

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

16 février, 2024



EC23018

À moins d'avis contraire, il est interdit de reproduire le contenu de cette publication, en totalité ou en partie, à des fins de diffusion commerciale sans avoir obtenu au préalable la permission écrite de l'administrateur du droit d'auteur d'Environnement et Changement climatique Canada. Si vous souhaitez obtenir du gouvernement du Canada les droits de reproduction du contenu à des fins commerciales, veuillez demander l'affranchissement du droit d'auteur de la Couronne en communiquant avec :

Environnement et Changement climatique Canada
Centre de renseignements à la population
Édifice Place Vincent Massey
351 boul. Saint-Joseph
Gatineau (Québec) K1A 0H3
Ligne sans frais : 1-800-668-6767
Courriel : enviroinfo@ec.gc.ca

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représentée par
le ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2024

Also available in English

Table des matières

Résumé	4
Ce que nous avons entendu	5
Une approche possible en matière de limites d'émissions	7
Autres changements à l'étude	8
Prochaines étapes	9
Annexe : Comparaison entre le projet de REP et les dispositions en cours d'examen.....	10

Résumé

À la suite de la publication du projet de *Règlement sur l'électricité propre* (REP) le 19 août 2023, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) et Ressources naturelles Canada (RNC) ont entrepris une vaste mobilisation. Ils ont notamment organisé des webinaires publics nationaux auxquels ont assisté plus de 550 participants, des séances bilatérales avec plus de 75 organisations et des réunions en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick avec des producteurs d'électricité, des services publics, des représentants du gouvernement, des organisations non gouvernementales, des universitaires et des organisations autochtones. ECCC a également reçu environ 600 soumissions écrites uniques sur un total de plus de 18 000 lettres et courriels, y compris des soumissions répétées provenant de six campagnes d'envoi de lettres.

La plupart des parties ont exprimé leur soutien à l'objectif global d'établir un réseau carboneutre en tant qu'élément fondamental pour parvenir à une économie carboneutre d'ici 2050. Les trois piliers que sont l'accessibilité financière, la fiabilité du réseau et la décarbonisation ont également bénéficié d'un large soutien.

La base de l'architecture réglementaire proposée pour le REP a également obtenu du soutien, notamment une obligation de conformité technologiquement neutre, assortie d'une certaine souplesse permettant aux opérateurs de continuer à utiliser en partie le gaz naturel afin de garantir la fiabilité et l'accessibilité du réseau pendant la période de transition vers la carboneutralité.

De nombreux gestionnaires de réseaux électriques et certains gouvernements provinciaux ont plaidé en faveur d'une plus grande flexibilité. Cette position est bien résumée dans un récent rapport du [Conseil consultatif canadien de l'électricité](#):

« Notre capacité à décarboniser le reste de l'économie d'ici 2050 dépend en partie de notre capacité à trouver le bon équilibre en matière de REP. ... si le réseau électrique est trop coûteux ou n'est pas en mesure de répondre de manière fiable à la demande croissante, il sera inefficace dans sa capacité à soutenir des émissions carboneutres à l'échelle de l'économie d'ici à 2050. Le Conseil ... craint que [le projet de REP] n'offre pas suffisamment de souplesse aux services publics, aux gestionnaires de réseau et aux acteurs du marché pour parvenir à l'équilibre souhaité. Il invite le gouvernement fédéral à envisager d'accorder une plus grande flexibilité aux entités concernées, en reconnaissant qu'une telle flexibilité pourrait rendre le REP plus réalisable, plus abordable et plus susceptible de permettre de décarboniser d'autres secteurs de l'économie sur le long terme avec l'électricité ».

