l'équité dans la transition énergétique du Canada : options pour la tarification et le financement du réseau électrique*, Ottawa (Ontario) : Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2022/09/electricite-et-equite-transition-energetique-canada.pdf>.
- Dolter, Brett. 2015. *Greening the Saskatchewan Grid*, thèse de doctorat, Université York.
- Ibid.* 2024. « Sask. tribunal offers narrow take on federal climate policy impact », *Saskatoon StarPhoenix*, 5 juillet. <https://thestarphoenix.com/opinion/columnists/opinion-sask-tribunal-offers-narrow-take-on-federal-climate-policy-impact>.
- ECCC. 2024. *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*, Environnement et Changement climatique Canada, 16 février.
- Ibid.* 2024a. *Rapport d'inventaire national 2024*, Environnement et Changement climatique Canada. https://data-donnees.az.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/B-Secteurs-Economiques/FR_GES_Econ_Can_Prov_Terr.csv?lang=fr.
- EIA (Agence d'information sur l'énergie des États-Unis). 2023. *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023*, États-Unis, mars. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/elec_cost_perf.pdf.
- EIAT. 2024. *Report of the Economic Impact Assessment Tribunal on the Clean Electricity Regulations*, Regina (Saskatchewan) : Economic Impact Assessment Tribunal.
- Gazette du Canada*. 2012. *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon*, vol. 146, n° 19, Environnement et Changement climatique Canada, 12 septembre.
- Ibid.* 2018. *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon*, vol. 152, n° 7, Environnement et Changement climatique Canada, 17 février.
- Ibid.* 2020. *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, Environnement et Changement climatique Canada, 31 mai.
- Ibid.* 2023. *Règlement sur l'électricité propre*, vol. 157, n° 33, Environnement et Changement climatique Canada, août. <https://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2023/2023-08-19/pdf/g1-15733.pdf>.
- Gouvernement de la Saskatchewan. 2023. *Saskatchewan Responds To Unaffordable, Unconstitutional And Unattainable Proposed Federal Clean Electricity Regulations*, 21 novembre. <https://www.saskatchewan.ca/government/news-and-media/2023/november/21/saskatchewan-responds-to-unaffordable-unconstitutional-and-unattainable-proposed-federal-clean-elect>.
- Ibid.* 2024. *Budget 2024-25*, Regina (Saskatchewan) : ministère des Finances.

Gouvernement du Canada et gouvernement de la Saskatchewan. 2020. *Accord d'équivalence concernant les règlements fédéral et saskatchewanais visant le contrôle des émissions de gaz à effet de serre des producteurs d'électricité de la Saskatchewan*, gouvernement du Canada et gouvernement de la Saskatchewan.

Harland, Kate, Jason Dion, Brett Dolter, Christiana Guertin et Andrew Patrick. 2023. *Électricité propre, énergie abordable : comment les gouvernements fédéral et provinciaux peuvent faire économiser de l'argent aux Canadiens sur la voie de la carboneutralité*, Ottawa (Ontario) : Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/wp-content/uploads/2023/06/Electricite-propre-energie-abordable.pdf>.

Hydro-Québec. 2023. *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines*, Hydro-Québec. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite-2023.pdf>.

Maenz, David D. 2024. *A Reliable Supply of Cost-Effective Net-zero Electricity to Industry in Saskatchewan by 2035*, Saskatoon (Saskatchewan) : Saskatchewan Coalition for Sustainable Development.

Navius Research. 2024. *A Study to Review the Economic Impact of the Clean Electricity Regulations on Saskatchewan*, Regina (Saskatchewan) : Economic Impact Assessment Tribunal.

Randall, Tom. 2024. « Long-Range EVs Now Cost Less Than the Average New Car in the US », *Bloomberg News*, 7 juin. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-06-07/long-range-evs-now-cost-less-than-the-average-us-new-car>.

RHIEC. 2023. *Électricité en demande : perspectives du marché du travail*, Ressources humaines, industrie électrique du Canada. https://ehrc.ca/wp-content/uploads/2023/11/EHRC_LMIReport-FR_Digital_v2-1.pdf.

RNCan. 2024. *Calculateur des équivalences des émissions de gaz à effet de serre*. <https://oe.e.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/calculateur/calculateur-ges.cfm>.

Salloum, Alec. 2024. « Sask. expects \$351.3M from provincial carbon tax in 2024-25 », *LeaderPost*, 3 avril. <https://leaderpost.com/news/saskatchewan/sask-expects-351-3m-from-provincial-carbon-tax-in-2024-25>.

SaskPower. 2023. *Annual Report 2022-23*, Regina (Saskatchewan) : SaskPower.

Ibid. 2023a. *Annual Report 2022-22*, Regina (Saskatchewan) : SaskPower.

