



Ontario

**Executive Council of Ontario
Order in Council**

On the recommendation of the undersigned, the Lieutenant Governor of Ontario, by and with the advice and concurrence of the Executive Council of Ontario, orders that:

**Conseil exécutif de l'Ontario
Décret**

Sur la recommandation de la personne soussignée, le lieutenant-gouverneur de l'Ontario, sur l'avis et avec le consentement du Conseil exécutif de l'Ontario, décrète ce qui suit :

WHEREAS the Minister of Energy and Mines ("Minister") has, with the approval of the Lieutenant Governor in Council, issued the integrated energy plan entitled *Energy for Generations: Ontario's Integrated Plan to Power the Strongest Economy in the G7* ("Integrated Energy Plan, 2025") pursuant to subsection 25.29 (1) of the *Electricity Act, 1998* ("Act"), setting out and balancing the Government of Ontario's goals and objectives respecting energy for the period specified by the plan;

AND WHEREAS the Minister may, with the approval of the Lieutenant Governor in Council, issue a directive to the Ontario Energy Board (OEB) pursuant to subsection 25.30 (2) of the Act setting out the Government of Ontario's requirements respecting the implementation of the Integrated Energy Plan, 2025 by the OEB in respect of matters falling within the OEB's jurisdiction;

NOW THEREFORE the Directive attached hereto is approved.

ATTENDU QUE le ministre de l'Énergie et des Mines (le « ministre ») a, avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, établi le plan énergétique intégré intitulé *L'énergie pour les générations : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* (le « plan énergétique intégré de 2025 ») en vertu du paragraphe 25.29 (1) de la *Loi de 1998 sur l'électricité* (la « Loi »), énonçant et équilibrant les buts et les objectifs du gouvernement de l'Ontario concernant l'énergie pour la période précisée par le plan;

ET ATTENDU QUE le ministre peut, avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, donner une directive à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) conformément au paragraphe 25.30 (2) de la Loi énonçant les exigences du gouvernement de l'Ontario relatives à la mise en œuvre du plan énergétique intégré de 2025 par la CEO concernant les questions relevant de sa compétence;

EN CONSÉQUENCE, la directive en annexe est approuvée.



Recommended: Minister of Energy and Mines

Recommandé par : Ministre de l'Énergie et des Mines



Concurred: Chair of Cabinet

Appuyé par : la présidence du Conseil des ministres

Approved and Ordered:

Approuvé et décrété le : JUN 11 2025



Lieutenant Governor

La lieutenant-gouverneure

MINISTER'S DIRECTIVE

TO: THE ONTARIO ENERGY BOARD

I, Stephen Lecce, Minister of Energy and Mines, hereby direct the Ontario Energy Board ("OEB" or "Board") pursuant to section 25.30(2) of the *Electricity Act, 1998* with regard to the implementation of the integrated energy plan entitled *Energy for Generations: Ontario's Integrated Plan to Power the Strongest Economy in the G7*, in respect of matters falling within the Board's jurisdiction, as follows:

Background

The Ontario government is focused on ensuring the province has the energy it needs to power a more competitive, self-reliant and resilient economy – energy that is affordable, secure, reliable and clean.

Over the next 25 years, Ontario's electricity demand is expected to increase by 75 per cent or more - driven by strong economic growth, the electrification of transportation and industry and a population forecasted to increase to nearly 21 million people. At the same time, demand for other energy sources – including natural gas – remains strong, while emerging fuels like hydrogen and renewable natural gas will play a growing role as the province builds a more diverse energy system.

To stay competitive in a rapidly changing global economy, Ontario must ensure its entire energy system is focused on meeting growing demand – across all energy sources and sectors. This means building out infrastructure, attracting investment and streamlining regulatory approvals. It will also require the end of siloed planning – Ontario's energy system must plan and operate as one.

Over the past seven years, Ontario has taken decisive action to restore energy affordability, stability, and predictability. This is the result of an approach that leverages a diverse mix of sources to power homes, businesses, and industries across the province. It is also informed by a series of major reports, including: *Pathways to Decarbonization*, *Powering Ontario's Growth*, and the Electrification and Energy Transition Panel's final report – *Ontario's Clean Energy Opportunity* – that have laid the groundwork for a more coordinated and integrated energy future.

In fall 2024, the government introduced *Ontario's Affordable Energy Future: The Pressing Case for More Power*, a vision paper on how the province could undertake a more integrated approach to energy planning, ensure Ontario can meet its growing energy needs, and advance economic growth while reducing emissions. That vision was enacted through the *Affordable Energy Act, 2024* which amended the *Electricity Act, 1998* to bring electricity and other fuels under a single, integrated planning framework.