Les changements recommandés lors des consultations par un certain nombre de parties prenantes sont les suivants:

- Réduire les exigences en matière de norme de performance pour permettre aux installations qui mettent en œuvre la capture et la séquestration du carbone d'être confiant dans le fait qu'ils atteindront la norme.
- Autoriser l'utilisation limitée de crédits compensatoires pour les groupes qui ne sont pas en mesure de respecter la norme pour diverses raisons.
- Permettre une plus grande utilisation des groupes alimentés au gaz naturel pendant les périodes de pointe de la demande. Plusieurs opérateurs et provinces ont plaidé en faveur d'un seuil en pourcentage de la capacité plutôt que d'une limite d'heures.
- Ajuster l'exemption pour les petits groupes afin d'éviter une prolifération involontaire de petits groupes utilisant des combustibles fossiles.
- Allouer plus de temps pour la fin de vie réglementaire des groupes existants au gaz et aux combustibles liquides afin de réduire davantage le coût des actifs échoués.
- Éviter un cadre qui incite à exploiter les groupes moins efficaces autant que les groupes plus efficaces.
- Permettre une plus grande flexibilité pour la cogénération afin d'éviter que les groupes de cogénération ne décident de ne pas exporter d'électricité vers le réseau, ce qui entraînerait la perte d'une source d'énergie importante dans les juridictions qui dépendent le plus de l'électricité issue de la cogénération.
- Modifier les dispositions relatives aux circonstances d'urgence afin de réduire le risque qu'un ministre rejette une demande et de garantir la disponibilité de la production critique pendant les périodes d'urgence.

Outre la nécessité d'une plus grande flexibilité, certains ont fait valoir que la rigueur de certaines dispositions du projet de règlement rendrait difficile la décision d'investir dans des options de décarbonisation étant donné l'incertitude quant aux niveaux de performance réels de certaines technologies, soulignant que des questions indépendantes de leur volonté pourraient rendre très difficile le respect de la norme de performance stricte. En revanche, certains membres de la société civile ont exhorté le gouvernement à conserver ou à renforcer la rigueur générale du projet de règlement.

Le présent rapport décrit ces préoccupations de manière plus détaillée. Il décrit également certains changements envisagés pour y répondre. Nous souhaitons recevoir des commentaires sur les mérites de ces changements par rapport à une approche basée sur la modification de certains des paramètres clés du projet de règlement.

Ce que nous avons entendu

La norme de performance et la flexibilité pour la capture et la séquestration du carbone

Presque toutes les provinces et tous les services publics ont affirmé qu'une norme de performance de 30t/GWh serait difficile à atteindre par les groupes au gaz naturel équipés de CSC qui sont «à suivi de la charge». Lorsqu'il suit la charge, le groupe monte et descend en régime pour combler les périodes où les énergies renouvelables ne produisent pas ou lorsque la demande est très élevée. Il en résulte presque inévitablement une installation fonctionnant à une intensité d'émissions plus élevée que si le même groupe était exploité en régime permanent. De nombreux commentateurs ont fait remarquer qu'une installation au gaz naturel avec CSC ne pourrait atteindre une intensité d'émissions de 30 t/GWh que si elle fonctionnait en charge de base. Cela limiterait la capacité des services publics à moderniser les centrales au gaz existantes avec le CSC pour qu'elles jouent un rôle d'appoint ou de suivi de la charge, ce qui ne serait pas souhaitable, car une approche permettant à la production au gaz naturel avec CSC de suivre la charge pourrait être un moyen efficace de soutenir l'intégration des énergies renouvelables variables sur le réseau.

De manière plus générale, de nombreux commentaires ont mis en garde contre le fait qu'une grande incertitude quant à la capacité du CSC à atteindre la norme de performance du projet de règlement pourrait avoir pour effet involontaire de décourager les investissements dans cette technologie importante et émergente.

Dispositions pour la production de pointe

De nombreux opérateurs ont fait valoir que la limite de 450 heures prévue dans les dispositions pour la production de pointe proposées nuirait à la fiabilité parce qu'elle limiterait la capacité de certaines juridictions à fournir des services de pointe.

De nombreuses parties prenantes ont également noté que la limitation du fonctionnement des groupes émettant sans réduction des émissions par la définition d'un nombre maximal d'heures pourrait avoir un résultat inattendu : une fois qu'un groupe relativement efficace a atteint sa limite d'heures, un groupe moins efficace serait alors exploité s'il restait nécessaire de fournir des services de pointe supplémentaires. Il en résulterait davantage d'émissions que si le groupe le plus efficace avait été autorisé à fonctionner plus longtemps.