Ibid. 2023b. *SaskPower Response: Federal Clean Electricity Regulations Canada Gazette, Part I*, Saskatchewan Power Corporation, novembre.

Ibid. 2023c. *Supply Planning Overview*, SaskPower.

Ibid. 2024a. *Annual Report 2023-24*. Regina (Saskatchewan) : SaskPower.

Ibid. 2024b. *Aspen Power Station*, SaskPower. <https://www.saskpower.com/our-power-future/infrastructure-projects/construction-projects/planning-and-construction-projects/aspen-power-station>.

SESIT. 2024. *Canadian Opportunities for Planning and Production of Electricity Resources (COPPER) Documentation*, Victoria (Colombie-Britannique) : Sustainable Energy Systems Integration & Transitions Group. <https://sesit-copper.readthedocs.io/en/latest/>.

SPP. 2023. *Southwest Power Pool Annual Report 2022*, Southwest Power Pool. <https://www.spp.org/documents/70194/2022%20annual%20report%20-%2009.26.23.pdf>

Annexe A : Hypothèses de modélisation

Tableau A1 :

Hypothèses sur les coûts et l'efficacité utilisées dans le modèle COPPER

Technologie	Coûts en capital (\$ CA/kW)	Coûts totaux des projets (2022) (\$ CA/kW)	Durée de vie (années)	Taux de financement	Coûts en capital annualisés (\$ CA/MW-année)	Coûts fixes d'exploitation et d'entretien (\$ CA/MW-année)	Coûts variables d'exploitation et d'entretien (\$ CA/MWh)	Coût moyen des combustibles (\$ CA/GJ)	Émissions de carbone (t éq. CO ₂ /MWh)	Efficacité
Biomasse	9 096	11 007	30	6 %	799 671	183 950	7,07	2,87	0,000	25 %
Charbon	8 203	9 942	30	6 %	722 241	59 384	6,58	2,37	0,809	40 %
Charbon avec CSC	13 321	16 033	30	6 %	1 164 766	87 126	25,16	2,37	0,103	32 %
Géothermie	6 193	7 540	40	6 %	501 138	200 174	1,70	0,00	0,000	38 %
Hydroélectricité (stockage quotidien)	5 611	6 843	40	6 %	454 776	115 196	5,00	0,00	0,000	
Hydroélectricité (grand réservoir)	12 194	16 255	70	6 %	992 112	16 009	2,00	0,00	0,000	
Centrales au fil de l'eau	6 226	7 579	40	6 %	503 744	55 655	1,00	0,00	0,000	
Hydrogène	2 599	3 064	35	6 %	211 318	58 000	4,69	15,60	0,030	34 %
Hydrogène vert	2 599	3 064	35	6 %	211 318	58 000	4,69	56,40	0,000	34 %
Gaz à CC	3 120	3 754	30	6 %	272 717	20 631	3,73	2,94	0,338	54 %
Gaz avec CSC	7 366	8 724	30	6 %	633 817	40 378	17,64	2,94	0,038	48 %
Cogénération de gaz	5 178	6 169	30	6 %	448 201	40 378	8,54	2,94	0,338	48 %
Gaz à CS	2 421	2 858	30	6 %	207 632	23 855	6,88	2,94	0,516	35 %
Nucléaire (grande puissance)	14 154	17 897	30	6 %	1 300 225	177 983	3,47	0,81	0,000	33 %
Nucléaire (PRM)	15 195	19 196	30	6 %	1 394 603	138 996	4,39	0,81	0,000	33 %
Solaire	2 221	2 628	30	9 %	255 779	22 308	0,00	0,00	0,000	
Stockage (Li-ion)	1 948	2 257	15	9 %	279 985	59 488	0,00	0,00	0,000	
Stockage (réserve pompée)	2 301	3 157	70	9 %	284 781	14 040	1,00	0,00	0,000	
Éolien	3 218	3 870	30	9 %	376 666	38 532	0,00	0,00	0,000	
Importations	2 769	3 182	30	6 %	231 159	25 000	100,00	0,00	0,000	
Exportations							50,00			

Tableau A2 :

Croissance annuelle de la production d'électricité provinciale dans le modèle COPPER, par tranches de cinq ans

Province	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Manitoba	3,43 %	1,84 %	1,57 %	1,36 %	1,08 %	0,80 %
Saskatchewan	4,48 %	1,73 %	1,50 %	1,32 %	0,97 %	0,60 %

Annexe B : Résultats de la modélisation

Tableau B1 :