Ontario's first Integrated Energy Plan ("Plan") – *Energy for Generations: Ontario's Integrated Plan to Power the Strongest Economy in the G7* – responds to that legislative mandate. It outlines the province's long-term strategy to align energy system development with economic growth, affordability

and energy security. The OEB will play an important role in the successful implementation of many of the actions identified in the Plan.

Pursuant to the actions identified in *Energy for Generations*, the OEB is being asked to implement initiatives in the Plan that support planning for growth, more integrated and streamlined system planning and approvals processes, appropriate consideration of the future role of natural gas in Ontario's economy, and greater participation in the energy system, including enabling the cost-effective deployment of distributed energy resources. The OEB will be directed to report back on findings over the short-to-medium term to help advance next steps.

Directive

Therefore, pursuant to section 25.30(2) of the Act, and pursuant to section 35 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*, the OEB is hereby directed as follows:

Planning for Growth

With respect to the Government of Ontario's objective of planning for growth and electrification, the OEB shall:

1. Take the following steps to establish an ongoing gas-electric coordination information sharing forum in support of integrated energy planning:
 - 1.1. Set the framework for an ongoing forum to facilitate sharing of technical information and data and other co-ordination to support energy planning processes.
 - Through this forum, the OEB shall set expectations for information sharing, including supporting information sharing in the short-term and establishing the use of consistent assumptions and scenarios in the medium-term.
 - The OEB shall encourage and, where the OEB deems appropriate, require key energy planners and energy-related planners at the local, regional and bulk level to participate in the forum. Key energy planners and energy-related planners include the IESO, electricity and natural gas transmitters and distributors, municipalities, Indigenous communities, transportation planners and urban planners.
 - For information shared by the forum, the OEB, in consultation with energy and energy-related planners, shall establish a clear approach for transferring and accessing data. This could include general best practices for file formats; procedures; consideration of confidentiality, for example clarifying what information should be shared with which entities and whether information should be public or non-disclosure agreements are needed; and potentially working towards harmonization of software.
 - 1.2. Initiate the forum no later than January 31, 2026 and report back on the progress, outcomes and modelling best practices of the information sharing forum by September 30, 2026.
 - The subsequent frequency, format and parameters of meetings shall be set by the OEB given the diverse planning needs of the participants. Further expectations on reporting will be communicated through future Letters of Direction, as needed.

- For clarity, meetings of the forum or its subcommittees may satisfy other stakeholder engagement requirements, where the OEB deems appropriate.
2. Take the following steps to ensure planning is informed by multiple demand scenarios and best practices in modelling:
 - 2.1. The OEB shall set the expectation for natural gas and electricity distributors to begin incorporating multiple demand scenarios for their planning frameworks and processes by June 30, 2026 on a best effort basis. The OEB shall encourage and, where it deems appropriate, require this for relevant applications filed after April 1, 2027. This shall include, at a minimum:
 - A reference case that reflects current trends and policies in electrification of transportation, industry, and other areas that impact electricity and natural gas, along with both high and low demand scenarios that reflect reasonable incremental increases or decreases in demand with appropriate and substantiated assumptions.
 - Qualitative and quantitative risk and uncertainty assessments, as appropriate, for each of the scenarios.
 - For clarity, where existing modelling of scenarios already meet or exceed the above requirements, no additional action is required.
 - For clarity, natural gas and electricity distributors may use modelling done by others to satisfy the requirement to assess multiple scenarios.
 - 2.2. Encourage and, where the OEB deems appropriate, require natural gas and electricity distributors to implement or continue the following in their planning frameworks and processes for relevant applications filed after April 1, 2027, and set the expectation for utilities to begin incorporating this requirement by June 30, 2026 on a best effort basis, as the OEB deems relevant:
 - Incorporate economic growth projections, including employment, population and housing.
 - Incorporate cost projections for future investments that reflect reasonable assumptions for cost trends, where appropriate.
 - Consider frequent and extreme weather impacts on energy infrastructure resilience and ensure future average, minimum and maximum temperatures are incorporated into demand modelling.
 - Where pertinent and practical, if a system investment, policy, or program is intended to facilitate fuel switching, consider costs and benefits across impacted energy systems.
 3. Encourage and, where the OEB deems appropriate, require, both rate-regulated natural gas distributors (EPCOR and Enbridge) and non-rate-regulated natural gas distributors (Kingston and Kitchener) to participate in the electricity system planning processes where study regions overlap with their service territories.
 4. Take the following steps to update the regional and bulk planning process to be more responsive to the pace of electricity demand growth, especially in high growth regions:

