

Webinaire national règlement sur l'électricité propre (REP)

12 septembre 2023

Environnement et Changement climatique Canada



Environment and
Climate Change Canada

Environnement et
Changement climatique Canada

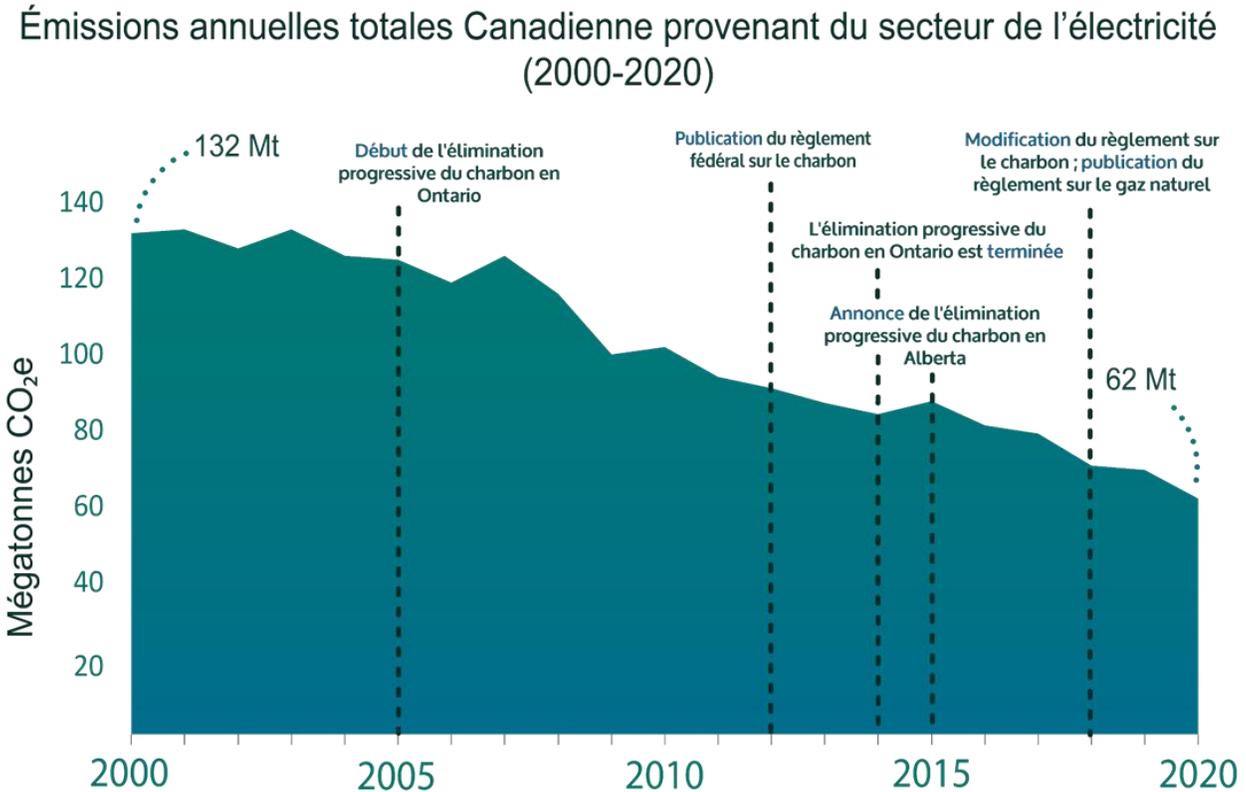
Canada 

1. Raison d'être du REP

Garantir une économie carboneutre

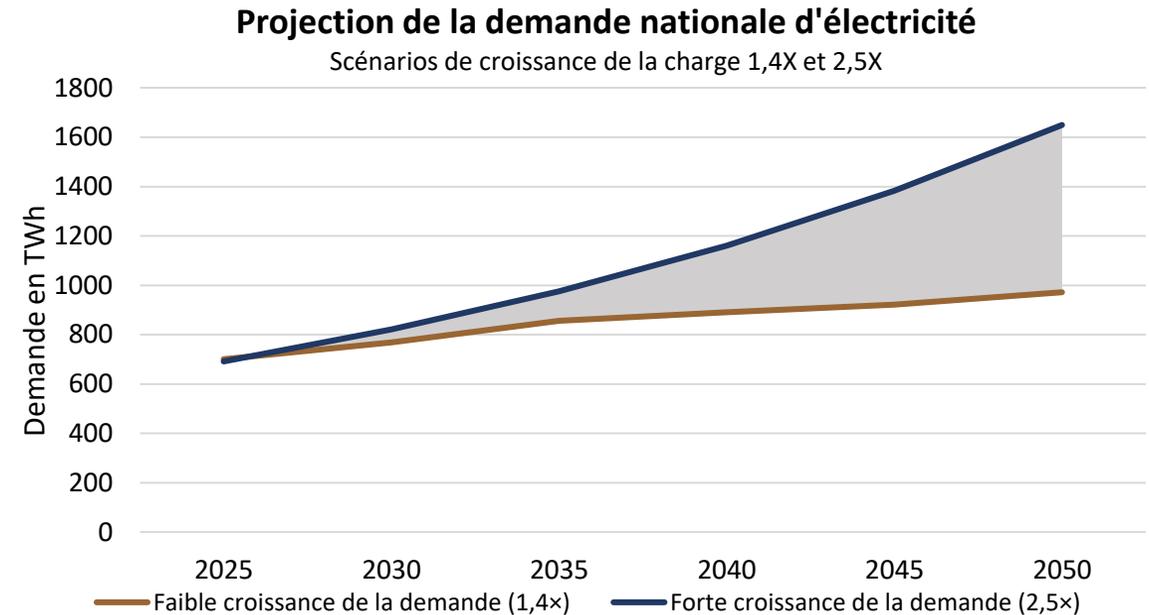
Le Canada part d'une position de force sur la voie de la carboneutralité

- ⚡ Le Canada possède l'un des réseaux électriques les plus propres au monde
 - ⚡ En 2020, **84% de notre électricité** provenait de sources non émettrices.
- ⚡ Grâce aux **mesures ambitieuses prises** par les provinces, les territoires, les groupes autochtones et le gouvernement fédéral, le secteur de l'électricité a **considérablement réduit ses émissions** au cours des **20 dernières années, les faisant passer de 132 Mt à 62 Mt**
- ⚡ Le REP s'appuie sur ces succès et constitue un élément fondamental du plan canadien d'atténuation du changement climatique



La carboneutralité est un élément fondamental pour parvenir à une électricité propre d'ici 2050

- ⚡ Une évolution de l'ensemble de la société vers l'électrification est en cours.
- ⚡ Les **objectifs de carboneutralité des entreprises, les stratégies industrielles vertes, la demande de VE et de pompes à chaleur**, ainsi que les **préoccupations liées à la volatilité et à l'augmentation des coûts de l'énergie fossile** entraînent une augmentation de la demande d'électricité propre
- ⚡ Conjugués à la croissance démographique, ces facteurs augmenteront la demande d'électricité de 1,4 à 2,5 fois les niveaux actuels
- ⚡ L'électricité propre nécessitera ce qui suit :
 - ⚡ Décarboner notre production d'électricité existante
 - ⚡ Mettre l'accent sur l'efficacité énergétique
 - ⚡ Accroître l'approvisionnement en électricité propre



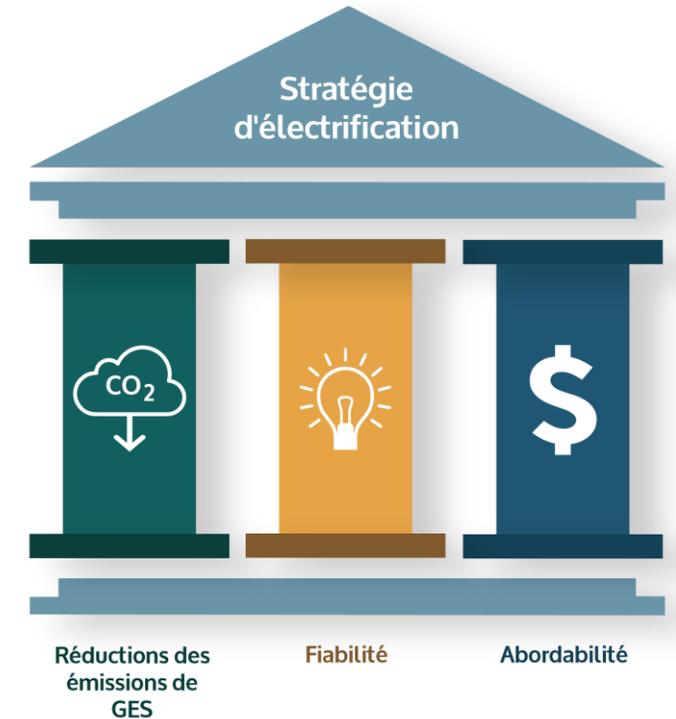
- 1) 1,4x croissance de la demande :** projection de base extrapolée à partir des tendances historiques de croissance de la charge, utilisée dans le REIR du REP
- 2) 2,5x croissance de la demande :** projection élevée, utilisée pour l'analyse de sensibilité dans le REIR du REP

En l'absence de mesures supplémentaires, la **production d'électricité à partir de gaz naturel sans système de réduction des émissions augmenterait avec la demande due à l'électrification**, ce qui se traduirait par une hausse des émissions après 2030.

Le Canada adopte une approche pangouvernementale pour parvenir à une électricité propre, abordable et fiable

- ⚡ Le REP fournira des signaux réglementaires précoces et clairs
- ⚡ Le gouvernement fédéral collabore avec les provinces et les territoires pour soutenir leurs priorités en matière de **création d'un réseau propre qui soutiendra le développement économique et permettra de disposer d'une électricité abordable et fiable.**
 - ⚡ Conseil consultatif canadien de l'électricité, tables régionales de l'énergie et autres discussions bilatérales.
- ⚡ Avec les nouveaux investissements du budget 2023, le **gouvernement fédéral est en voie de fournir plus de 40 milliards de dollars au cours des dix prochaines années pour aider le secteur de l'électricité à passer à la carboneutralité.**

- ⚡ CII pour les technologies propres, l'industrie manufacturière, l'hydrogène, le CUSC et l'électricité propre
- ⚡ 10 milliards de dollars pour un financement inférieur au marché par l'intermédiaire de la Banque de l'infrastructure du Canada
- ⚡ Recapitalisation à hauteur de 3 milliards de dollars du Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification et autres financements ciblés
- ⚡ 15 milliards de dollars pour le Fonds de croissance du Canada
- ⚡ Soutien aux projets d'interconnexion
- ⚡ Investissements via l'Initiative accélérateur net zéro dans les processus industriels propres, l'hydrogène propre et la fabrication de technologies propres
- ⚡ Faciliter les processus d'approbation des grands projets
- ⚡ Des programmes ciblés pour soutenir le changement de combustible et l'efficacité énergétique dans les maisons, les bâtiments et les produits



Favorise les réductions tout en permettant de maintenir **l'abordabilité et la fiabilité**

2. Le projet de REP

Description technique

Le REP fixe une norme d'émissions réalisable et neutre sur le plan technologique

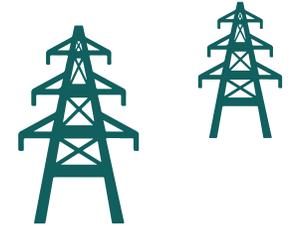
- ⚡ La norme de rendement ne s'appliquera qu'à un groupe qui a **des exportations nettes vers un système électrique réglementé par la NERC** au cours d'une année civile donnée
- ⚡ Au cours d'une année donnée, un groupe entrant dans le champ d'application du règlement doit produire de l'électricité en respectant une norme de rendement de 30 tonnes de CO₂ par gigawattheure-brut (**30 t/GWh**) en moyenne annuellement
- ⚡ Le REP entre en vigueur **le 1^{er} janvier 2025**, et, à partir de 2035, **introduira progressivement la norme de rendement pour les groupes existants** mis en service avant le 1^{er} janvier 2025

Portée de la réglementation

Un groupe entre dans le champ d'application du règlement si :

1

Il est connecté à un réseau électrique soumis aux **normes de la NERC**



2

Il a une capacité d'au moins 25 mégawatts



3

Il brûle une quelconque quantité de **combustible fossile** pour **produire de l'électricité**



Les groupes qui répondent à ces trois critères sont couverts par le projet de REP

Les groupes doivent s'enregistrer auprès d'ECCC avant le 31 décembre 2025, ou dans les 60 jours suivant leur date de mise en service, puis fournir des rapports annuels à partir de 2035.



Application de la norme de rendement

Pour les groupes réglementés, la norme de rendement s'applique à toute année où un groupe a des exportations nettes vers un système électrique soumis aux normes de la NERC :

Ne doit pas émettre plus de 30 t/GWh d'électricité produites sur une base annuelle moyenne

} Comprend les émissions liées à la production d'hydrogène.

La norme de rendement s'applique ainsi:

A Le 1^{er} janvier 2035 pour les groupes qui :

- > Sont mis en service le 1^{er} janvier 2025 ou plus tard
- > Ont augmenté leur capacité de production d'électricité de 10 % ou plus depuis leur enregistrement
- > Brûle du charbon

B Pour tous les autres groupes, la date la plus tardive entre le 1^{er} janvier 2035, et :

- > **Pour les chaudières converties du charbon au gaz naturel :** le 1^{er} janvier de l'année suivant la fin de la période pendant laquelle un groupe peut fonctionner sans norme de rendement

Article 19 du [Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon](#)

- > **Pour tout autre groupe :** le 1^{er} janvier de l'année suivant la FdVR du groupe

FdVR : 31 décembre, 20 ans après la date de mise en service (date à laquelle la chaudière ou le moteur à combustion le plus ancien du groupe a commencé à fonctionner)



Traitement des combustibles

- ⚡ Tout groupe qui brûle une quantité quelconque de **combustible fossile** entre dans le **champ d'application de la réglementation** et doit s'enregistrer avant la date limite d'enregistrement de 2025 et fournir des rapports annuels*

Justification: l'accent est mis uniquement sur les émissions de gaz à effet de serre

- ⚡ La **biomasse** n'est pas comptabilisée dans les **émissions annuelles de production d'électricité d'un groupe**.

Justification : Selon les lignes directrices de la CCNUCC, les émissions provenant de la biomasse sont comptabilisées dans un autre secteur aux fins du rapport d'inventaire national du Canada.

- ⚡ Les émissions liées à la **production d'hydrogène** sont prises en compte dans la quantification des émissions*

⚡ Justification : La combustion de l'hydrogène ne produisant pas d'émission de carbone, l'inclusion des émissions liées à sa production garantit que la production d'électricité à partir de l'hydrogène répond à l'objectif de la norme de rendement

*Davantage d'information viendra sur les diapositives subséquentes

Biomasse : vise les plantes ou matières végétales, déchets d'origine animale ou leurs produits dérivés, notamment le bois ou les produits du bois, le charbon de bois, les résidus d'origine agricole, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur de cuisson, le gaz de digestion des boues ainsi que les combustibles d'origine animale ou végétale



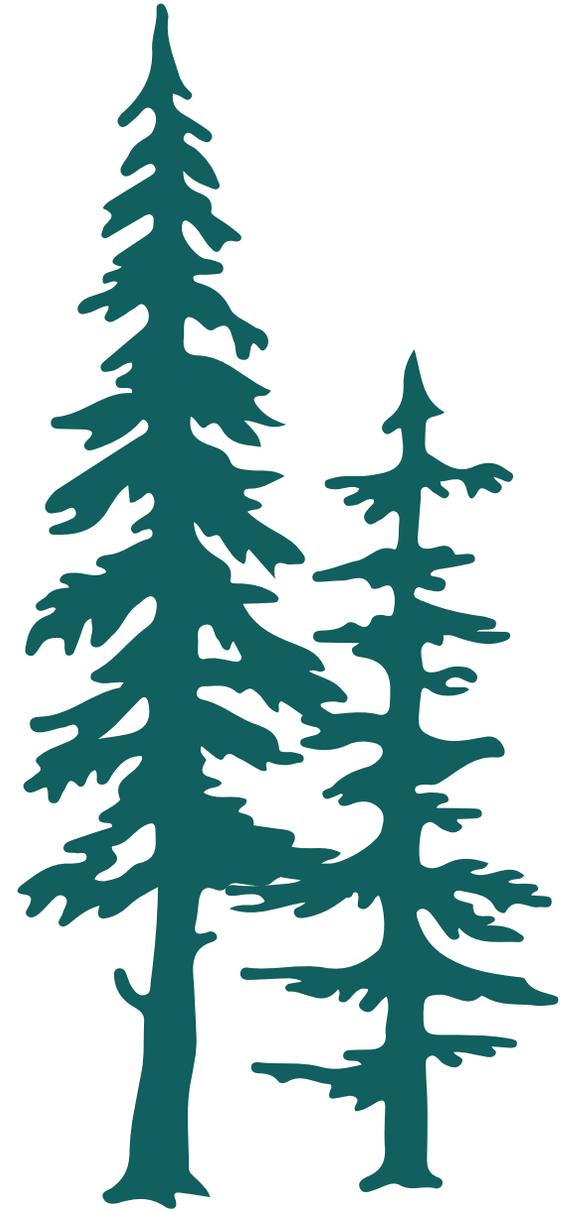
Combustible fossile : combustible autre que la biomasse. Cela comprend l'**hydrogène**.