Puissance modélisée en mégawatts (MW) des différentes technologies selon le plan d’approvisionnement de SaskPower, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DE SASKPOWER						
Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Charbon	982	0	0	0	0	0
Charbon avec CSC	139	0	0	0	0	0
Nucléaire (PRM)	0	0	315	630	945	1 260
Hydroélectricité	863	863	863	863	863	863
Importations	350	466	466	466	466	1 052
Gaz à CC	2 348	2 853	2 630	2 230	1 970	519
Gaz à CS	439	439	316	224	0	0
Gaz avec CSC	0	0	0	0	0	975
Cogénération de gaz	456	456	456	456	456	0
Biomasse	40	37	37	37	37	40
Stockage (réserve pompée)	0	23	69	127	103	80
Éolien	800	1 800	2 709	2 921	2 954	4 100
Solaire	100	400	800	825	850	875
Total	6 517	7 337	8 661	8 779	8 644	9 764

Tableau B2 :

Puissance modélisée en mégawatts (MW) des différentes technologies selon le REP assoupli, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : REP ASSOULPI (50 TONNES DE CO ₂ /GWH)						
Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Charbon	1 056	0	0	0	0	0
Charbon avec CSC	139	0	0	0	0	0
Nucléaire (PRM)	0	0	315	630	945	1 260
Hydroélectricité	863	863	863	863	863	863
Importations	350	778	778	821	912	1 089
Gaz à CC	1 983	1 983	1 360	1 100	747	0
Gaz à CC d'appoint	265	265	0	15	165	671
Gaz à CS	439	439	48	0	0	0
Gaz à CS d'appoint	100	100	100	100	100	100
Gaz avec CSC	0	350	438	477	477	477
Cogénération de gaz	456	456	456	456	456	456
Biomasse	40	37	37	37	37	37
Stockage (réserve pompée)	0	170	170	170	0	0
Stockage (batteries aux ions lithium)	0	8	221	221	213	0
Éolien	800	1 800	2 800	3 200	3 344	3 877
Solaire	100	400	800	825	850	875
Total	6 591	7 649	8 386	8 915	9 109	9 705

Tableau B3 :

Puissance modélisée en mégawatts (MW) des différentes technologies selon le REP strict, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : REP STRICT (35 TONNES DE CO ₂ /GWH)						
Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Technologie	957	0	0	0	0	0
Charbon	139	0	0	0	0	0
Charbon avec CSC	0	0	315	630	945	1 260
Nucléaire (PRM)	863	863	863	863	863	863
Hydroélectricité	350	655	826	960	1 188	1 188
Importations	1 983	1 983	1 100	747	0	0
Gaz à CC	365	365	39	160	636	636
Gaz à CC d'appoint	439	439	0	0	0	0
Gaz à CS	0	350	751	791	791	791
Gaz avec CSC	456	456	456	456	456	456
Cogénération de gaz	40	37	37	37	37	37
Biomasse	0	170	170	170	0	0
Stockage (réserve pompée)	0	170	170	170	0	0
Stockage (batteries aux ions lithium)	0	8	8	8	0	0
Éolien	800	1 800	2 800	3 200	3 634	3 634
Solaire	100	400	800	825	850	875
Total	6 492	7 526	8 165	8 847	9 400	9 740

Tableau B4 :

Production modélisée en gigawattheures (GWh) des différentes technologies selon le plan d'approvisionnement de SaskPower, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DE SASKPOWER						
Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Charbon	5 162	0	0	0	0	0
Charbon avec CSC	731	0	0	0	0	0
Nucléaire (PRM)	0	0	2 594	5 188	7 782	8 961
Hydroélectricité	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 981
Importations	2 427	2 425	1 972	1 396	1 430	2 339
Gaz à CC	11 932	14 496	9 210	8 234	7 481	626
Gaz à CS	577	577	415	294	0	0
Gaz avec CSC	0	0	0	0	0	3 114
Cogénération de gaz	1 478	1 478	1 478	1 478	1 478	0
Biomasse	228	211	211	211	211	198
Stockage (réserve pompée)	0	0	1	1	0	0
Éolien	4 023	9 391	14 268	15 392	15 560	21 481
Solaire	170	693	1 387	1 429	1 471	1 513
Total	29 718	32 261	34 526	36 613	38 403	41 213

Tableau B5 :

Production modélisée en gigawattheures (GWh) des différentes technologies selon le REP assoupli, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : REP ASSOULI (50 TONNES DE CO ₂ /GWH)						
Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Charbon	5 548	0	0	0	0	0
Charbon avec CSC	731	0	0	0	0	0
Nucléaire (PRM)	0	0	2 594	5 188	7 664	9 339
Hydroélectricité	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990
Importations	2 328	3 949	4 965	4 376	3 698	3 245
Gaz à CC	10 075	10 075	5 896	3 881	2 595	0
Gaz à CC d'appoint	1 348	1 348	0	17	188	761
Gaz à CS	577	577	63	0	0	0
Gaz à CS d'appoint	131	131	74	74	74	74
Gaz avec CSC	0	1 778	2 226	2 425	2 425	1 781
Cogénération de gaz	1 478	1 478	331	297	336	448
Biomasse	228	211	211	211	211	157
Stockage (réserve pompée)	0	2	0	0	0	0
Éolien	4 023	9 391	14 743	16 819	17 568	20 303
Solaire	170	682	1 362	1 404	1 445	1 487
Total	29 627	32 612	35 455	37 682	39 194	40 585