Crédits compensatoires

De nombreuses parties prenantes ont souligné le caractère intrinsèquement incertain et imprévisible de l'environnement dans lequel les réseaux électriques doivent fonctionner et ont fait valoir que le règlement devrait prévoir un mécanisme permettant aux exploitants qui dépassent une limite donnée malgré leur bonne foi de rester en conformité. De nombreuses parties prenantes ont proposé d'autoriser l'utilisation de crédits compensatoires de GES à cette fin.

Fin de vie réglementaire

Les provinces dont les réseaux électriques comprennent une grande partie de groupes émetteurs ont affirmé que la durée de vie réglementaire proposée de 20 ans est trop courte et qu'elle pourrait bloquer des actifs, augmenter les coûts et réduire la fiabilité parce qu'elle forcerait les groupes de base émetteurs à être mis hors service avant qu'un nombre suffisant de groupes de remplacement à faibles émissions et non émetteurs ne puissent être construits. Les autres provinces n'ont pas commenté cet aspect du règlement.

Date pour les nouveaux groupes par rapport aux groupes existants

En raison des pénuries de main-d'œuvre et de matériaux et d'autres perturbations de la chaîne d'approvisionnement, certains producteurs se sont inquiétés du fait que les projets de production d'électricité émetteurs qui devaient être mis en service avant 2025 et pour lesquels des investissements substantiels ont déjà été engagés et des travaux sont en cours, pourraient ne pas être mis en service avant la date limite proposée du 31 décembre 2024 pour être considérés comme un groupe « existant ». Cela pourrait entraîner l'immobilisation de ces actifs, car ils seraient considérés comme de « nouveaux groupes » et devraient cesser leur activité d'ici 2035 au lieu de bénéficier de l'ensemble du calendrier de fin de vie réglementaire.

Cogénération

Les parties prenantes de plusieurs industries, ainsi que les fonctionnaires de l'Alberta et de la Saskatchewan, ont fait remarquer que les exigences de performance du projet de règlement pourraient être difficiles à respecter pour la plupart des installations de cogénération existantes. Ils craignent que ces installations ne décident de cesser d'exporter de l'électricité vers le réseau afin d'éviter d'être soumises à ces exigences. Cela affecterait particulièrement l'Alberta et la Saskatchewan, qui dépendent de la cogénération pour une part importante de leur production.

Situations d'urgence

De nombreuses parties prenantes ont fait remarquer que la disposition du projet de règlement exigeant que le ministre fédéral examine les exemptions d'urgence après coup pourrait entraver les décisions d'opérer pendant les situations d'urgence.

Le seuil de 25 MW

De nombreux fonctionnaires provinciaux ont fait remarquer que le seuil de capacité minimum proposé de 25 MW pourrait créer une incitation perverse à mettre en service de nouvelles installations avec plusieurs groupes de moins de 25 MW pour éviter d'être soumis au REP. De nombreux groupes autochtones ont fait valoir que toute solution à ce problème devrait s'accompagner d'une autre approche permettant de continuer à exempter la production dans les communautés éloignées.

Une approche possible en matière de limites d'émissions

ECCC envisage de modifier la norme de performance afin de donner aux provinces, aux services publics et aux autres régulateurs et fournisseurs d'électricité plus de flexibilité tout en continuant à réaliser des réductions d'émissions significatives. Nous aimerions savoir si cette approche est préférable à celle proposée dans le projet de règlement.

L'approche envisagée en matière de limites d'émission comporte quatre éléments :

1. Modifier la norme de performance réglementée pour passer d'une norme d'intensité d'émission fixe qui s'applique uniformément à tous les groupes à une **limite d'émission annuelle** (en tonnes) adaptée à la capacité de chaque groupe.
2. Ajuster la norme de performance sous-jacente utilisée pour calculer la limite d'émission de chaque groupe.
3. Permettre aux parties réglementées qui possèdent ou exploitent plusieurs groupes de **mettre en commun** les limites d'émission de leurs différents groupes existants exploités dans la même juridiction.
4. Permettre à un groupe de dépasser sa limite d'émission d'une quantité supplémentaire prescrite, à condition qu'il remette des crédits compensatoires de GES pour tenir compte de toutes les émissions excédentaires.