Quantification des émissions : ce que le REP ne couvre pas

Les émissions suivantes ne sont pas comptabilisées dans la production d'électricité du groupe :

- ⚡ Émissions provenant de la **biomasse**
- ⚡ Émissions provenant de la **production d'énergie thermique**
- ⚡ Émissions **capturées et stockées de façon permanente**
- ⚡ Émissions émises **dans des situations d'urgence**

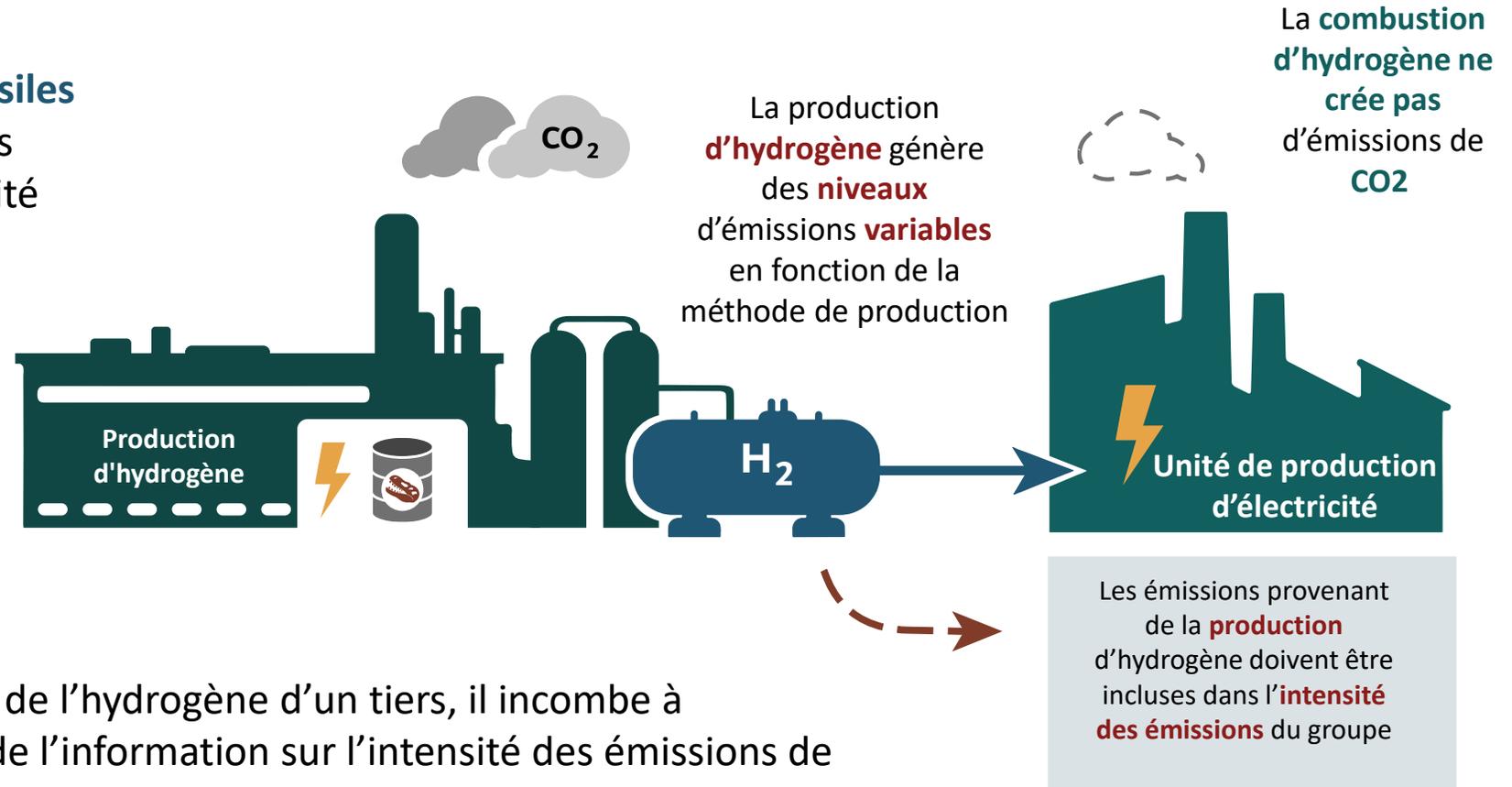


Hydrogène

⚡ Les émissions provenant de la **combustion de combustibles fossiles** sont comptées pour les émissions issues de la production d'électricité annuelle du groupe

⚡ Les émissions produites par la **vapeur importée et l'hydrogène** sont comptées pour les émissions liées à la production d'électricité du groupe

⚡ Si un groupe d'électricité obtient de l'hydrogène d'un tiers, il incombe à l'exploitant du groupe d'obtenir de l'information sur l'intensité des émissions de l'hydrogène, qui est ensuite utilisée pour la quantification des émissions



Seuil minimal de 25 MW



- ⚡ Les groupes doivent avoir une capacité d'au moins 25 MW pour entrer dans le champ d'application du règlement
- ⚡ Les groupes de moins de 25 MW n'ont pas besoin d'être enregistrés

Raison d'être

- ⚡ Les groupes de production dans les collectivités éloignées sont inférieurs à 25 MW, ce qui signifie que ces collectivités sont de facto exemptées du REP.
 - ⚡ En raison du manque d'options de production non émettrices appropriées, cela permet aux collectivités éloignées d'abandonner progressivement le diesel pour des technologies émergentes et selon un calendrier qui leur convient
 - ⚡ Le gouvernement du Canada propose d'autres programmes pour aider les collectivités éloignées à abandonner progressivement la production d'électricité à partir de moteurs diesel.
- ⚡ Certains générateurs de secours installés dans les hôpitaux, les campus universitaires et d'autres grandes institutions se situent également en dessous de ce seuil, ce qui leur permettra de fournir de l'électricité, par exemple en cas d'urgence, sans être assujettis à la norme de rendement

Exigences en matière de rapports

- ⚡ La personne responsable d'un groupe devra soumettre les rapports suivants :
 - ⚡ Rapport d'enregistrement
 - ⚡ En 2025 ou dans les 60 jours suivant la mise en service pour les groupes mis en service après le 1er janvier 2025
 - ⚡ Rapport annuel
 - ⚡ Des informations démontrant la conformité avec la réglementation, telles que des informations sur les émissions annuelles et la production d'électricité.
 - ⚡ Déclaration d'exportation nette (facultative)
 - ⚡ Les groupes qui n'ont pas l'intention d'effectuer des exportations nettes au cours des années où ils devraient se conformer à la norme de performance peuvent soumettre une déclaration d'exportation nette, ce qui simplifie leurs exigences en matière de déclaration.
 - ⚡ Rapport sur la cessation de la production
 - ⚡ Lorsque le groupe cesse définitivement de produire de l'électricité

Application de la tarification du carbone aux émissions de l'électricité

- ⚡ La tarification du carbone et le REP sont des réglementations distinctes. Le REP ne modifie pas la politique de tarification du carbone.
- ⚡ Le système canadien de mesure du prix du carbone et les régimes provinciaux qui l'accompagnent seront maintenus et pris en compte lors d'un examen de la tarification du carbone au Canada et des critères de référence fédéraux d'ici à 2026
- ⚡ Il n'existe pas de mécanisme financier pour le respect du REP.
- ⚡ Toutefois, afin d'analyser correctement l'impact du REP sur le secteur de l'électricité, ECCC a dû formuler des hypothèses sur la trajectoire future de la tarification du carbone. Plus précisément, la modélisation du REP :
 - ⚡ dans le REIR, on suppose que le prix du carbone augmente de 15\$/t par an jusqu'à atteindre 170\$/t en 2030 ;
 - ⚡ dans l'analyse coûts-avantages, elle suppose que les normes fédérales basées sur la production d'électricité s'appliquent et que les valeurs de ces normes en 2030 restent constantes par la suite ; et
 - ⚡ dans l'analyse de sensibilité, que toutes les émissions des groupes tenus de respecter les limites d'émission du REP voient leurs émissions résiduelles entièrement exposées au prix du carbone à partir de 2035.
- ⚡ Ces hypothèses ne prédéterminent pas de l'issue de la révision de 2026.

Le REP ne modifie pas le filet de sécurité ni le modèle fédéral en place en matière de tarification du carbone, et la tarification du carbone continue de s'appliquer aux émissions de l'électricité. Elle fera toutefois l'objet d'un réexamen en 2026.

3. Le projet de REP

Mesures d'assouplissement

Le REP dispose d'assouplissements permettant de maintenir la fiabilité et l'abordabilité

- ⚡ Les centrales à combustible fossile peuvent être utilisées en cas d'**urgence**
- ⚡ La **combustion continue de gaz naturel et de combustibles liquides** peut être utilisée par les services publics sur une base **limitée** pendant les périodes de pointe de l'année
- ⚡ Les dispositions relatives à la fin de vie permettent l'**élimination progressive des groupes fonctionnant au gaz naturel et aux combustibles liquides** (selon un calendrier de 20 ans)
- ⚡ Les **exploitants de CSC bénéficieront d'un certain assouplissement** pour respecter la norme de performance au cours des sept premières années d'exploitation
- ⚡ Au cours d'une année donnée, les limites d'émission ne s'appliqueront qu'aux groupes ayant des **exportations nettes vers le réseau** (vendant plus d'électricité au réseau qu'ils n'en achètent)
- ⚡ Cette approche flexible permettra aux services publics et aux exploitants de planifier et de gérer leurs systèmes conformément aux circonstances provinciales, tout en créant un signal clair en faveur de la réduction des émissions

Pour soutenir la fiabilité et l'abordabilité, le projet de règlement prévoit des mesures d'assouplissement qui permettent un rôle limité et décroissant de la production à partir de combustibles fossiles



Application progressive de la norme de rendement



La norme **ne s'applique pas** au :



La norme **s'applique** aux :

Groupes existants Mis en service AVANT le 1er janvier 2025	De maintenant à la FdVR*
Nouveaux groupes Mis en service APRÈS le 1er janvier 2025	De 2025 à 2034

*FdVR (fin de la durée de vie réglementaire du groupe) est la date la plus tardive entre le 31 décembre 2034 et 20 ans après la date de mise en service. Certains groupes continueront à fonctionner jusqu'en 2045.

Groupes existants	Après la FdVR*
Nouveaux groupes	À partir de 2035

... uniquement les années où le groupe réalise des **exportations nettes** vers un réseau électrique soumis aux normes de la NERC

Le projet de REP comprend une norme de rendement qui reflète les capacités technologiques, avec des mesures d'assouplissement pour la conformité qui reconnaissent les différences régionales afin de garantir que la norme de rendement est réalisable.

Exportations nettes

- ⚡ Un groupe doit se conformer à la norme de rendement si ses **exportations nettes sont supérieures à 0 GWh sur une base annuelle** vers un réseau électrique soumis aux normes de la NERC
- ⚡ La personne responsable d'un groupe **peut soumettre une déclaration** avant le début de l'année indiquant que le groupe n'aura pas d'exportations nettes
- ⚡ Si une déclaration a été soumise pour un groupe, la personne responsable est exemptée de la norme de rendement et peut soumettre un rapport annuel abrégé



Exportations nettes La quantité d'électricité exportée vers un système électrique réglementé par la NERC moins la quantité d'électricité importée dans un groupe à partir d'un système électrique réglementé par la NERC

Raison d'être

- ⚡ L'objectif du règlement est de contribuer à la réalisation d'un réseau électrique carboneutre; d'autres politiques fédérales visent les émissions industrielles.
 - ⚡ Les émissions des installations industrielles produisant leur propre électricité sont toujours couvertes par la tarification du carbone. Cela signifie que les émissions des groupes qui n'ont pas d'exportations nettes seront toujours exposées à un signal de prix incitant à réduire les émissions.
- ⚡ Pour les groupes qui ont des exportations nettes, l'ensemble du groupe doit respecter la norme de rendement, y compris pour l'électricité consommée sur place et produite par ces groupes. Il en résulte des avantages connexes sur le plan de la réduction des émissions.

Le REP équilibre le large éventail de points de vue que nous avons entendu sur le traitement de la cogénération industrielle.

Dispositions relatives à l'assouplissement en fonction de la masse et de la durée

Au cours d'une année donnée, un groupe **ne doit pas** se conformer à la norme de rendement de 30 t/GWh s'il :

Fonctionne moins de

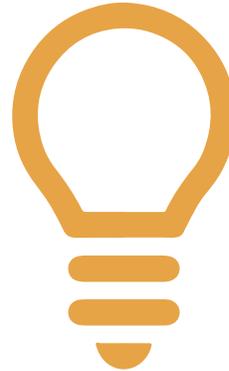


450
heures

et émet moins de



150
Kilotonnes



Raison d'être

- ⚡ Les périodes pendant lesquelles les énergies renouvelables variables ne produisent pas coïncident souvent avec des périodes de forte demande — ces dispositions permettent aux groupes émetteurs de combler ces écarts prévisibles, mais peu fréquents, entre l'offre et la demande
- ⚡ 450 heures permettent aux groupes émetteurs de fournir un soutien aux énergies renouvelables variables tout au long de l'année
 - ⚡ La grande majorité des groupes atteindraient 450 heures avant d'atteindre 150 kt
- ⚡ Ces dispositions sont suffisamment limitées pour que les énergies renouvelables variables et d'autres formes de production à faibles émissions ou sans émission à partir de 2035 soient les sources de production prédominantes

Les exploitants de groupes peuvent utiliser les 450 heures /an autorisées pour produire pendant les périodes de forte demande et de faible production d'énergie renouvelable variable, ce qui constitue une garantie essentielle pour protéger les Canadiens.