- 4.1. Identify and, as OEB deems necessary, undertake steps to support process improvements to the regional and bulk planning process as set out in items 4.1, 4.2, 4.3 and 4.4 in the Minister's Directive to the IESO dated June 11, 2025 to better match the pace of demand growth.
- 4.2. Identify and, as OEB deems necessary, undertake steps to require electricity distributors to provide their latest demand forecasts and any information pertaining to new demand growth to support regional planning each time the Technical Working Group meets. For clarity, this item supports item 4.2 in the Minister's Directive to the IESO dated June 11, 2025.
- 4.3. Undertake a review, informed by the IESO, of the regional and bulk planning process to identify other enhancements that can be made to match the pace of load growth, including recommendations for:
 - More closely aligning the regional and bulk planning process with load growth, and how load forecasts are determined for the purpose of identifying solutions and recommending system upgrades;
 - Ways to achieve time savings and to ensure recommendations are responsive to major needs that emerge during a planning cycle, including ways to increase flexibility in the process; and
 - Whether to formalize the bulk planning process consistent with the formalization of the regional planning process while ensuring flexibility to allow for time savings and responsiveness in the planning process.
- 4.4. Report back to the Ministry of Energy and Mines ("Ministry") on the above review of the regional and bulk planning process, including recommendations for any actions by the OEB (for example, proposed amendments to licences) or the Ministry to implement these improvements, by March 31, 2026.

Streamlined Processes

With respect to the Government of Ontario's objective of streamlining processes, the OEB shall:

5. In support of the rapid development of energy and capacity projects that are critical to broader government objectives, report back by December 31, 2025 on opportunities to streamline OEB-led processes.
6. In support of a more efficient grid-connection process for load customers, conduct a review of transmitter connection procedures and report back by December 31, 2025 on the reasonableness of timelines for steps within the connection procedures and opportunities to streamline and reduce overall connection timelines, including efficient coordination between transmitters and IESO, with consideration for potential transmitter performance standards.
7. Building on the work the OEB conducted to support the development of Electric Vehicle Charging Connections Procedures, conduct a review of other electricity distributor connection procedures and report back by December 31, 2025 on the reasonableness and timeliness of LDC procedures to connect customers, and opportunities to streamline processes.

8. Assess, in consultation with the IESO where appropriate, how best to provide additional clarity to customers and transmitters on transmission asset classification (e.g. network versus connection) for transmission projects, including those that are identified in regional or bulk plans and provide such guidance as the OEB deems appropriate.

Natural Gas Policy Statement

With respect to the Government of Ontario's objective of providing clarity on the future role of natural gas, the OEB shall:

9. Consider the government's Natural Gas Policy Statement to ensure the OEB appropriately considers the future role of natural gas in Ontario's economy. There is a need for an economically viable natural gas network – as the province builds a more diverse energy system – to attract industrial investment, to drive economic growth, to maintain customer choice and ensure overall energy system resiliency, reliability and affordability.

Emerging Energy Resources

With respect to the Government of Ontario's objective that the evolving energy landscape be well regulated, the OEB shall:

10. Report back by October 31, 2026 on the scope, timing and resourcing considerations for potential expansion of the OEB's mandate to reflect the evolving energy landscape. The report should consider the overall suitability and potential challenges of a mandate expansion that addresses the specific opportunities of:
 - Pipeline distribution of 100% gaseous hydrogen as an energy resource.
 - Carbon dioxide pipelines.
 - District energy systems.
 - Rate regulation for long-life electricity projects, such as pumped storage and other long-duration storage technologies, beyond those already prescribed by regulation.

Distributed Energy Resources

With respect to the Government of Ontario's objective of making energy affordable and empowering customers to participate in the energy system through distributed energy resources (DER), the OEB shall:

11. Review the valuation of DER, in consultation with the IESO, as appropriate, to identify recommendations or provide an update on actions by the OEB regarding the overall regulatory and compensation frameworks to appropriately reflect the system value of DER. This report back should be completed by March 31, 2026 and could include, but is not limited to, consideration of:
 - Compensation mechanisms that reflect the value of DER (e.g., value of DER (VDER) tariff, adders to reflect differences in regional and temporal value).
 - Demand/delivery charges for resources that provide grid services (e.g., DER and storage).
 - Procurement and program mechanisms that support cost-effective DER deployment at local and bulk levels.