1. Limite d'émission annuelle spécifique au groupe

Le principal changement envisagé consiste à passer d'une norme d'intensité des émissions appliquée uniformément à tous les groupes à une limite annuelle d'émissions adaptée à la capacité de chaque groupe. Dans cette approche, la limite d'un groupe serait fixée au niveau des émissions annuelles d'un groupe au gaz naturel de même taille fonctionnant à plein temps et à une intensité d'émission prescrite par le règlement (voir point 2 ci-dessous). Le REP fixerait la limite d'émission pour chaque groupe selon la formule suivante :

$$\begin{array}{l}
 \textit{Limite} \\
 \textit{d'émission} \\
 \\
 \textit{du groupe} \\
 \\
 \textit{(t/an)}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{l}
 \textit{Normes de} \\
 \textit{performance} \\
 \\
 \textit{(t/GWh)}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{l}
 \textit{MW} \\
 \\
 \textit{(capacité du} \\
 \textit{groupe)}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{l}
 \textit{8760 heures} \\
 \\
 \textit{(nombre total} \\
 \textit{d'heures} \\
 \textit{par an)}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{l}
 \left(\frac{1 \textit{ GW}}{1000 \textit{ MW}} \right) \\
 \\
 \textit{(conversion} \\
 \textit{des groupes)}
 \end{array}$$

Un groupe dont l'intensité des émissions est supérieure à la norme de performance utilisée pour fixer la limite d'émissions devrait fonctionner moins qu'à plein temps pour rester en deçà de sa limite. Cela inciterait à modifier tous les groupes pour qu'ils soient aussi efficaces que possible, mais donnerait également aux fournisseurs d'électricité une flexibilité considérable. Avec la possibilité de regrouper les limites d'émission (n° 3) et d'inclure les compensations comme option de conformité (n° 4), cela permettrait aux exploitants de décider d'installer un système de CSC sans craindre que la technologie ne permette pas d'atteindre la norme de performance. Les groupes pourraient également augmenter leur durée de fonctionnement en améliorant leurs équipements pour accroître leur efficacité ou en utilisant des combustibles à faible teneur en carbone pour réduire l'intensité de leurs émissions. Tous les groupes seraient en mesure de respecter leur limite d'émission annuelle en adaptant leur durée d'exploitation.

2. Norme de performance sous-jacente ajustée

Reconnaissant que l'intensité des émissions de 30 t/GWh proposée dans le projet de règlement ne serait probablement pas réalisable en fonction de la charge pour la plupart des groupes équipés de CSC, un ajustement de la norme de performance est à l'étude.

3. Mise en commun

Il est envisagé de permettre aux parties responsables (p. ex. service public, société d'État) possédant plusieurs groupes existants dans la même juridiction de combiner les limites d'émission de chaque groupe existant en une limite d'émission commune. Cela leur permettrait d'exploiter leurs groupes les plus efficaces au-delà de la limite de chaque groupe, en compensant par une exploitation moindre des groupes moins efficaces. Outre l'amélioration de la flexibilité, cela pourrait permettre d'éviter de prescrire une limite de temps pour les groupes utilisés pour la production de pointe, étant donné que tous les groupes émetteurs auraient une limite d'émission.

On étudie également la possibilité et la manière de permettre à des groupes individuels de se regrouper avec d'autres groupes détenus ou exploités par des entités différentes dans la même juridiction.

4. Crédits compensatoires

Il est également envisagé de permettre à un groupe de dépasser sa limite annuelle d'émissions dans une mesure limitée, à condition qu'il remette des crédits compensatoires de GES éligibles pour les émissions excédentaires.