Situations d'urgence

- ⚡ Il y a situation d'urgence lorsqu'un **événement extraordinaire, imprévu et inévitable** amène l'exploitant du système à **ordonner au groupe de produire de l'électricité** pour éviter une menace sur l'approvisionnement ou pour rétablir cet approvisionnement
 - ⚡ La personne responsable du groupe doit demander une dérogation au ministre dans les 15 jours suivant le début de la situation d'urgence
- ⚡ Un groupe doit quantifier les émissions et la production d'électricité en cas d'urgence; toutefois, ces émissions, la production et les heures de fonctionnement **ne sont pas prises en compte pour les limites d'émission du REP.**
- ⚡ Un groupe ne sera pas soumis à des limites d'émission s'il devient un exportateur net uniquement en raison de l'électricité exportée en cas d'urgence
- ⚡ Les exemptions d'urgence doivent être renouvelées après un maximum de 90 jours



Raison d'être

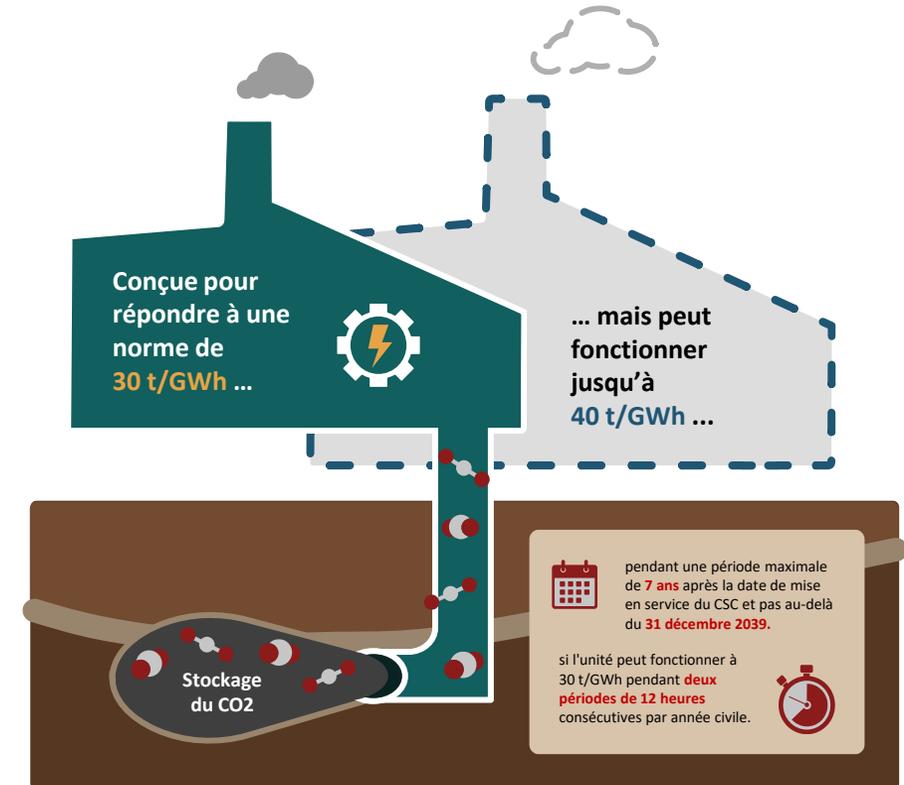
- ⚡ Le REP indique clairement aux groupes réglementés quand ils peuvent faire fonctionner un groupe émetteur en cas d'urgence, en mettant à la charge des exploitants de réseaux la responsabilité de déclarer l'urgence
- ⚡ Afin d'équilibrer la nécessité de la production d'urgence, mais d'éviter sa surutilisation, la définition des situations d'urgence est qualitative plutôt que quantitative

Le REP comprend des mesures de sécurité critiques pour protéger la santé, la sécurité et le confort des Canadiens

Souplesse d'exploitation pour le CSC

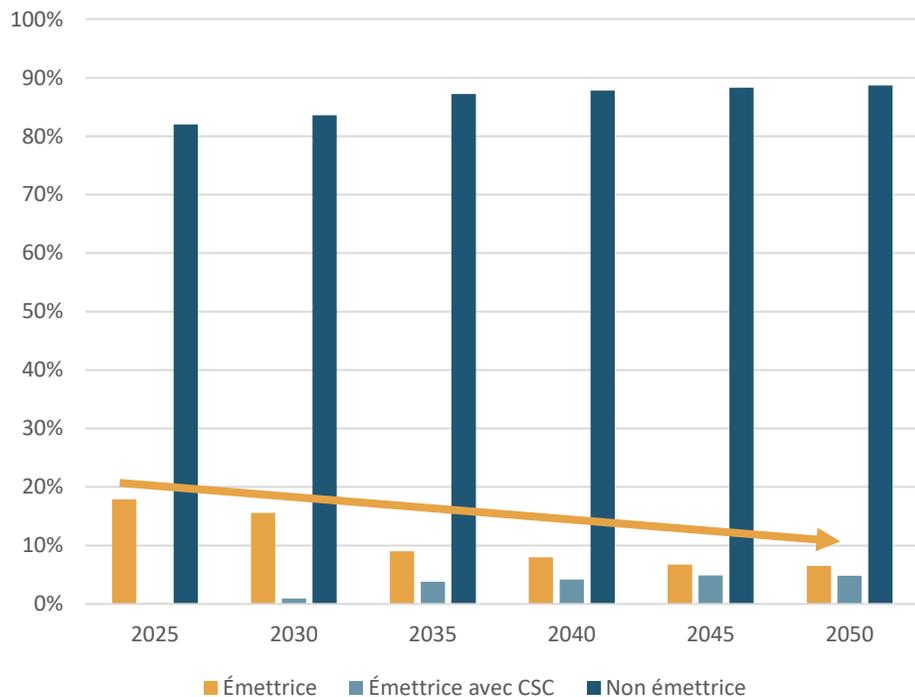
Un groupe doté de systèmes de captage et de stockage du carbone peut émettre jusqu'à 40 t/GWh :

- ⚡ S'il a fonctionné à un niveau égal ou inférieur à **30 t/GWh** pendant **2 périodes** d'au moins **12 heures consécutives**, espacées d'au moins **4 mois** au cours de l'année en question
- ⚡ Cette flexibilité pour les systèmes CSC est **disponible pendant une période maximale de 7 ans** après la mise en service du système CSC et au **plus tard le 31 décembre 2039**
- ⚡ Le carbone doit être capturé, transporté et stocké conformément aux lois applicables au Canada ou aux États-Unis, et doit être **stocké de manière permanente**:
 - ⚡ Dans un aquifère salin profond, ou
 - ⚡ Dans les réservoirs de pétrole épuisés à des fins de récupération assistée des hydrocarbures (RAH)



Les mesures de flexibilité prévues par le REP sont conçues pour garantir un système fiable et abordable

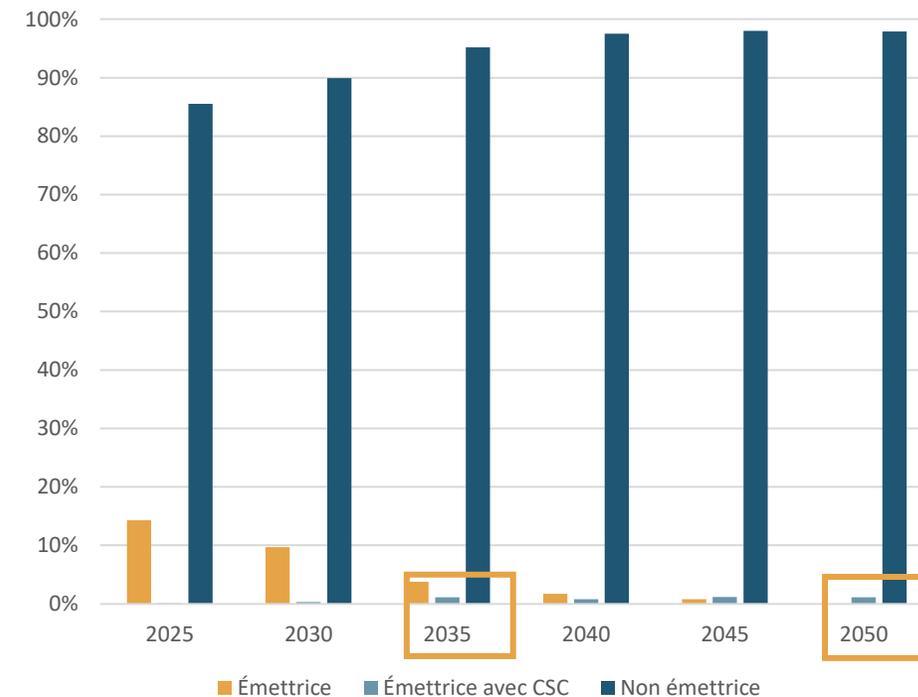
Composition du système électrique avec le REP
Sur la base de la capacité



L'impact du REP sur la capacité d'émission est progressif, tout en permettant d'obtenir de fortes réductions d'émissions et d'éviter de nouveaux groupes émetteurs.

La production d'émissions diminue, tandis qu'une certaine capacité d'émission reste disponible pour maintenir la fiabilité.

Composition du système électrique avec le REP
Sur la base de la production



Source : Tableaux 5 et 7 du REIR

Le REP permet d'éviter une réduction soudaine de la capacité en autorisant une certaine quantité de gaz naturel, tout en garantissant une baisse significative de la production par les actifs émetteurs

4. Prochaines étapes



Mobilisation

- ⚡ Webinaires nationaux :
 - ⚡ Webinaire pour les nations autochtones — date à déterminer
 - ⚡ Une mobilisation fondée sur les distinctions et destinée aux Premières Nations, aux Inuits et aux Métis sera également organisée (dates à déterminer)
- ⚡ Rencontres en personne dans l'Atlantique, l'Ouest et l'Est du Canada en septembre et octobre
- ⚡ Réunions bilatérales sur demande



Période officielle de commentaires

- ⚡ Le projet de règlement sur l'électricité propre a été publié dans la partie I de la Gazette du Canada le **19 août**
- ⚡ La période officielle de 75 jours pour la soumission de commentaires se termine le **2 novembre**
 - ⚡ Toute rétroaction est la bienvenue, en particulier sur les mesures d'assouplissement
- ⚡ Veuillez soumettre vos questions de clarification à ECD-DEC@ec.gc.ca
- ⚡ Des réunions bilatérales entre les organisations et ECCC sont disponibles sur demande
 - ⚡ Veuillez communiquer avec nous par l'entremise de ECD-DEC@ec.gc.ca
- ⚡ L'intention est de publier le règlement définitif en 2024.

Pour soumettre vos commentaires

Commentaire général

[Ajouter un commentaire pour la section Commentaire général](#)

Remarque : Afin d'assurer la transparence du processus réglementaire, tous les commentaires soumis à la Partie I de la Gazette du Canada seront publiés en ligne à la fermeture de la période de consultation. Veuillez fournir votre commentaire en 20 000 caractères ou moins.

Commentaire général commentaire (20 000 caractères maximum)

Veuillez entrer votre commentaire ici.

0/20 000 caractères.

Enregistrer le brouillon

[Veuillez aller au bas de la page lorsque vos commentaires sont prêts à être envoyés](#)

**L'hyperlien sera
envoyé par courriel.**

www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2023/2023-08-19/html/reg1-fra.html

Résumé

Pour soumettre vos commentaires

Coordonnées

* Parlez-nous de vous ! Je suis : (obligatoire)

- Un individu (si vous ou une autre personne seule avez rédigé les commentaires)
- Une organisation (En tant qu'entreprise, organisation, agence gouvernementale, etc.)
- Anonyme (si vous ne souhaitez pas qu'une entité soit associée au commentaire)

* Prénom (obligatoire)	Nom de famille
<input type="text"/>	<input type="text"/>
* Courriel (nom@domaine) (obligatoire)	Numéro de téléphone (+1234567890)
<input type="text"/>	<input type="text"/>
* Pays (obligatoire)	
<input type="text" value="CANADA"/>	
Province	Ville
<input type="text" value="Sélectionner une province"/>	<input type="text"/>
Adresse	* Code postal (A0A) (obligatoire)
<input type="text"/>	<input type="text"/>

* Conditions d'utilisation et avis de confidentialité (obligatoire)

- J'ai lu et j'accepte [Conditions d'utilisation et avis de confidentialité](#)

Retourner à l'étape 1 de 3

Passer à l'étape 3 de 3

Pour soumettre vos commentaires

► Conditions d'utilisation et Avis de confidentialité

Ressources ou références justificatives

► Ajouter des ressources ou références justificatives pour vos commentaires

Envoi de commentaires

Veillez prendre note qu'afin d'assurer la transparence du processus réglementaire, tous les commentaires soumis à la Partie I de la Gazette du Canada seront publiés en ligne à la fermeture de la période de consultation. Ceux qui écrivent à titre d'individus seront identifiés comme « Individu », ceux qui écrivent de façon anonyme seront identifiés comme « Anonyme » et les organismes seront identifiés par leur nom.

Pour soumettre un commentaire, vous devez effectuer les étapes suivantes :

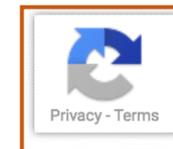
1. Relire votre commentaire
2. Saisir vos coordonnées
3. Soumettre votre commentaire

Étape 1 : Relire votre commentaire

<https://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2023/2023-08-19/html/reg1-eng.html>

Références

^a L.C. 2004, ch. 15, art. 31



Explication du REIR et l'analyse coûts-avantages publiés dans la partie I de la *Gazette du Canada*

Soyez patient, SVP ; nous reprendrons à 11h15 HAC



1. Qu'est-ce qu'un REIR?

Qu'est-ce qu'un REIR?

- ⚡ Le REIR fournit à la population canadienne une description en langage simple du fonctionnement d'un règlement et est accompagné d'une analyse **de ses répercussions prévues pour la société dans son ensemble**.
- ⚡ Toutes les analyses présentées dans un REIR sont assujetties aux politiques et procédures établies et surveillées par le Secrétariat du Conseil du Trésor, pour qu'elles soient **normalisées et impartiales**.
- ⚡ L'analyse coûts-avantages (ACA) est l'une des principales optiques d'analyse d'un REIR; elle vise à quantifier et, dans la mesure du possible, à monétiser **les coûts directs et indirects ainsi que les avantages attribuables au règlement au cours d'une période donnée**.



L'ACA aide les décideurs à comprendre **les impacts nets globaux** d'un règlement ainsi que la **répartition de ces impacts** dans les différentes sphères de la société et dans le temps.

Le REIR est présenté **de bonne foi** à la population canadienne, et il vise à présenter les **impacts positifs et négatifs** de manière à ce que les éventuels compromis puissent être pris en compte de manière éclairée.

Qu'est-ce que l'ACA mesure?

L'ACA se fonde sur une modélisation robuste pour estimer les **impacts supplémentaires** du règlement, non seulement pour le secteur de l'électricité, mais aussi pour **l'économie dans son ensemble**. Étapes :

- 1. Établir un scénario de référence** : Quelle serait la situation *en l'absence du règlement*?
Le scénario de référence tient compte d'une diversité de politiques fédérales et provinciales existantes ainsi que de facteurs macroéconomiques comme la croissance de la population, l'inflation, la croissance économique, etc., en cas de maintien du statu quo.
- 2. Établir un scénario réglementaire** : Quelle serait la situation *si le règlement était mis en place*?
Le scénario réglementaire superpose au scénario de référence les exigences découlant du règlement. En plus du secteur de l'électricité, le règlement sur l'électricité propre devrait toucher d'autres secteurs industriels ainsi que des facteurs macroéconomiques.
- 3. Déterminer les impacts différentiels** : Comparer les résultats du scénario de référence à ceux du scénario réglementaire pour déterminer les impacts supplémentaires *découlant uniquement du règlement*.



Les impacts supplémentaires sont les coûts et avantages pour la société canadienne qui sont **directement attribuables** au règlement.

L'ACA et le REIR présentent de manière transparente aux Canadiens **les coûts et les avantages par rapport à un scénario de référence.**

Modèles utilisés pour guider le REIR

Modèle énergie-émissions-économie du Canada (E3MC)

Le gouvernement du Canada utilise régulièrement le modèle E3MC pour la production de rapports internationaux, la prévision des tendances des émissions, etc. Celui-ci fournit les résultats intégrés de deux sous-modèles exhaustifs :

- ⚡ Énergie 2020 : simule les marchés de l'énergie pour produire des données sur l'utilisation d'énergie, le prix de l'énergie, les émissions de gaz à effet de serre et les émissions de polluants atmosphériques, notamment.
- ⚡ Le modèle macroéconomique d'Informetrica (TIM) : évalue la consommation, les investissements, la production et les décisions commerciales dans tous les secteurs de l'économie.

Modèle NextGrid

- ⚡ Modèle d'augmentation de la capacité qui détermine l'infrastructure et l'utilisation du réseau électrique permettant de réduire les coûts à l'échelle nationale; assujéti à de nombreuses contraintes, dont la fiabilité du système et la disponibilité des ressources.
- ⚡ Vérifié par tous les principaux services publics au Canada, pour veiller à ce que les résultats soient fondés sur des réseaux électriques fiables.

Analyse coûts-avantages (ACA)

- ⚡ Utilise les *extrants* des modèles E3MC (principalement) et NextGrid (au besoin) comme *intrants* pour l'analyse des coûts et avantages différentiels entre les scénarios de référence et réglementaire.