12. Consult with the IESO, as appropriate, to identify roles and responsibilities for implementing DER valuation recommendations and explore opportunities for electricity distributor-led DER procurements. This report back should be completed by June 30, 2026.
13. Explore further opportunities to enable electricity distributors to recover investments in DER and non-wires solutions across electricity distributor boundaries where these investments yield broader benefits, in alignment with the DER valuation review noted above.
14. By June 30, 2026, ensure planning processes adequately consider cost-effective DER deployment, in consultation with the IESO as appropriate, through the following:
 - 14.1. Lead the review of local and regional planning processes to ensure DER are considered as viable options to meet needs.
 - 14.2. Consult with the IESO, who will lead the review of bulk system planning processes, to ensure alignment and consistent DER consideration across all planning levels.
 - 14.3. Based on the outcomes of the above review, identify through the planning processes areas that would benefit from targeted DER deployment (e.g., areas with high growth, distribution system constraints, or reliability issues).
15. Continue the effort to update DER connections processes by December 31, 2025 with consideration of the following objectives (among others):
 - Improve transparency on connection data and costs.
 - Improve DER connection timelines and connection costs, including the potential for simplified reviews and standardized fees for small projects.
 - Provide clearer guidance for electricity distributors on making upgrades to distribution infrastructure in areas with restricted hosting capacity for DER connections.
 - Establish clearer process for electricity distributors to work with DER developers to consider innovative solutions to address DER hosting capacity constraints (e.g., flexible hosting capacity arrangements).
16. Enhance data sharing practices between IESO, electricity distributors, and DER providers in a phased approach, which would consider the following:
 - 16.1. Establish standard data collection and sharing protocols for DER data (such as the type of installation, location, capacity, energy generated) to inform cost-effective DER deployment, including but not limited to, system planning, forecasting, valuation, developer investments, and customer uptake by June 30, 2026.
 - 16.2. OEB should incorporate, as the OEB considers appropriate, IESO's report back (expected by March 31, 2026) on high priority, near-term operational and planning related data sharing needs and IESO's plan for data sharing within the IESO's Enabling Resources Program.
 - 16.3. Continue to advance the OEB's ongoing work on distribution system capacity mapping to include the development of a consolidated provincial mapping platform across electricity distributors that, by December 31, 2025, describes both available capacity to accommodate new customer loads as well as hosting capacity to integrate new generating facilities.

- 16.4. Based on outcomes of the above work, the OEB should consider a future expansion of the consolidated mapping platform to a centralized DER data hub and consider approaches to share electricity distributor interconnection queue data.
17. Define a roadmap by December 31, 2025 for the potential development and implementation of Distribution System Operator (DSO) capabilities, commensurate with need, value, and the flexibility to adapt to evolving circumstances.
18. By December 31, 2025, explore and, where appropriate, move expeditiously to provide enhanced guidance to electricity distributors on incentive mechanisms for the use of DER as NWS.
19. Work with the Ministry and IESO to drive, through new and ongoing initiatives, prudent electricity distribution grid modernization that improves operational efficiencies, affordability and cost-effectiveness, increases reliability, cyber security and resilience to severe weather events, and supports increasing electricity demand on the distribution grid. The goal of this work is to facilitate electricity distributor investment in new cost-effective technology that benefit customers and modernize the operation of the distribution grid, so that the sector could be better positioned to explore new and innovative ways to deliver on their mandate and broader government priorities.

GENERAL

This Directive takes effect on the date it is issued.

DIRECTIVE DU MINISTRE

DESTINATAIRE : LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Je soussigné, Stephen Lecce, ministre de l'Énergie et des Mines, ordonne par les présentes à la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO » ou la « Commission ») en vertu du paragraphe 25.30 (2) de la *Loi de 1998 sur l'électricité* concernant la mise en œuvre du premier plan énergétique intégré intitulé *L'énergie pour les générations : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7*, concernant les questions relevant de la compétence de la Commission, ce qui suit :

Contexte

Le gouvernement de l'Ontario veille à ce que la province dispose de l'énergie dont elle a besoin pour alimenter une économie plus concurrentielle, autosuffisante et résiliente, soit une énergie abordable, sûre, fiable et propre.

Au cours des 25 prochaines années, la demande d'électricité de l'Ontario devrait augmenter de 75 pour cent ou plus, propulsée par une forte croissance économique, l'électrification des transports et de l'industrie et une population qui devrait augmenter à près de 21 millions de personnes. En même temps, la demande d'autres sources d'énergie, comme le gaz naturel, demeure forte, alors que les combustibles émergents comme l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable joueront un rôle croissant tandis que la province construit un système énergétique plus diversifié.