Autres changements à l'étude

Fin de vie réglementaire

Les dispositions relatives à la FdVR visent à permettre aux groupes alimentés au gaz naturel qui ont été financés, approuvés et mis en service avant l'entrée en vigueur du REP en 2025 de continuer à fonctionner au-delà de 2035 pendant une période limitée en fonction de leur âge. Il est envisagé de prolonger légèrement la FdVR, plutôt que de la maintenir telle qu'elle est proposée.

Nouveaux groupes en cours de développement

Il est envisagé de permettre aux groupes qui ont réalisé des investissements et des travaux importants, mais qui ne peuvent pas être mis en service avant le 1^{er} janvier 2025 de bénéficier des dispositions de la FdVR, à condition qu'ils commencent à vendre de l'électricité au réseau à une date ultérieure à être déterminée. La durée de vie prescrite de ces groupes serait raccourcie proportionnellement à leur retard dans la mise en service après 2025, de sorte que ces groupes seraient soumis à une limite d'émission annuelle réglementée pas plus tard que les groupes mis en service avant le 1^{er} janvier 2025. Cela permettrait d'éviter les effets négatifs sur les décisions d'investissement qui ont déjà été prises.

Groupes de cogénération

Conformément au projet de règlement, tous les groupes de cogénération ne seraient soumis aux exigences en matière d'émissions que les années où ils réalisent des exportations nettes vers le réseau.

Dans le cadre de l'approche des limites d'émissions décrite ci-dessus, il est possible de distinguer les émissions provenant de l'électricité utilisée "dans les limites de l'installation" des émissions associées à l'électricité fournie au réseau. Pour les groupes existants, il est envisagé de différencier le traitement des émissions provenant de l'électricité exportée vers le réseau de l'utilisation "dans les limites de l'installation" pour une période limitée dans le temps.

Il est également envisagé de traiter les nouveaux groupes de cogénération de la même manière que tous les autres nouveaux groupes.

Seuil de taille minimale

Il est envisagé d'appliquer le REP à tous les nouveaux groupes d'une même installation dont la capacité totale est égale ou supérieure à 25 MW, ainsi qu'aux groupes individuels d'une capacité égale ou supérieure à 25 MW. Cela permettrait d'éviter l'incitation involontaire, identifiée lors des consultations, pour une installation de regrouper plusieurs petits groupes, dont chacun n'atteindrait pas le seuil pour être soumis à une limite d'émission en tant que telle. Une réflexion est en cours sur la manière de continuer à exempter les communautés éloignées dans ce contexte.

Urgences

Il est envisagé de permettre à un opérateur de système de déclarer une situation d'urgence pour déclencher une exemption de la limite d'émission pendant une période raisonnable (durée à déterminer) afin de permettre aux opérateurs de répondre aux situations d'urgence. Les émissions produites pendant cette période ne seraient pas comptabilisées dans la limite annuelle d'émissions du groupe. Le ministre devra être notifié dans tous les cas, et il est envisagé d'exiger l'approbation du ministre pour poursuivre l'exploitation dans des circonstances d'urgence au-delà de la période d'exemption.

Prochaines étapes

Il est essentiel de poursuivre la collaboration avec les provinces, le secteur de l'électricité, les partenaires autochtones, l'industrie et les autres parties intéressées afin de garantir que le *Règlement sur l'électricité propre* soit flexible et permette de réduire considérablement les émissions des divers réseaux électriques régionaux tout en préservant la fiabilité et en garantissant l'accessibilité financière.

ECCC continuera les consultations avec les parties intéressées pour comprendre les mérites de l'approche de la limite annuelle d'émissions sur mesure décrite ci-dessus par rapport à la fourniture d'une flexibilité accrue basée sur l'approche de l'intensité des émissions dans le [projet de règlement](#). En outre, nous souhaitons recevoir des commentaires sur les autres changements décrits dans le présent rapport.

Nous vous invitons à envoyer vos commentaires à ecd-dec@ec.gc.ca avant 23 h 30 EST le 15 mars 2024.

ECCC a l'intention de demander l'autorisation de publier la version finale du *Règlement sur l'électricité propre* dans le courant de l'année.