ECCC utilise de **multiples modèles** pour comprendre l'ensemble des effets du règlement. La combinaison des renseignements fournis par différents types de modèles offre **une vision plus nuancée des impacts du règlement que n'importe quel modèle pris isolément.**

Remarque importante sur la modélisation associée au REIR



- ⚡ Le REIR évalue les effets économiques interreliés pour l'ensemble du Canada.
 - ⚡ Le point fort du modèle E3MC est sa capacité de prédiction des répercussions globales sur l'économie du Canada.
 - ⚡ Les résultats du REIR découlent des scénarios modélisés qui reflètent ce qui est susceptible de se produire à la suite de la mise en œuvre du projet de règlement, d'après les contraintes et hypothèses intégrées aux modèles.
 - ⚡ Ces résultats ne représentent pas la seule voie que le secteur de l'électricité pourrait prendre pour se conformer au règlement.
 - ⚡ ECCC a mené au cours des dernières années de vastes consultations concernant la modélisation auprès d'experts et de sociétés de services publics.
 - ⚡ D'autres consultations seront tenues pour préciser les contraintes et hypothèses en vue de la modélisation pour la Partie II de la *Gazette du Canada*.
 - ⚡ ECCC souhaite recevoir d'autres commentaires pour peaufiner sa modélisation et ainsi s'assurer qu'elle soit la plus exacte que possible.
-

2. Coûts et avantages prévus du REP

Composition du réseau électrique

Composition du réseau électrique (capacité)

Type de technologie	Scénario de référence 2030	Scénario de référence 2035	Scénario de référence 2050	Scénario réglementaire 2030	Scénario réglementaire 2035	Scénario réglementaire 2050
Émettrice	16,4 %	14,1 %	12,6 %	15,6 %	9,0 %	6,5 %
Émettrice avec CSC	0,1 %	0,3 %	0,5 %	0,9 %	3,8 %	4,8 %
Nucléaire	6,1 %	5,1 %	4,3 %	6,2 %	5,4 %	5,1 %
Hydroélectricité	43,1 %	39,2 %	36,7 %	43,1 %	39,6 %	37,6 %
Autres non-émettrices	34,3 %	41,3 %	45,9 %	34,3 %	42,2 %	46,0 %
Capacité totale (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Capacité de production totale (MW)	183 907	220 858	258 442	183 725	219 876	260 301
Stockage total (MW)	4 877	6 607	9 021	5 052	6 887	9 931

Composition du réseau électrique (production)

Type de technologie	Scénario de référence 2030	Scénario de référence 2035	Scénario de référence 2050	Scénario réglementaire 2030	Scénario réglementaire 2035	Scénario réglementaire 2050
Émettrice	9,9 %	7,1 %	6,2 %*	9,7 %	0,8 %	1,1 %
Émettrice avec CSC	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,3 %	1,2 %	1,1 %
Nucléaire	9,7 %	9,7 %	8,3 %	9,7 %	9,2 %	9,3 %
Hydroélectricité	56,4 %	52,9 %	49,9 %	56,4 %	53,5 %	52,5 %
Autres non-émettrices	23,8 %	30,2 %	35,6 %	23,8 %	35,3 %	36,1 %
Production totale (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Production totale (GWh)	685 808	772 314	885 514	685 689	838 254	886 766

- ⚡ La transition d'une production provenant de technologie émettrice à une production d'électricité à faibles émissions ou non émettrice est ce qui détermine les coûts et des avantages supplémentaires associés au projet de REP.
- ⚡ L'Alberta, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario devraient connaître les transitions les plus importantes; ces transitions sont supérieures à ce qui transparaît dans le portrait national.

ECSC prévoit que le REP aura des avantages positifs nets

Avantages monétaires totaux

+102,5 milliards de dollars

Principalement associés à la réduction des émissions de GES et aux économies découlant de la réduction de la consommation de carburant

Coûts totaux

-\$73,6 milliards de dollars

Principalement associés aux dépenses supplémentaires requises pour s'assurer que l'accroissement de la capacité du réseau électrique est conforme au REP (n'inclut pas les coûts prévus de la hausse de la production d'électricité en réponse à l'augmentation de la demande)

Avantages nets totaux

≈28,9 milliards de dollars

ACA positive nette

Avantages différentiels

L'ACA tient compte des avantages différentiels suivants entre les scénarios de référence et réglementaire :

Avantage	Total sur 27 ans
Réductions des émissions de GES	342 Mt
Réductions des émissions de polluants atmosphériques	607 kt
Dommmages évités associés aux changements climatiques	87,5 G\$
Économies de carburant	13,5 G\$
Réductions diverses des coûts de F et E	1,4 G\$
Économies associées à la remise en état	0,55 G\$
Avantages monétaires totaux	102,5 G\$

Source : tableaux 12, 13, 14 et 15 du REIR

*Chaque avantage est arrondi dans le tableau, ce qui explique que leur somme ne corresponde pas aux avantages totaux présentés dans le REIR, soit 102,5 G\$

Réductions des émissions de GES

	2024– 2030	2031– 2035	2036– 2040	2041– 2045	2046– 2050	Total sur 27 ans	Moyenne annuelle (<i>n</i> =27)
Réductions totales des GES (en Mt d'éq. CO₂*)	1	19	97	109	116	342	12,7

*Le CH₄ et le N₂O ont été convertis en équivalent CO₂ d'après des facteurs de potentiel de réchauffement planétaire de 25 et de 298, respectivement.

Source : tableau 8 du REIR

Coût social des gaz à effet de serre

- ⚡ Le coût social des GES correspond à une estimation des dommages au fil du temps associés à une tonne d'émissions pour une année donnée. Il est utilisé dans le REIR comme une mesure des dommages évités (avantages) grâce à la diminution des émissions.
- ⚡ Le coût social des GES tient compte des dommages associés à divers impacts des changements climatiques, comme la modification de la productivité agricole nette, les effets sur la santé humaine, les dommages matériels dus à l'augmentation des risques d'inondation, la perturbation des réseaux énergétiques et la valeur des services écosystémiques.
- ⚡ Les dommages causés par les changements climatiques dépendent des émissions cumulatives de GES, de sorte que le coût social des émissions augmente au fil du temps avec l'accumulation des GES dans l'atmosphère. Par exemple, le coût social du carbone, qui augmente chaque année, était de 247 \$/tonne en 2020 et atteindra 394 \$/tonne en 2050 (en dollars de 2021).

87,5 G\$

Valeur totale des dommages évités associés aux changements climatiques (2024-2050)

Réductions des émissions de polluants atmosphériques

Description	Total sur 27 ans (tonnes)	Moyenne annuelle (n=27)
NO _x	424 101	15 707
SO _x	155 882	5 773
PM _{2.5}	27 406	1 015
Hg	1,029	0,0381

Ontario : Devrait représenter plus de la moitié des réductions totales de NO_x (> 225 kt) et la majorité des réductions de PM_{2.5} (> 24 kt).

Saskatchewan : Devrait connaître la plus forte diminution des SO_x (> 68 kt) et représenter la plus grande partie des réductions de Hg (> 0,8 tonne).

Alberta : Devrait connaître d'importantes réductions de NO_x (> 103 kt) et de SO_x (> 41 kt).

Nouvelle-Écosse : Devrait connaître d'importantes réductions de NO_x (> 27 kt) et de SO_x (> 15 kt).

Nouveau-Brunswick : Devrait connaître d'importantes réductions de SO_x (> 29 kt).

Terre-Neuve-et-Labrador, Île-du-Prince-Édouard, Québec, Manitoba et Territoires : Devraient connaître très peu de réductions des polluants atmosphériques; une certaine réduction du NO_x et du Hg est prévue en Colombie-Britannique grâce à la diminution des émissions liées aux procédés.

Les réductions supplémentaires des émissions de polluants atmosphériques ainsi que les améliorations connexes de la qualité de l'air et les effets sur la santé humaine seront analysés plus en détail dans la GC2

Le REP devrait avoir des **retombées positives en matière de santé** grâce à la réduction des polluants atmosphériques.

Augmentation de la capacité du réseau électrique

Coûts d'immobilisations moyens annualisés pour l'augmentation de la capacité (en millions de dollars), 2024-2050

Type de technologie	T.-N.-L.	N.-É.	N.-B.	Qc	Ont.	Sask.	Alb.	C.-B.	Total
Production émettrice (combustibles fossiles)	0	28	-67	0	-11	-95	-214	0	-359
Combustibles fossiles avec CSC	0	0	0	0	0	181	820	0	1 001
Nucléaire	0	0	281	0	0	204	196	0	681
Hydroélectricité	46	27	38	10	547	11	-30	104	755
Biomasse	12	138	25	0	115	12	60	13	376
Éolien	45	93	0	2	-25	4	-24	5	99
Solaire	0	2	0	0	4	8	5	0	19
Stockage	4	8	0	1	2	-1	4	2	19
Total	107	297	277	14	632	324	817	124	2 592

Augmentation moyenne de la capacité par année (en MW), 2024-2050

Source : tableau 17 du REIR

Type de technologie	T.-N.-L.	N.-É.	N.-B.	Qc	Ont.	Sask.	Alb.	C.-B.	Total
Production émettrice (combustibles fossiles)	0	19	-47	0	-6	-66	-125	0	-224
Combustibles fossiles avec CSC	0	0	0	0	0	83	345	0	428
Nucléaire	0	0	36	0	0	30	23	0	89
Hydroélectricité	10	4	6	1	89	2	-15	16	113
Biomasse	1	6	4	0	12	1	5	2	32
Éolien	21	52	0	1	-16	0	-24	0	35
Solaire	0	2	0	0	0	6	0	0	8
Stockage	7	12	0	1	3	-2	4	2	28
Total	39	96	0	3	83	55	213	20	509

Source : renseignements supplémentaires au tableau 17 du REIR

Le REIR présente les coûts d'immobilisations (\$), ce qui n'offre pas un portrait d'ensemble de l'augmentation de la capacité (MW)

Coûts supplémentaires

Type de coût	Total sur 27 ans
Coûts d'immobilisation pour l'augmentation de la capacité du réseau électrique (augmentation de la production d'électricité propre)	53,7 G\$
Coûts d'immobilisation pour les nouvelles interconnexions (accès à l'électricité propre)	6,7 G\$
Coûts fixes de F et E (capacité des réseaux électriques plus propres)	6,4 G\$
Valeur résiduelle des immobilisations en cas de mise hors service anticipée en raison du règlement	1,3 G\$
Coûts pour les importations nettes internationales	5,6 G\$
Coûts pour le gouvernement	0,1 G\$
Coût total	73,6 G\$

Source : tableau 24 du REIR

Construire une électricité propre

- ⚡ Les habitations et les entreprises canadiennes sont déjà électrifiées et continueront de l'être.
- ⚡ Même en l'absence du REP, les provinces et les territoires devront réaliser d'importants investissements dans la production et le transport d'électricité au cours du prochain quart de siècle pour répondre à la demande croissante d'électricité.
- ⚡ Selon la **modélisation de NextGrid**, en l'absence du REP, des investissements d'au moins 400 milliards de dollars seraient nécessaires à l'échelle du Canada d'ici 2050 pour les raisons suivantes :
 - ⚡ les remplacements réguliers des installations vieillissantes;
 - ⚡ l'augmentation de la production pour répondre aux demandes accrues liées à la croissance démographique et économique;
 - ⚡ l'augmentation de la production pour répondre à l'électrification des véhicules, du chauffage des bâtiments et des procédés industriels.

Les avantages de la réduction des émissions de GES provenant du secteur de l'électricité l'emportent sur les coûts. **L'utilisation du financement fédéral** devrait également permettre de réduire les coûts globaux du réseau électrique, ce qui **allégerait encore la charge pesant sur les contribuables.**

Analyse distributionnelle : coûts par région

Région	Total sur 27 ans (2024 – 2050)	Coûts mis en proportion de la taille de l'économie *
T.-N.-L.	-964	-1 190
Î.-P.-É.	412	2 419
N.-É.	3 177	3 089
N.-B.	8 377	9 910
Qc	-1 194	-118
Ont.	19 353	968
Man.	353	210
Sask.	11 204	5 292
Alb.	34 694	3 906
C.-B.	-16 848	-2 404
Yn	3	31
T. N.-O.	-6	-51
Nt	0	0
Total	58 561	S.O.

Source : tableau 27 du REIR

* Les valeurs présentées dans cette colonne sont uniquement des valeurs relatives, c'est-à-dire qu'elles ne servent qu'à comparer les administrations entre elles et à représenter leur position relative. Elles ne peuvent pas être interprétées de manière isolée.

- ⚡ Le REIR présente les résultats ventilés par province.
- ⚡ Les coûts totaux comprennent l'ensemble des coûts et des économies (à l'exception des coûts pour le gouvernement), en plus des effets du commerce intérieur.
- ⚡ Les effets sur les coûts modélisés les plus élevés touchent l'Alberta (34 G\$), l'Ontario (20 G\$), la Saskatchewan (11 G\$), le Nouveau-Brunswick (8 G\$) et la Nouvelle-Écosse (3 G\$)



Rôle de l'analyse de sensibilité pour le REP

- ⚡ Le REIR ne peut pas inclure des hypothèses qui ne sont pas fondées sur des politiques *existantes*.
- ⚡ Pour comprendre l'effet potentiel de nouvelles politiques et mesures sur les résultats, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour les éléments suivants :
 - ⚡ Forte augmentation de la demande (2,5X);
 - ⚡ Prix élevé des combustibles fossiles;
 - ⚡ Prix faible des combustibles fossiles;
 - ⚡ Diminution des coûts accélérée pour les technologies émergentes.

Ces analyses de sensibilité contribuent à illustrer l'effet potentiel, **sur les résultats, des facteurs qui sont hors du contrôle direct du gouvernement fédéral.**

- ⚡ De plus, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour les paramètres de la version provisoire du REP, pour déterminer quel pourrait être l'effet d'options plus rigoureuses ou plus indulgentes sur les coûts et les réductions d'émissions. Ces options comprenaient les facteurs suivants :
 - ⚡ Normes de rendement de 0 t/GWh et de 100 t/GWh
 - ⚡ Latitude offerte par les centrales de pointe de 0 % de l'utilisation et de 10 % de l'utilisation
 - ⚡ Seuil minimal pour la taille de 2,5 Mt et de 50 Mt
 - ⚡ REP englobant « toutes les unités industrielles » ou « aucune unité industrielle »
 - ⚡ Durées de vie prescrite de 0, 5, 10, 15, 25, 30, 35 et 40 ans

Ces analyses de sensibilité aident à illustrer les effets de divers **paramètres de conception du REP** sur les réductions d'émissions et les coûts directs.

Comment l'analyse de sensibilité est-elle réalisée?

- ⚡ Le modèle interne de la DEC d'ECCC, NextGrid, a été utilisé pour les analyses de sensibilité.
- Ces analyses consistent à appliquer le modèle de façon répétée en maintenant chaque fois tous les paramètres à l'exception d'un facteur, ce qui permet d'estimer l'effet de ce facteur.
- Les intrants qui ont été modifiés dans les modélisations sont les suivants :
 - Augmentation de la demande
 - Prix projetés des combustibles fossiles
 - Coûts projetés de certaines technologies
 - Norme de performance de 30 t/GWh
 - Latitude offerte par les centrales de pointe de 5 % de l'utilisation
 - Seuil minimal pour la taille de 25 MW
 - Durée de vie prescrite de 20 ans
 - Importance de la cogénération
- Les extrants du modèle mesurés étaient les suivants :
 - Réductions des émissions de GES et de polluants atmosphériques
 - Émissions résiduelles du réseau
 - Coûts d'immobilisations
 - Coûts globaux
 - Composition du réseau

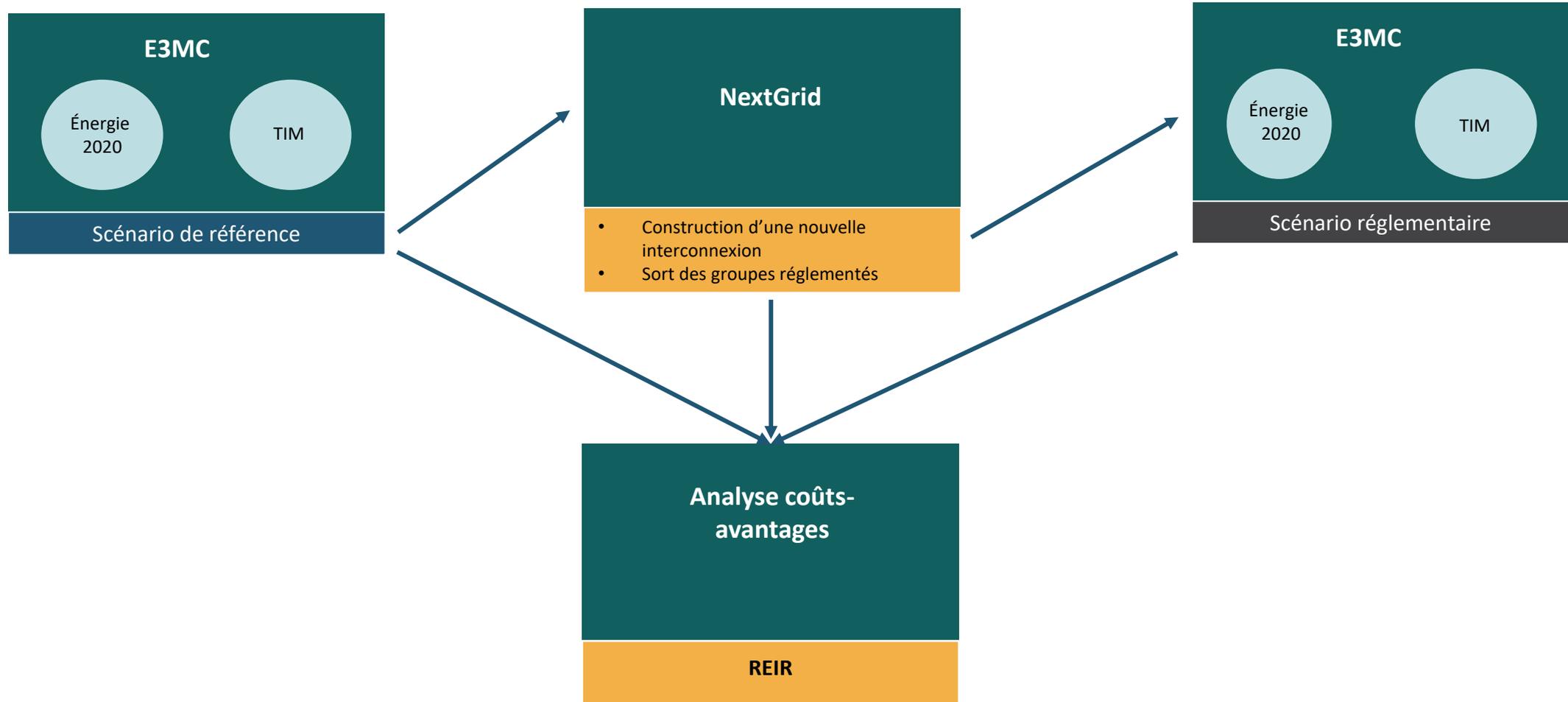
Scénarios d'augmentation de la demande inclus dans l'analyse de sensibilité*

Valeur de référence	Analyse de sensibilité			Conclusion	
	Valeur modélisée	Impacts des émissions	Impacts sur la composition		Impacts sur les coûts
Augmentation de la demande de 1,4X	Augmentation de la demande de 2,5X	Augmentation des émissions associées à la production de groupes supplémentaires pour répondre à la hausse de la demande	Même composition du réseau; augmentation de la capacité	Semblables	<p>Dans les scénarios où la demande est élevée, le REP :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Produirait des réseaux électriques possédant la même composition de technologies; - Serait aussi efficace pour la réduction des émissions; - Entraînerait des différences de coûts totaux semblables à celles du scénario de référence.