Tableau B6 :

Production modélisée en gigawattheures (GWh) des différentes technologies selon le REP strict, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : REP STRICT (35 TONNES DE CO ₂ /GWH)						
Technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Charbon	5 029	0	0	0	0	0
Charbon avec CSC	731	0	0	0	0	0
Nucléaire (PRM)	0	0	2 594	5 188	7 444	9 929
Hydroélectricité	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990	2 990
Importations	2 532	3 530	5 321	4 053	3 750	3 180
Gaz à CC	10 075	10 075	4 173	2 463	0	0
Gaz à CC d'appoint	1 856	1 856	44	182	721	721
Gaz à CS	577	577	0	0	0	0
Gaz avec CSC	0	1 778	3 817	4 017	3 304	3 052
Cogénération de gaz	1 478	1 478	297	338	497	454
Biomasse	228	211	211	211	166	154
Stockage (réserve pompée)	0	2	0	0	0	0
Éolien	4 023	9 391	14 686	16 762	19 003	19 003
Solaire	170	681	1 363	1 402	1 444	1 486
Total	29 689	32 569	35 496	37 606	39 319	40 969

Tableau B7 :

Coûts annuels modélisés (en millions de dollars canadiens de 2022) des différentes technologies selon le plan d'approvisionnement de SaskPower, par tranches de cinq ans

SCÉNARIO : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DE SASKPOWER						
Type de coûts	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carbone	331	967	650	583	514	56
Combustibles	421	342	256	256	255	170
Exploitation et entretien variables (EEV)	334	292	238	188	198	249
Exploitation et entretien fixes (EEF)	202	190	270	313	348	451
Capital	180	805	1 728	2 414	2 948	4 588
Dette	736	736	736	736	736	736
Total	2 204	3 332	3 878	4 490	4 999	6 250

Tableau B8 :

Modelled annual costs (millions CS2022) by time-step and technology in the Flexible CER scenario

SCÉNARIO : REP ASSOUPLE (50 TONNES DE CO ₂ /GWH)						
Type de coûts	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carbone	340	814	384	263	201	87
Combustibles	423	325	209	194	195	156
EEV	329	469	555	499	442	365
EEF	206	204	284	340	385	437
Capital	174	998	2 059	2 833	3 431	4 118
Dette	736	736	736	736	736	736
Total	2 208	3 546	4 227	4 865	5 390	5 899

Tableau B9 :

Coûts annuels modélisés (en millions de dollars canadiens de 2022) des différentes technologies selon le REP strict, par tranches de cinq ans

SCENARIO: STRICT CER (35 TONNES CO ₂ /GWH)						
Type de coûts	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carbone	327	831	284	197	91	87
Combustibles	418	331	206	203	171	186
EEV	347	424	614	488	447	363
EEF	200	201	277	337	395	439
Capital	180	977	2 215	3 011	3 749	4 195
Dette	736	736	736	736	736	736
Total	2 208	3 500	4 332	4 972	5 589	6 006

Annexe C : Résultats de la modélisation de Navius

Tableau C1 :

Effets du REP sur les tarifs d'électricité en Saskatchewan estimés par Navius (c/kWh, \$ CA de 2022) (Navius Research 2024)

Effets du REP sur les prix de l'électricité relativement au Saskatchewan's Affordable Power Plan (SAPP) en 2035 (\$ CA de 2022)					
Prix de l'électricité en 2025 (c/kWh)		Prix de l'électricité en 2035 (c/kWh)		Augmentation nette	
Type de consommateur	Tous les scénarios	SAPP	REP en Saskatchewan	Différence dans le tarif (¢/kWh)	Coût annuel par consommateur (\$)
générateur	7,4	7,6	10,3	2,7	
résidentiel	22,6	22,6	25,7	3,1	241\$
commercial	16,3	16,5	19,4	3,0	888\$
industriel	12,7	12,9	15,8	2,9	1429\$

Figure C1

Effets du REP sur les tarifs d'électricité en Saskatchewan estimés par Navius (c/kWh, \$ CA de 2022) (Navius Research 2024)



Figure 3 : Répercussions des politiques sur les tarifs d'électricité résidentiels en 2035