Annexe: Comparaison entre le projet de REP et les dispositions en cours d'examen

	Projet de règlement	Changements envisagés
Normes de performance	30 t/GWh Équivalent à un taux de capture de 95%	Pas de réglementation directe, mais possibilité de modifier légèrement la norme de performance sous-jacente utilisée pour calculer la limite d'émission (voir ci-dessous).
Limite d'émissions	N/A	<p>Limite d'émission annuelle spécifique au groupe.</p> <p>Sur la base des émissions annuelles d'un groupe de même taille fonctionnant 100 % de l'année à [X] t/GWh (à déterminer en cas d'augmentation au-delà de 30 t/GWh).</p> $\begin{array}{l} \text{Limite} \\ \text{d'émission} \\ \text{du groupe} \\ \text{(t/an)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Normes de} \\ \text{performance} \\ \text{(t/GWh)} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{MW} \\ \text{(capacité du} \\ \text{groupe)} \end{array} \times \begin{array}{l} 8760 \text{ heures} \\ \text{(nombre total} \\ \text{d'heures} \\ \text{par an)} \end{array} \times \begin{array}{l} \left(\frac{1 \text{ GW}}{1000 \text{ MW}} \right) \\ \text{(conversion} \\ \text{des groupes)} \end{array}$
Mise en commun	Non autorisé	Permettre aux parties responsables possédant plusieurs groupes existants dans la même juridiction de combiner les limites d'émission de chaque groupe existant en une limite d'émission commune.
Crédits compensatoires	Non autorisé	Envisager d'autoriser jusqu'à un pourcentage maximal spécifié le dépassement de la limite annuelle d'émissions de chaque groupe.
Dispositions pour la production de pointe	Limite de 450 heures (= facteur de capacité d'environ 5%)	<p>Aucune disposition pour la production de pointe.</p> <p>Le facteur de capacité de chaque groupe dépendrait de son efficacité et de sa limite annuelle d'émissions.</p>
FdVR pour les groupes existants	20 ans	[À déterminer]
Nouveaux groupes en cours de développement	Les groupes mis en service avant le 31 décembre 2024 sont des groupes existants et sont exemptés jusqu'à la FdVR	Les groupes ayant réalisé des investissements substantiels et des travaux avant le 1 ^{er} janvier 2025 et qui commencent à vendre de l'électricité au réseau au plus tard le [à déterminer] bénéficieraient également d'une FdVR. Toutefois, la durée de la FdVR serait raccourcie de manière à ce que le groupe soit soumis à une limite d'émission annuelle pas plus tard que les groupes mis en service avant le 1 ^{er} janvier 2025.

<p>Groupes de cogénération</p>	<p>Tout groupe effectuant des exportations nettes vers le réseau doit respecter la norme de performance en matière d'intensité des émissions à la fin de sa FdVR.</p>	<p>Cogénération existante avec solde exportateur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Envisager de distinguer le traitement des émissions associées à la production utilisée "dans les limites de l'installation" de la production exportée vers le réseau. <p>Nouveaux groupes de cogénération avec solde exportateur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Envisager de traiter les nouveaux groupes de cogénération de la même manière que les nouveaux groupes de services publics.
<p>Urgences</p>	<p>L'opérateur du système déclare une situation d'urgence.</p> <p>Le ministre fédéral doit approuver rétroactivement l'exemption des émissions.</p>	<p>L'opérateur du système déclare une situation d'urgence.</p> <p>Émissions non comptabilisées dans la limite annuelle d'émissions du groupe pendant une période raisonnable (durée à déterminer) afin de permettre aux exploitants de répondre aux urgences.</p> <p>Le ministre doit en être informé.</p> <p>Envisager d'exiger l'approbation du ministre pour continuer à opérer en vertu des dispositions d'urgence au-delà de la période d'exemption.</p>
<p>Seuil de taille minimale</p>	<p>25 MW</p>	<p>Tous les nouveaux groupes d'une même installation dont la capacité totale est supérieure ou égale à 25 MW, ainsi que les groupes individuels d'une capacité supérieure ou égale à 25 MW.</p>