**3. Comment
avons-nous
déterminé les
coûts et les
avantages
dans le REIR**



Interactions et résultats du modèle



Politiques incluses dans le scénario de référence et le scénario réglementaire du REP

Le scénario de référence du REP est basé sur le scénario de référence de 2022 du ministère (réf. 22) présenté dans le [5^e rapport biennal du Canada](#) (RB5) aux Nations Unies.

Aspect	Réf. 22	Scénario de référence	Scénario réglementaire du REP
CII sur les technologies propres annoncé dans l' <u>énoncé économique d'automne</u> (novembre 2022)	Non	Oui – 2023 à 2034	Oui – 2023 à 2034
Interconnexion de la boucle de l'Atlantique	Non	Oui – en ligne à partir de 2030	Oui – en ligne à partir de 2030
Proposition d'amendements à la réglementation sur les automobiles à passagers (ventes de VZE) (<u>partie I de la gazette du Canada</u> , décembre 2022)	Non	Oui – continue indéfiniment	Oui – maintenue indéfiniment
Tarification du carbone : référence fédérale en vertu de la <i>Loi sur la tarification de la pollution par les gaz à effet de serre</i> et modifications proposées au système de tarification fondé sur le rendement (<u>partie I de la Gazette du Canada</u> , octobre 2022)	Oui	Oui – continue indéfiniment	Oui – maintenue indéfiniment
Règlement sur le gaz naturel (<u>partie II de la Gazette du Canada</u> , novembre 2018)	Oui	Oui – continue indéfiniment	Oui – abrogé une fois que la flexibilité relative à la fin de vie prévue dans le REP aura pris fin
Amendements au règlement sur le charbon (<u>partie II de la Gazette du Canada</u> , novembre 2018)	Oui	Oui – continue indéfiniment	Oui – abrogé dès l'entrée en vigueur de la norme d'émission du REP
40 milliards de dollars de fonds fédéraux réservés dans le <u>budget de 2023</u>	Non	Non	Non
Projet de REP	Non	Non	Oui

Toutes les politiques et mesures incluses dans la réf. 22 sont disponibles dans le tableau 5A-49 du RB5.

Autres hypothèses et paramètres de modélisation clés

⚡ Traitement de la cogénération

- ⚡ La modélisation de l'ACA suppose que toutes les groupes de production industrielle effectuant des exportations nettes vers le réseau électrique dans le scénario de référence réaliseraient les investissements nécessaires à la réduction des émissions pour continuer à vendre une partie de leur électricité dans le scénario réglementaire. Par extension, on suppose aussi que la partie de l'électricité produite par ces groupes industrielles pour être utilisé « à l'extérieur du réseau » répond à la norme d'intensité des émissions de CO₂.
 - ⚡ Les réductions d'émissions attribuables à la production vendue au réseau électrique (par les services publics d'électricité et les groupes de production industrielle) sont considérées comme les principaux avantages. Les réductions d'émissions attribuables à la production utilisée « à l'extérieur du réseau » sont considérées comme des cobénéfices.
 - ⚡ L'ACA ne fait aucune distinction entre les coûts supportés par les services publics d'électricité et ceux supportés par les groupes de production industrielle. Tout investissement qui serait entrepris pour respecter la norme d'intensité des émissions de CO₂ est considéré comme un coût direct du projet de règlement, indépendamment de l'endroit où l'électricité produite est finalement utilisée.
 - ⚡ Les groupes de production industrielle qui ne sont pas connectés à un réseau électrique réglementé par la NERC et qui produisent uniquement de l'électricité pour une utilisation « à l'extérieur du réseau » ne sont pas soumises au projet de règlement et sont donc hors du champ d'application de l'ACA.
- ⚡ Tous les coûts et avantages de l'ACA sont présentés en dollars constants de 2022, actualisés à l'année de référence 2023 à l'aide d'un taux d'actualisation de 2 %.

Conclusion et prochaines étapes

- ⚡ La publication de la version provisoire dans la partie 1 de la *Gazette du Canada* vise à présenter le texte réglementaire proposé et les impacts modélisés pour recevoir des commentaires.
- ⚡ ECCC veut poursuivre les discussions afin de peaufiner les hypothèses de modélisation et les paramètres du règlement.
- ⚡ Une mise à jour du REIR accompagnera la publication de la version définitive du règlement dans la partie II de la *Gazette du Canada* en 2024.

Exemples de scénarios

Exemples illustratifs pour une compréhension commune de la version publiée dans la *Gazette du Canada, Partie I*, du *Règlement sur l'électricité propre (REP)* – point de départ d'une analyse approfondie du projet de règlement.



Interactions entre le REP et les régimes de tarification du carbone

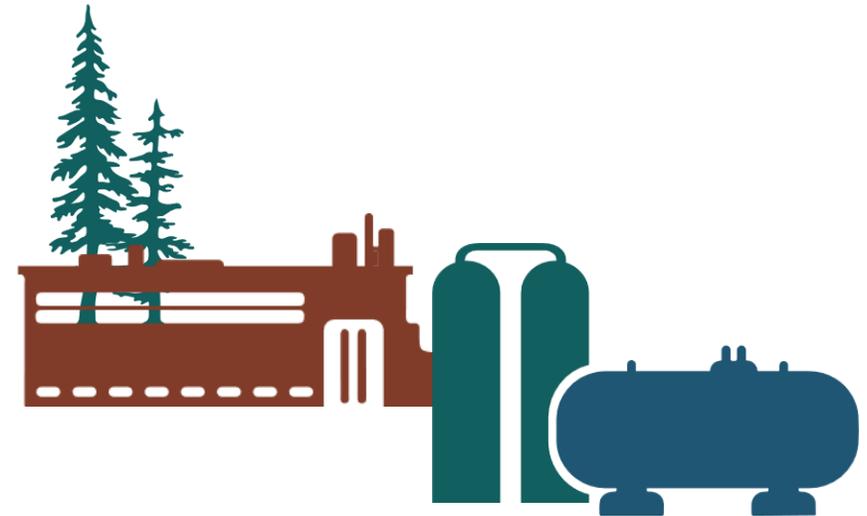
- ⚡ Tant le REP que la tarification du carbone/le RSTFR du gouvernement fédéral peuvent s'appliquer aux installations et/ou aux groupes, selon les exigences de couverture distinctes de chacun de ces régimes. Par conséquent, certains groupes pourraient être couverts par un des deux régimes, tandis que d'autres groupes pourraient l'être par les deux régimes.
 - ⚡ Exemple : Une installation dotée d'une turbine à gaz de 26 MW et d'une turbine à gaz de 24 MW qui produit 200 kt d'émissions par année serait couverte comme suit :
 - ⚡ La tarification du carbone s'applique à l'échelle des installations et, par conséquent, les émissions de cette installation seraient couvertes.
 - ⚡ Le REP s'applique à l'échelle des groupes et, par conséquent, seule la turbine à gaz de 26 MW serait couverte.
- ⚡ Dans le but de concentrer les efforts sur la compréhension du REP, les exemples qui suivent ne décrivent pas comment la tarification du carbone/le RSTFR du gouvernement fédéral s'appliquerait.

Qu'est-ce qu'un groupe?

- ⚡ Un groupe peut être aussi simple qu'une turbine à combustion ou aussi complexe qu'une exploitation de cogénération intégrée; toutefois, un groupe doit avoir les deux éléments clés suivants :
 - ⚡ Il doit inclure au moins une chaudière ou un « moteur à combustion » (turbines à gaz ou moteurs alternatifs).
 - ⚡ Ses équipements doivent être physiquement raccordés et fonctionner ensemble pour produire de l'électricité.
- ⚡ Les équipements d'un groupe peuvent comprendre des brûleurs à conduit et d'autres dispositifs de combustion, des systèmes de récupération de la chaleur, des turbines à vapeur, des générateurs, des dispositifs de contrôle des émissions et des systèmes de CSC.

Qu'est-ce qu'une installation?

On entend par installation l'ensemble des groupes, bâtiments, autres structures et équipements fixes — y compris les équipements utilisés pour la production d'hydrogène et ceux utilisés pour la production de carburant à partir de la gazéification du charbon — sur un site unique, ou sur des sites contigus ou adjacents qui fonctionnent comme un site intégré unique, sur lequel une activité industrielle est exercée.



Groupes de pointe/d'appoint

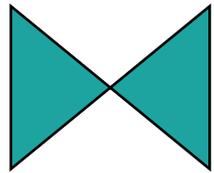
- ⚡ La personne responsable d'un groupe couvert par le REP doit transmettre un rapport annuel pour chaque année où elle doit se conformer à la norme de rendement du REP.
- ⚡ En général, il est possible, dans le cas de tous les groupes décrits dans cette présentation (autres que les groupes au charbon), d'utiliser l'assouplissement fondée sur le fonctionnement pendant 450 heures ou moins **et** l'émission de 150 kt de CO₂ ou moins.
 - ⚡ Le paragraphe 6(3) du texte du projet réglementaire.

Groupes fonctionnant en situation d'urgence

- ⚡ Les émissions produites durant une urgence doivent toujours être rapportées, mais sont soustraites des émissions totales du groupe pour l'année.
- ⚡ Les situations d'urgence sont définies dans le projet de règlement et doivent être approuvées par le ministre fédéral de l'Environnement.

Légende du diagramme

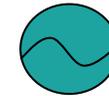
Les symboles suivants sont utilisés dans les diagrammes de cette présentation :



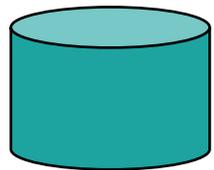
Turbine à combustion



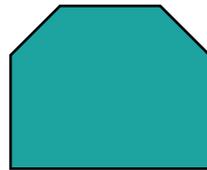
Installation de captage et de stockage du carbone



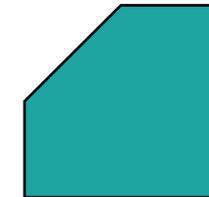
Générateur d'électricité



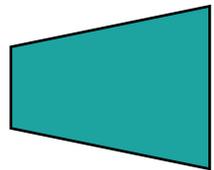
Chaudière



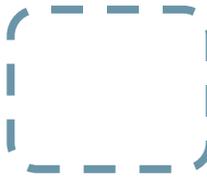
Installation de production d'hydrogène



Générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC)



Turbine à vapeur

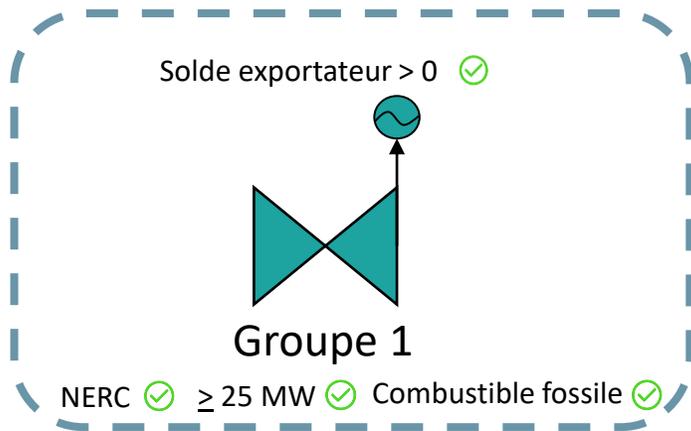


Limites physique du groupe



Limites physique de l'installation

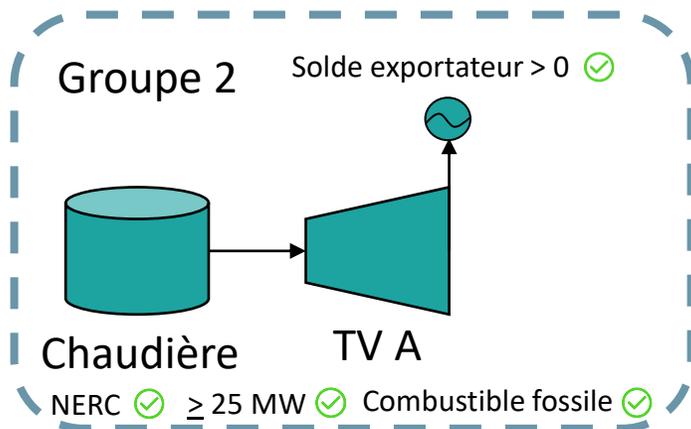
Exemple 1 – Groupes chaudières ou à cycle simple (excluant le charbon)



La vie réglementaire est la période qui commence à la date de mise en service et se termine à la **plus tardive des dates suivantes** :

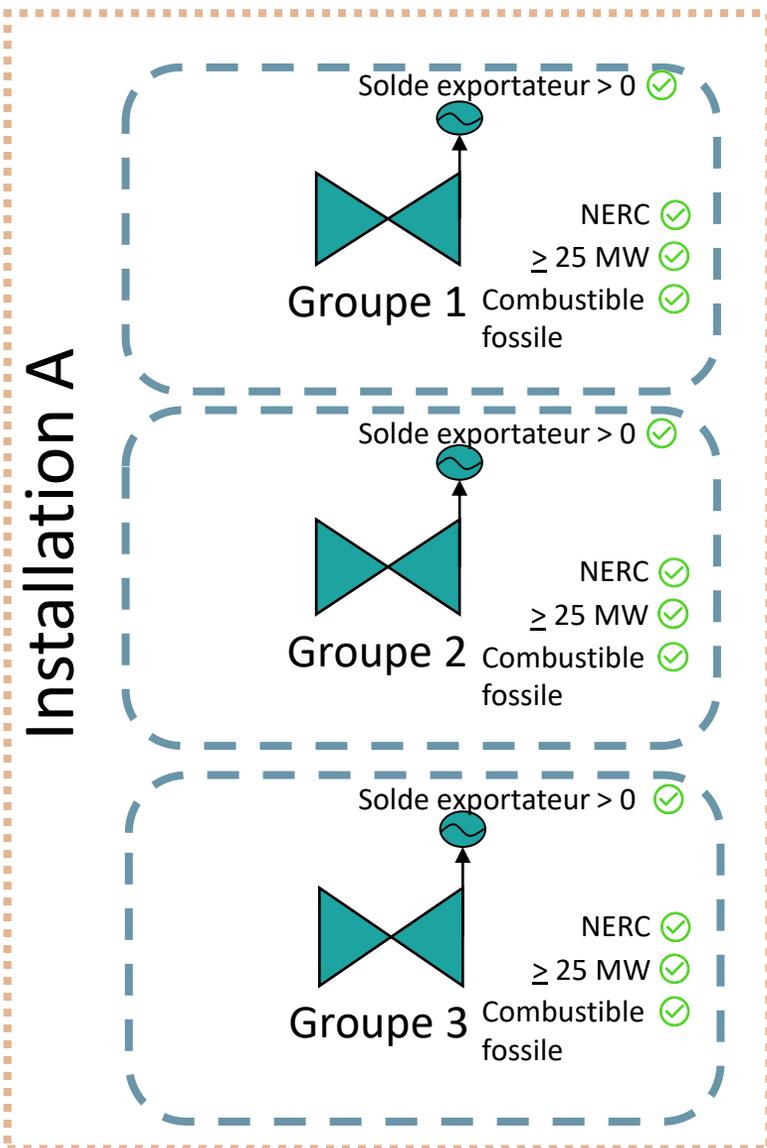
- le 31 décembre de l'année civile qui tombe 20 ans après la date de mise en service;
- le 31 décembre 2034.

La vie réglementaire ne s'applique qu'aux groupes mis en service avant le 1^{er} janvier 2025. Par conséquent, seuls les groupes mis en service entre 2015 et 2024 ont une vie réglementaire se terminant après 2035, c.-à-d. qu'ils ne seront assujettis au REP qu'après 2035.



Année de mise en service du moteur à combustion ou de la chaudière	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la limite d'intensité d'émissions prévue par le REP
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
2020	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2041
2026	S.O.	1 ^{er} janv. 2035

Exemple 2 – Multiples groupes à une installation



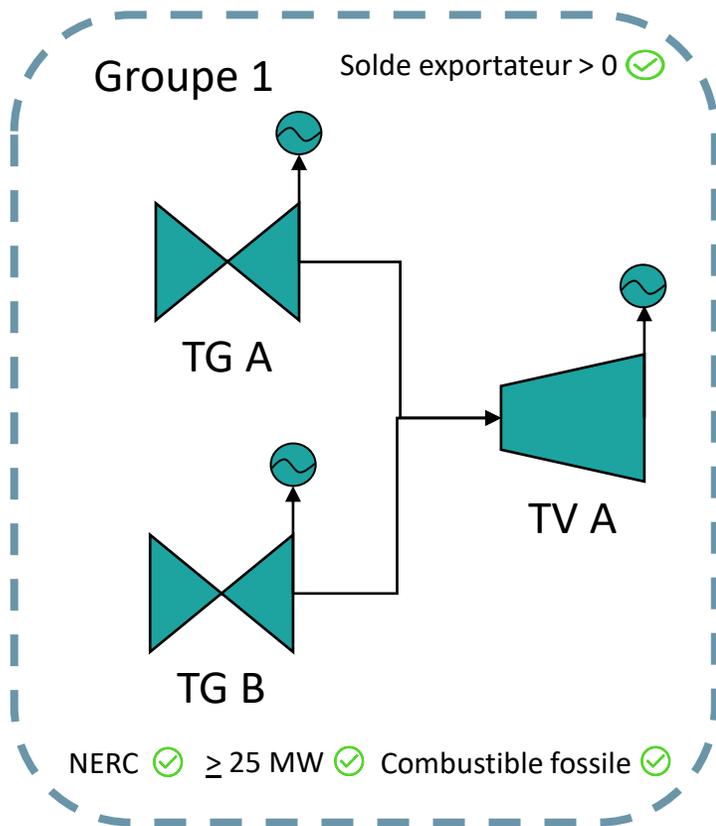
Groupe	Année de mise en service du moteur à combustion ou de la chaudière	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la limite d'intensité d'émissions prévue par le REP
Groupe 1	2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
Groupe 2	2020	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2041
Groupe 3	2026	S.O.	1 ^{er} janv. 2035



Les groupes 1, 2 et 3 devraient satisfaire indépendamment au REP.

De manière générale, si les groupes d'une installation ont des années de mise en service différentes, ceux-ci deviendraient assujettis à la norme de rendement lors d'années différentes.

Exemple 3 – Groupes à cycle combiné



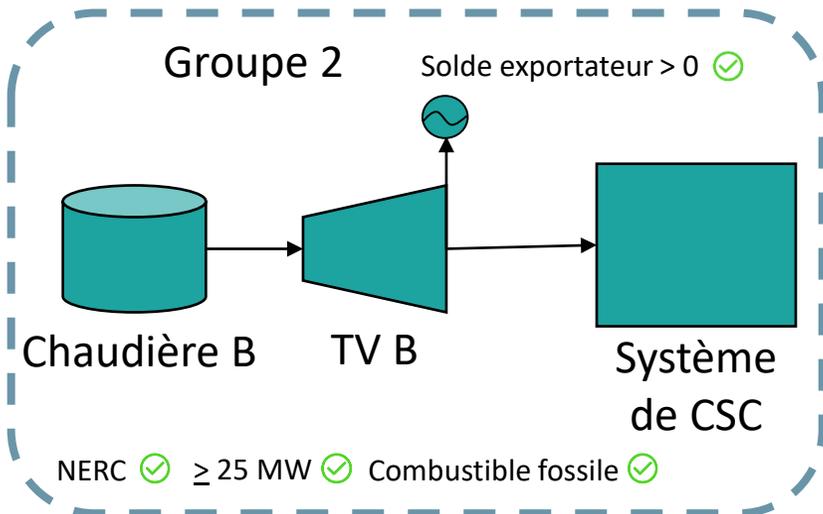
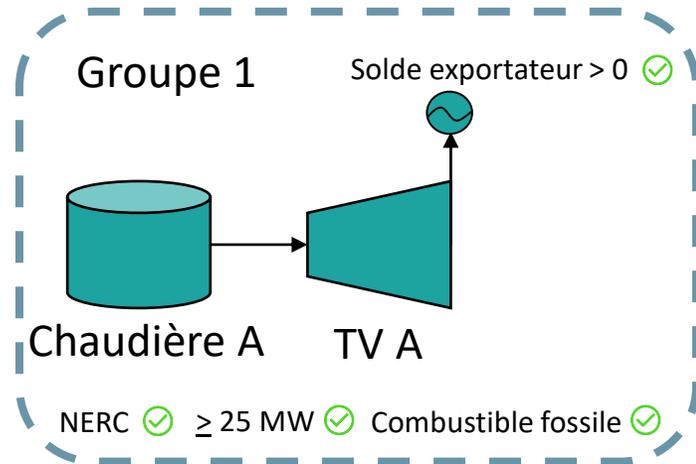
Année de mise en service de la TG A	Année de mise en service de la TG B	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la limite d'intensité d'émissions prévue par le REP
2000	2010	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
2020	2010	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
2020	2022	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2041
2027	2026	S.O.	1 ^{er} janv. 2035



La date de début d'exploitation d'une turbine à vapeur n'est pas utile pour déterminer la date de mise en service de son groupe.

Le seuil de capacité de 25 MW s'applique à la somme totale de tout l'équipement de production d'électricité dans le groupe.

Exemple 4 – Groupes au charbon



Fin de la vie utile selon le règlement sur le charbon	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
31 déc. 2029	1 ^{er} janv. 2035

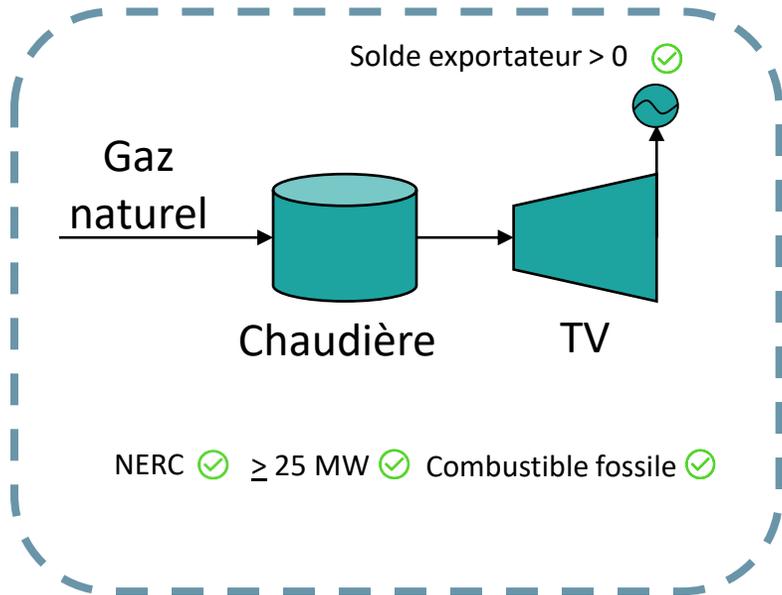


Un groupe au charbon devra satisfaire à la norme de performance de 420 t/GWh précisée dans le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* (règlement sur le charbon) **au plus tard le 1^{er} janvier 2030**.

Pour pouvoir être exploité après le 1^{er} janvier 2030, un groupe au charbon devrait satisfaire à la limite de 420 t/GWh du règlement sur le charbon.

La limite d'émissions dite « norme de rendement » du REP **commence à s'appliquer le 1^{er} janvier 2035 à tout groupe qui brûle du charbon, quelle qu'en soit la quantité.**

Exemple 5 – Chaudières converties pour utiliser du gaz naturel plutôt que du charbon



Fin de la vie utile selon le règlement sur le charbon	Intensité des émissions selon l'essai initial de rendement aux termes du règlement sur le gaz naturel	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
31 déc. 2029	575 t/GWh	1 ^{er} janv. 2035
31 déc. 2029	500 t/GWh	1 ^{er} janv. 2038
31 déc. 2029	450 t/GWh	1 ^{er} janv. 2040



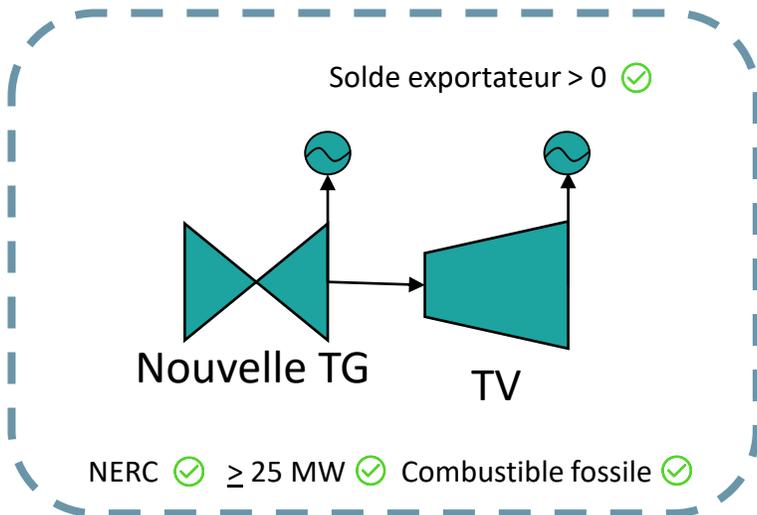
Selon le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel* (règlement sur le gaz naturel), l'exploitation de chaudières ayant subi une modification majeure peut se poursuivre pendant un certain nombre d'années après la fin de leur « vie utile » aux termes du règlement sur le charbon.

Les années d'exploitation supplémentaires reposent sur un essai initial de rendement conformément au règlement sur le gaz naturel.

Ce prolongement de la durée de vie est maintenu dans le REP.

Exemple 6 – Groupes rééquipés

Le « rééquipement » désigne le remplacement de la chaudière originale ou du moteur à combustion original d'un groupe par un nouvel équipement.



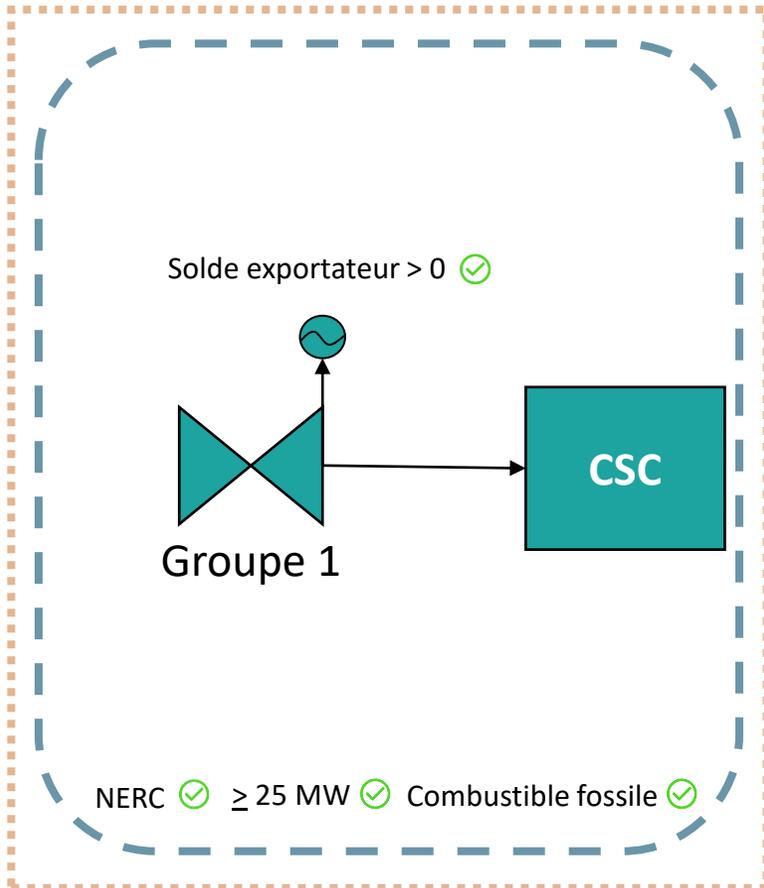
Année de mise en service de la chaudière originale ou du moteur à combustion original	Année de mise en service de la nouvelle chaudière ou du nouveau moteur à combustion	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
1980	2024	1 ^{er} janv. 2045
1980	2025	1 ^{er} janv. 2035



La réutilisation de la turbine à vapeur du groupe lors du rééquipement ne modifie pas l'applicabilité de la norme de rendement prévue par le REP, c.-à-d. que le REP s'applique uniquement en fonction de la **date de mise en service de la nouvelle chaudière ou du nouveau moteur à combustion**.

Le projet de règlement traite équitablement les nouveaux moteurs à combustion et les groupes rééquipés en ce qui concerne la fin de vie réglementaire après 20 ans.

Exemple 7 – Groupe muni d'un système de captage et de stockage de carbone (CSC) qui lui est réservé

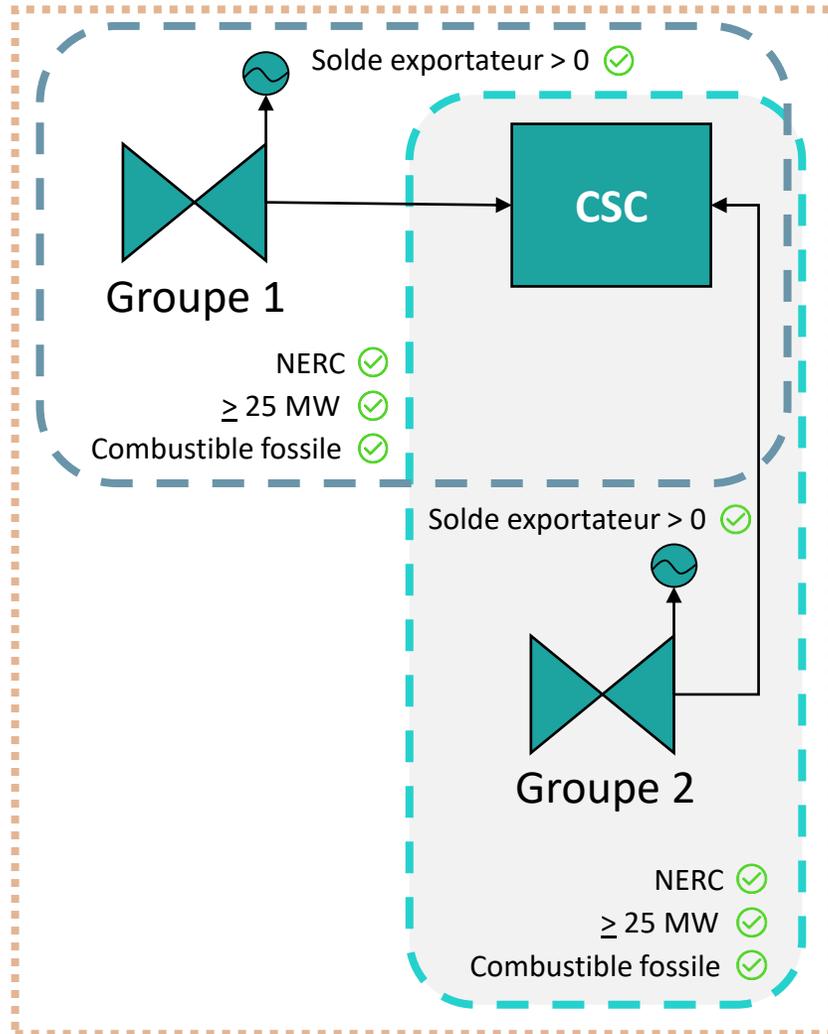


Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP	Année de mise en service du système de CSC	Date où la norme de rendement du REP passe de 40 à 30 t/GWh
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035	2026	1 ^{er} janv. 2035
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035	2030	1 ^{er} janv. 2037
2015	31 déc. 2035	1 ^{er} janv. 2036	2033	1 ^{er} janv. 2040
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035	2035	1 ^{er} janv. 2040

Toutes les émissions captées par le système de CSC peuvent être attribuées au groupe.

L'exception permettant la limite de 40 t/GWh prend fin le 31 décembre 2039 pour tous les groupes, quelle que soit la date de mise en service du système de CSC.

Exemple 8 – Multiples groupes alimentant un système de CSC



Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP	Année de mise en service du système de CSC	Date où la norme de rendement du REP passe de 40 à 30 t/GWh
Groupe 1 : 2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035	2034	1 ^{er} janv. 2040
Groupe 2 : 2018	31 déc. 2038	1 ^{er} janv. 2039	2034	1 ^{er} janv. 2040

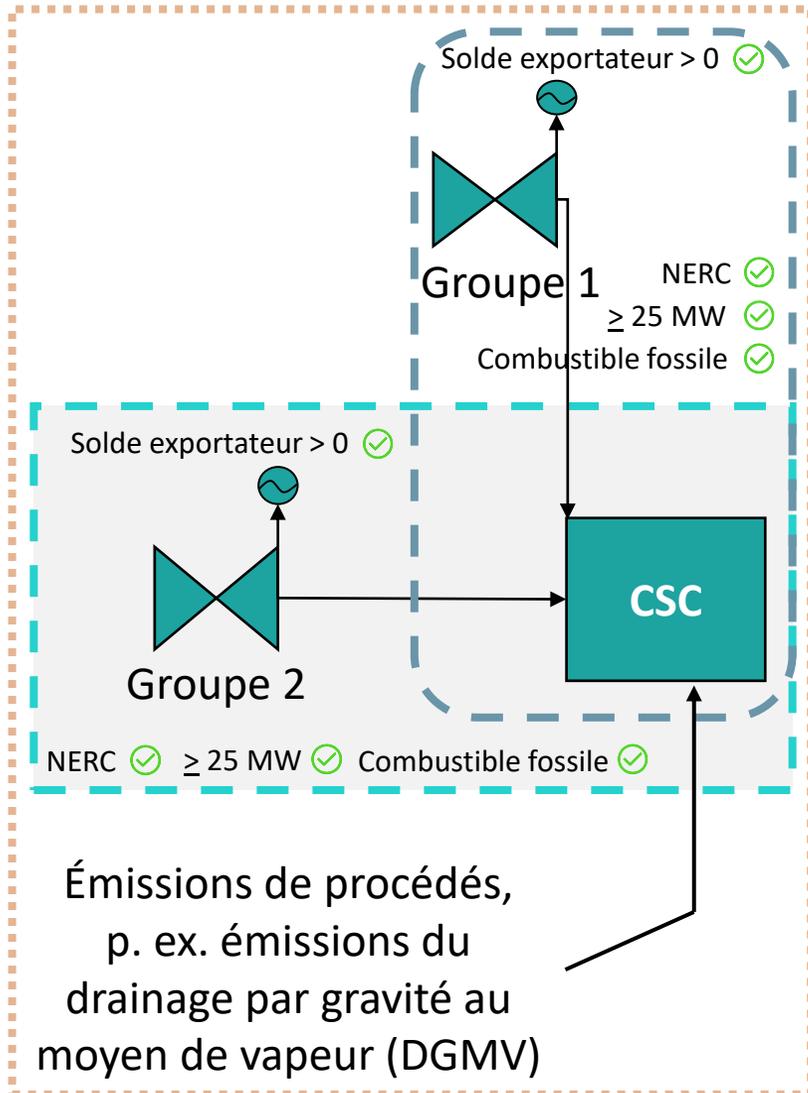


On suppose que tous les groupes ont le même taux d'efficacité de captage et de stockage du carbone, c.-à-d. que $E_{\text{cap}}/E_{\text{in}}$ est supposé identique pour tous les groupes envoyant du CO₂ au système de CSC.

- Ex. : On suppose un taux de captage de CO₂ de 95 % pour les groupes 1 et 2.

L'équipement raccordé uniquement par un système de CSC n'est **pas** considéré comme physiquement raccordé aux fins de la définition d'un *groupe* dans le REP.

Exemple 9 – Groupes + sources non liées à la production d'électricité alimentant un système de CSC



Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP	Année de mise en service du système de CSC	Date où la norme de rendement du REP passe de 40 à 30 t/GWh
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035	2030	1 ^{er} janv. 2037
2015	31 déc. 2035	1 ^{er} janv. 2036	2033	1 ^{er} janv. 2040

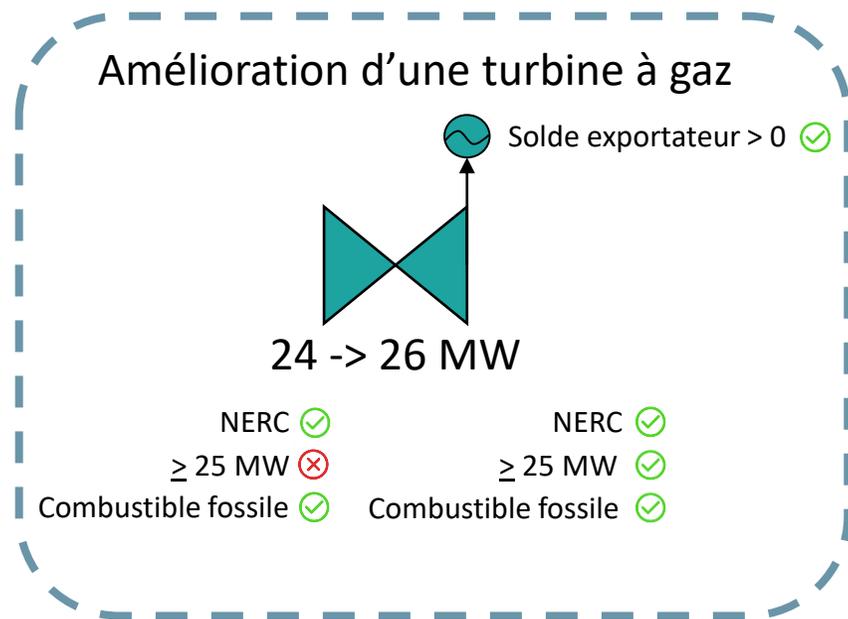


On suppose que toutes les sources d'émissions ont le même taux de captage et de stockage du carbone, c.-à-d. que $E_{\text{cap}}/E_{\text{in}}$ est supposé identique pour tout l'équipement envoyant du CO_2 au système de CSC.

Ex. : On suppose un taux d'efficacité de 95 % pour le captage des émissions des groupes 1 et 2 et du procédé (p. ex. DGMV).

Exemple 10 – Groupes augmentant de capacité et devenant assujettis au REP

L'« amélioration » désigne l'augmentation de la capacité de production d'un groupe grâce à des améliorations de l'équipement.



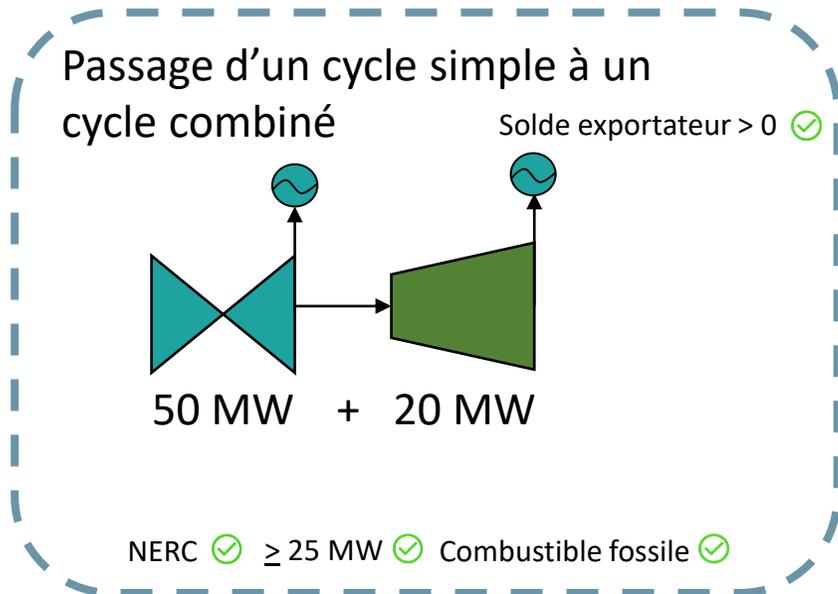
Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Date de l'augmentation de capacité	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
2017	1 ^{er} janv. 2034	31 déc. 2037	1 ^{er} janv. 2038
2020	1 ^{er} janv. 2038	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2041



Si un groupe augmente de capacité pour atteindre 25 MW ou plus, il deviendra assujetti au REP et devra être enregistré.

La fin de la vie réglementaire du groupe dépend de la date de mise en service initiale de celui-ci et non de la date de son amélioration.

Exemple 11 – Groupes augmentant de capacité de 10 % ou plus



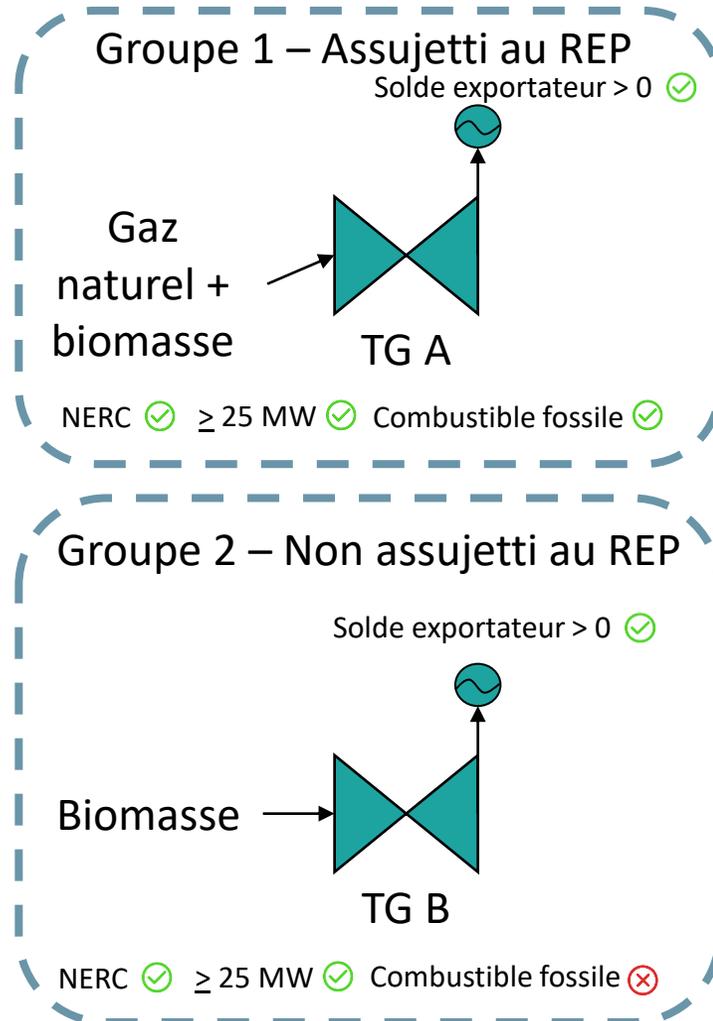
Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Fin de vie réglementaire	Date de l'augmentation de capacité	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
2017	31 déc. 2037	1 ^{er} janv. 2033	1 ^{er} janv. 2035
2020	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2038	1 ^{er} janv. 2038



Si la capacité de production d'électricité d'un groupe augmente de 10 % ou plus après la soumission du rapport d'enregistrement du groupe, celui-ci doit satisfaire à la norme de rendement à la date la plus tardive entre le 1^{er} janvier 2035 et la date de l'augmentation de capacité.

Si la capacité d'un groupe augmente de 10 % ou plus, la fin de vie réglementaire ne s'applique plus. Ainsi, les nouveaux groupes et les groupes ayant grandement augmenté leur capacité sont traités de manière équitable.

Exemple 12 – Groupes brûlant de la biomasse

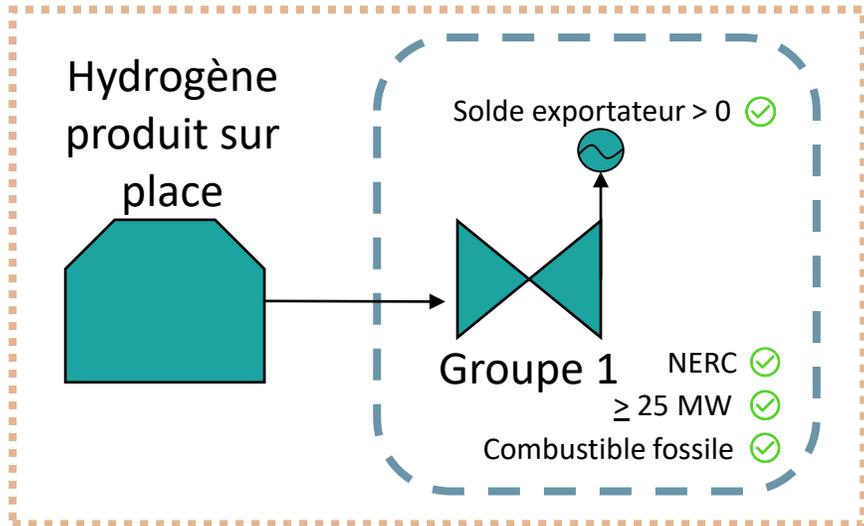


Tout groupe brûlant un combustible fossile sera assujetti au REP. En général, il n'est pas requis de quantifier les émissions de la biomasse, et celles-ci ne sont jamais comprises dans les émissions du groupe aux termes du REP.

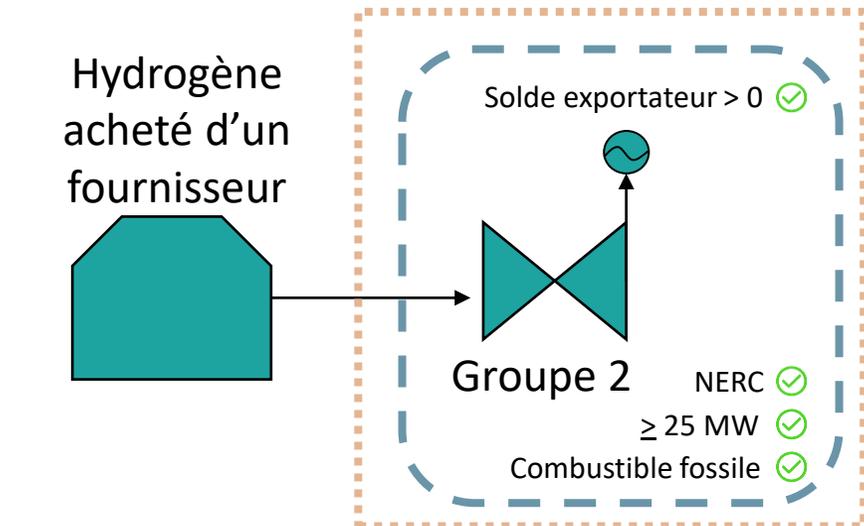
Pour le groupe 1, qui est assujetti au REP parce qu'il brûle à la fois du gaz naturel et de la biomasse...

Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
2020	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2041
2026	S.O.	1 ^{er} janv. 2035

Exemple 13 – Groupes brûlant de l’hydrogène

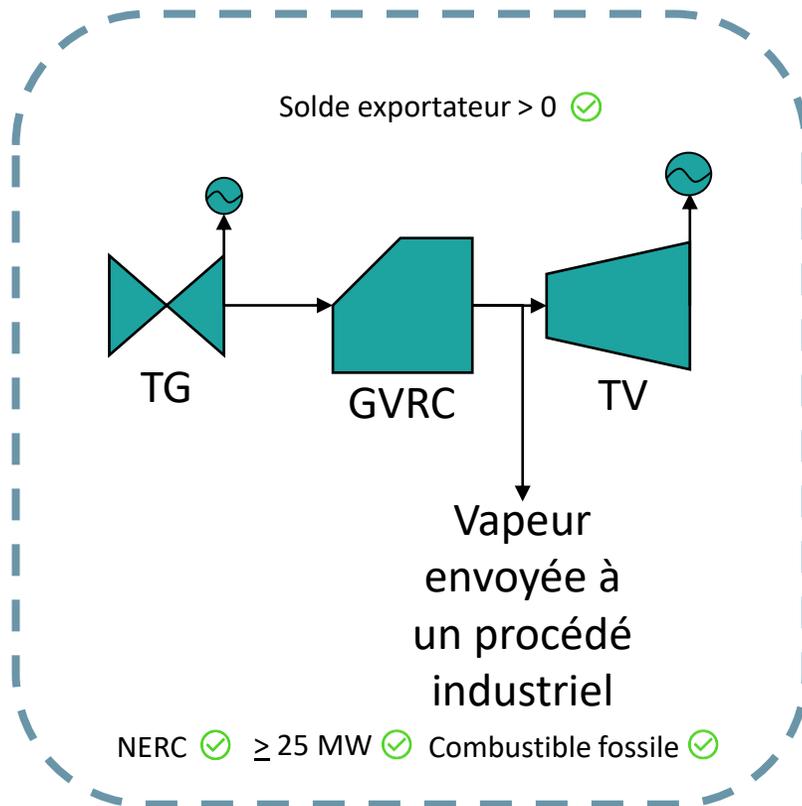


Les émissions dues à la production de l’hydrogène doivent être comprises dans le calcul de l’intensité des émissions du groupe. Pour les groupes qui brûlent de l’hydrogène importé auprès d’une tierce partie, il faut obtenir l’intensité des émissions de l’hydrogène acheté. S’il est impossible d’obtenir celle-ci, il faut employer une valeur par défaut.



Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Fin de vie réglementaire	Date d’application de la norme de rendement prévue par le REP
2000	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
2020	31 déc. 2040	1 ^{er} janv. 2041
2026	S.O.	1 ^{er} janv. 2035

Exemple 14 – Production industrielle

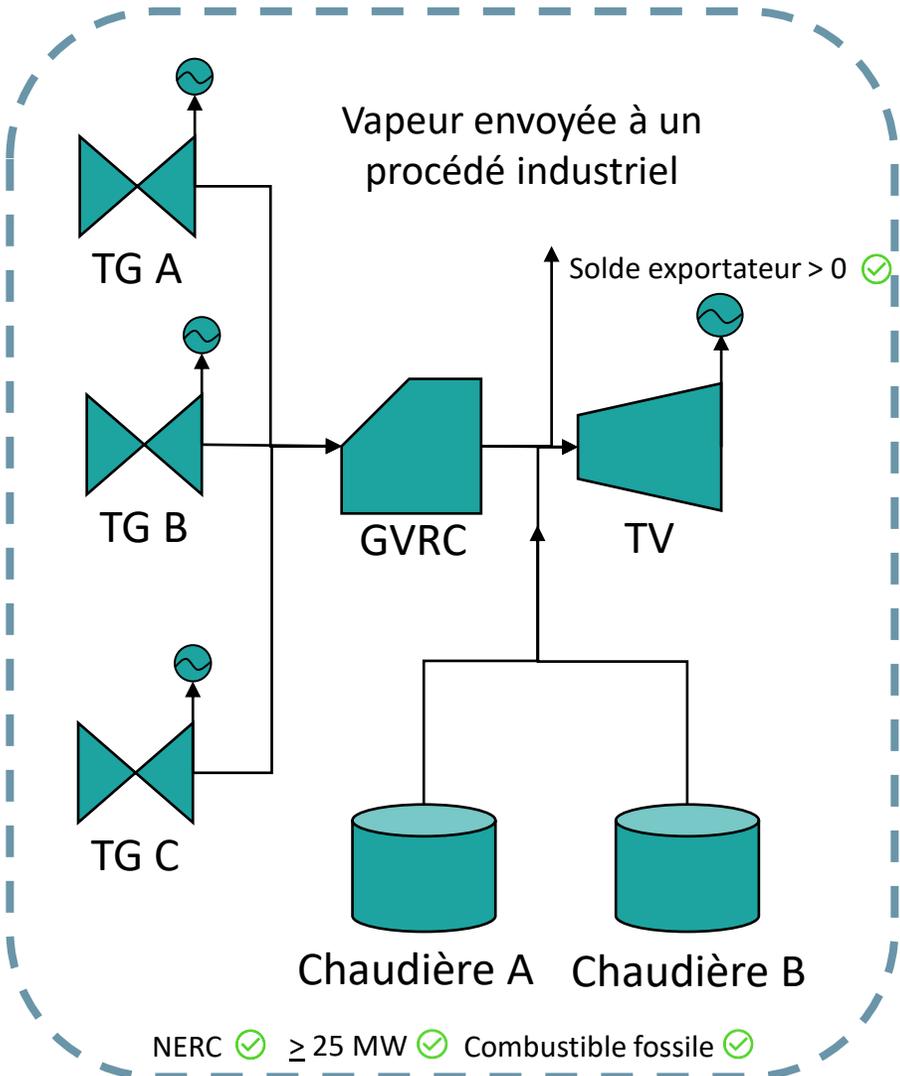


Année de mise en service de la chaudière ou du moteur à combustion	Solde exportateur (GWh)	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
2000	-150	S.O.
2000	200	1 ^{er} janv. 2035
2024	200	1 ^{er} janv. 2045
2025	200	1 ^{er} janv. 2036



Un groupe de production industrielle ayant un solde exportateur supérieur à 0 GWh sera assujéti au REP. Les émissions attribuées à la production d'énergie thermique doivent être soustraites des émissions totales du groupe à l'aide de la méthode décrite à l'article 15 du projet de règlement.

Exemple 15 – Configuration industrielle complexe



Année de mise en service du plus vieux moteur à combustion	Année de mise en service de la plus vieille chaudière	Fin de vie réglementaire	Date d'application de la norme de rendement prévue par le REP
2017	1980	31 déc. 2034	1 ^{er} janv. 2035
2017	2020	31 déc. 2037	1^{er} janv. 2038



La date de mise en service d'un système intégré comprenant plusieurs chaudières et turbines à gaz **dépendra de la plus vieille chaudière ou du plus vieux moteur à combustion**. Cette règle est importante pour les systèmes où le flux de vapeur est complexe. Par exemple, une vieille chaudière dont la vapeur est recueillie par un collecteur qui envoie celle-ci à un procédé industriel et à une turbine à vapeur peut fixer la date de mise en service du groupe aux termes du REP.

Merci de votre attention



Environment and
Climate Change Canada

Environnement et
Changement climatique Canada

Canada 

Annexe

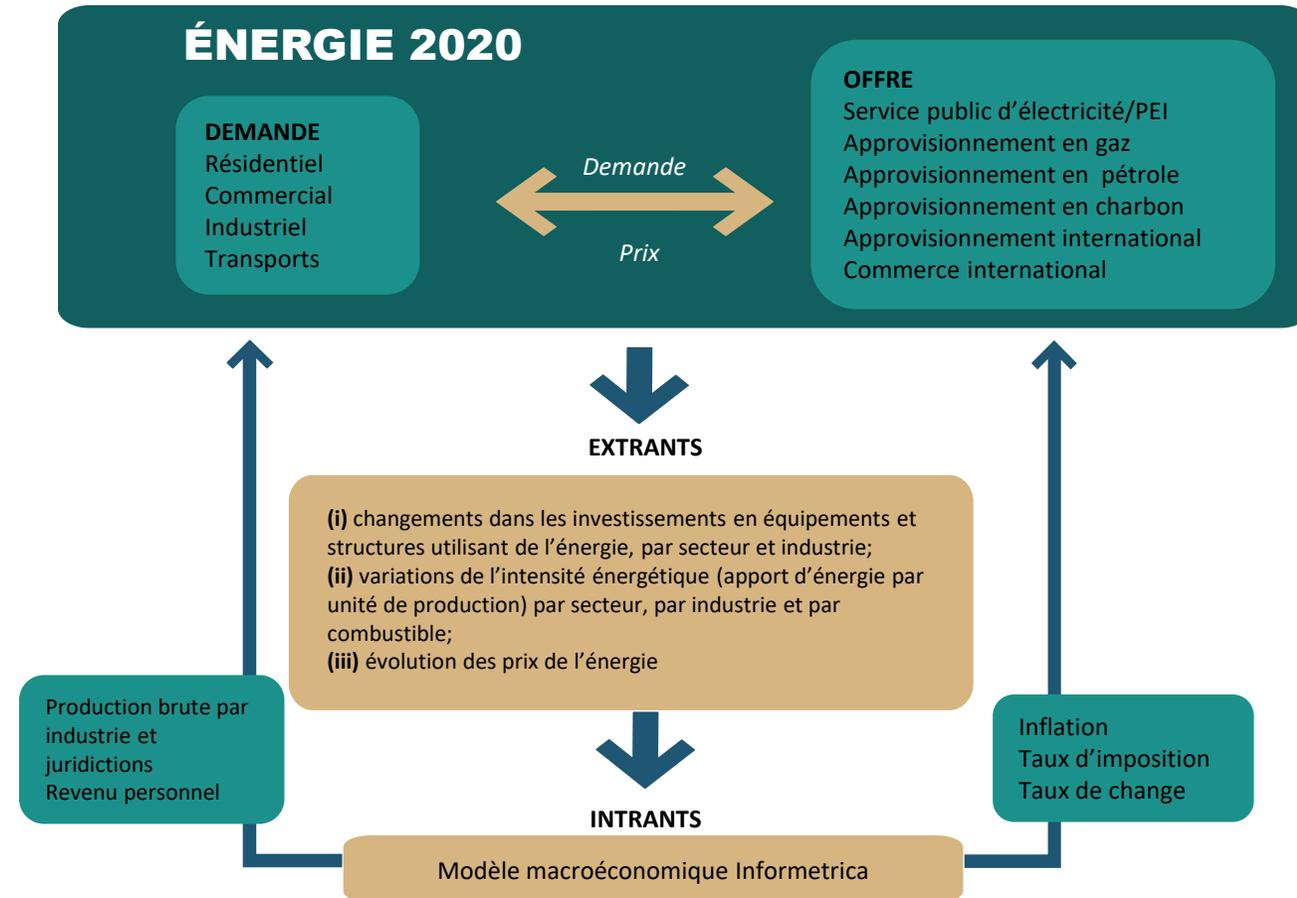
Modèles utilisés pour orienter le REIR

NextGrid

Analyse sectorielle, efficacité des paramètres individuels et analyse de sensibilité

- ⚡ NextGrid est un modèle d'expansion de capacité d'optimisation au moindre coût qui formule des hypothèses détaillées sur les réseaux électriques du Canada et nous permet de comprendre l'impact du CER sur ceux-ci.
- ⚡ ECCC utilise cet outil pour évaluer les différents paramètres du REP et leurs répercussions sur le secteur de l'électricité
- ⚡ Les hypothèses de NextGrid ont été et continueront d'être vérifiées par les services publics à travers le Canada afin de s'assurer que **ses résultats sont basés sur un réseau fiable**.
- ⚡ Le modèle utilise une modélisation de pointe et à haute résolution pour les aspects importants d'un réseau en transition : énergie renouvelable variable, stockage, investissements dans la capacité d'interconnexion, etc.

Modèle E3MC



ECCC utilise plusieurs modèles afin de comprendre toutes les implications du REP.

Méthodologie : Économies de carburant



Total (toutes les provinces et tous les territoires)	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total	-25	785	4 292	4 475	3 994	13 522	653

Source : Tableau 13 du REIR

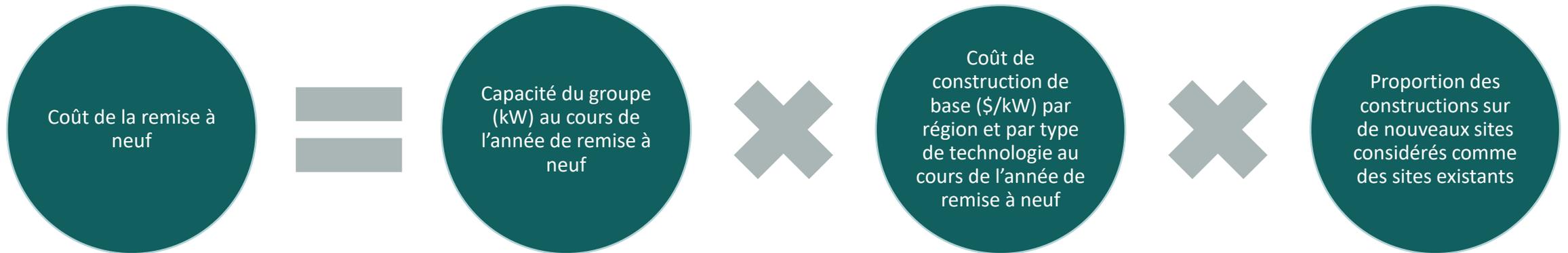
Méthodologie : Économies sur les coûts variables de fonctionnement et d'entretien



Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total	-7	83	531	426	368	1 402	68

Source : Tableau 14 du REIR

Méthodologie : Économies de remise à neuf



Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total	99	77	189	-281	-28	55	3

Source : Tableau 15 du REIR

Méthodologie : Coût d'immobilisations pour les nouvelles infrastructures du réseau électrique



Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total	4 534	25 398	17 246	4 543	1 946	53 667	2 592

Source : Tableau 16 du REIR

Méthodologie : Coût d'immobilisations de la nouvelle infrastructure d'interconnexion



Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Coûts d'immobilisations pour les nouvelles lignes de transmission	0	3 309	1 193	889	1 265	6 656	321

Ces chiffres ont été calculés par NextGrid.

Source : Tableau 18 du REIR

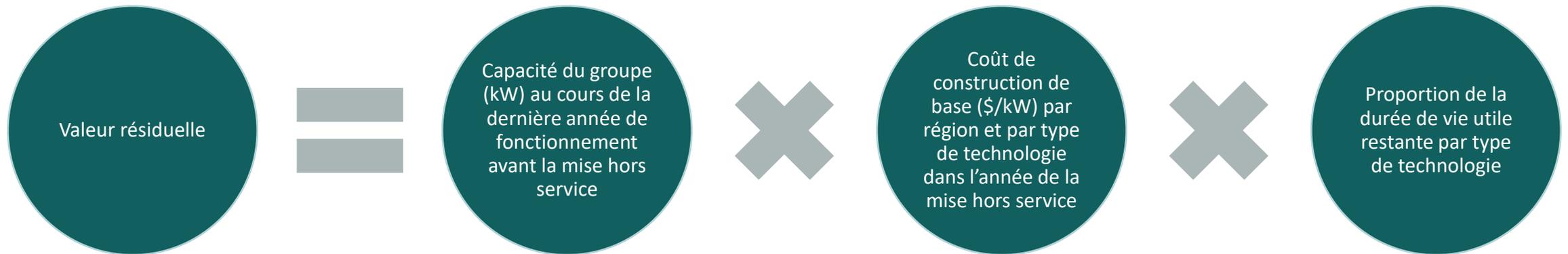
Méthodologie : Coûts fixes de fonctionnement et d'entretien



Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total	89	556	1 619	2 179	1 930	6 372	308

Source : Tableau 20 du REIR

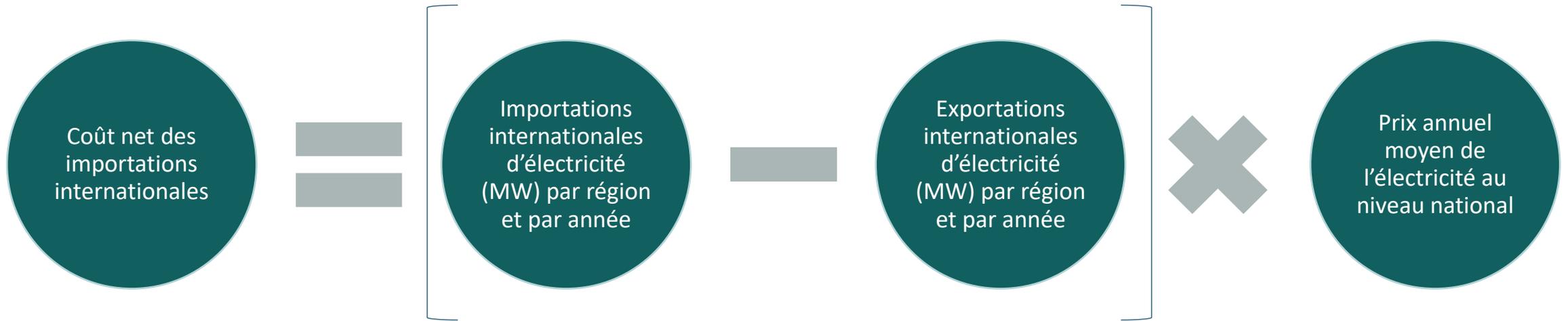
Méthodologie : Valeur résiduelle du capital pour les mises hors service anticipées



Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total	0	1 263	0	0	0	1 263	61

Source : Tableau 24 du REIR

Méthodologie : Coût net des importations internationales



Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Coût net des importations internationales	41	1 357	-1 118	1 953	3 348	5 581	270

Source : Tableau 21 du REIR

Coûts administratifs et gouvernementaux

- Les coûts administratifs comprennent toutes les exigences en matière de rapports.
- Les coûts gouvernementaux comprennent les dépenses supplémentaires pour les salaires, la promotion et l'application de la conformité, ainsi que l'adoption progressive du CII fédéral pour les technologies propres, tel qu'il a été modélisé dans le REIR.

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Coûts administratifs	0,2	0,1	0,6	0,6	0,5	2	0,1
Coûts pour le gouvernement	66	26	5	4	4	104	8

Source : Tableau 24 du REIR