Pour rester compétitif dans une économie mondiale en constante mutation, l'Ontario doit s'assurer que l'intégralité de son système énergétique est axée sur la satisfaction de la demande croissante, pour toutes les sources d'énergie et tous les secteurs. Il s'agit donc de construire des infrastructures, d'attirer des investissements et de simplifier les approbations réglementaires. Il sera également nécessaire de mettre fin à la planification cloisonnée, le système énergétique de l'Ontario doit être planifié et fonctionner comme un seul système.

Au cours des sept dernières années, l'Ontario a pris des mesures décisives pour rétablir l'abordabilité, la stabilité et la prévisibilité de l'énergie. Ces mesures sont le résultat d'une approche qui tire parti d'une combinaison diversifiée de sources pour alimenter les foyers, les entreprises et les industries. Elles sont également éclairées par une série de rapports importants, par exemple : *Étude sur les voies de la décarbonisation*, *Alimenter la croissance de l'Ontario* et le rapport définitif du Comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie, *Perspectives de l'Ontario en matière d'énergie propre*, qui a préparé le terrain pour un avenir énergétique coordonné et intégré.

À l'automne 2024, le gouvernement a publié *Avenir énergétique abordable de l'Ontario : le besoin pressant en énergie*, un document de réflexion sur la façon dont la province peut adopter une

approche plus intégrée de la planification de l'énergie, s'assurer que l'Ontario peut répondre à ses besoins croissants en énergie et favoriser la croissance économique tout en réduisant les émissions. Cette vision a été mise en œuvre par la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, qui a modifié la *Loi de 1998 sur l'électricité* afin de rassembler l'électricité et les autres carburants dans un cadre de planification unique et intégré.

Le premier plan énergétique intégré de l'Ontario (le « plan »), *L'énergie pour les générations à venir : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* répond à ce mandat législatif. Il présente la stratégie à long terme de la province pour harmoniser le développement du système énergétique avec la croissance économique, l'abordabilité et la sécurité énergétique. La CEO jouera un rôle important dans la réussite de la mise en œuvre de nombreuses mesures déterminées dans le plan.

Conformément aux mesures déterminées dans *L'énergie pour les générations à venir*, il est demandé à la CEO de mettre en œuvre les initiatives du plan qui soutiennent la planification de la croissance, une planification du réseau et des processus d'approbation plus intégrés et rationalisés, une prise en compte appropriée du rôle futur du gaz naturel dans l'économie de l'Ontario, et une plus grande participation au système énergétique, y compris en permettant le déploiement rentable des ressources énergétiques décentralisées. La CEO devra rendre compte de ses conclusions à court et à moyen terme pour avancer aux étapes suivantes.

Directive

Par conséquent, conformément au paragraphe 25.30 (2) de la Loi et à l'article 35 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, j'ordonne par les présentes à la CEO ce qui suit :

Planification de la croissance

Concernant l'objectif du gouvernement de l'Ontario de planifier la croissance et l'électrification, la CEO est tenue de faire ce qui suit :

1. Prendre les mesures ci-dessous pour établir un forum permanent de partage de l'information sur la coordination gaz-électricité afin de soutenir la planification énergétique intégrée :
 - 1.1 Établir le cadre d'un forum permanent pour faciliter le partage d'information et de données techniques et d'autres formes de coordination afin de soutenir les processus de planification énergétique.
 - Dans le cadre de ce forum, la CEO définit les attentes en matière de partage de l'information, notamment en soutenant le partage de l'information à court terme et en établissant l'utilisation d'hypothèses et de scénarios cohérents à moyen terme.
 - La CEO encourage et, lorsqu'elle le juge approprié, demande aux principaux planificateurs du secteur de l'énergie et des secteurs connexes à l'échelle locale, régionale et du réseau de participer au forum. Les principaux planificateurs du secteur de l'énergie et des secteurs connexes comprennent la SIERE, les transporteurs et les distributeurs d'électricité et de

gaz naturel, les municipalités, les communautés autochtones, les planificateurs de transport et les planificateurs urbains.

- Concernant l'information partagée par le forum, la CEO, en consultation avec les planificateurs du secteur de l'énergie et des secteurs connexes, établit une approche claire pour le transfert des données et l'accès à celles-ci. Il peut s'agir des meilleures pratiques générales pour les formats de fichiers, les procédures, la prise en compte de la confidentialité, par exemple en clarifiant quelle information doit être partagée avec quelles entités et si l'information doit être publique ou si des accords de non-divulgaration sont nécessaires, et éventuellement en travaillant sur l'harmonisation des logiciels.

1.1. Lancer le forum au plus tard le 31 janvier 2026 et rendre compte des progrès, des résultats et de la modélisation des meilleures pratiques du forum d'échange de l'information d'ici le 30 septembre 2026.

- La fréquence, le format et les paramètres des réunions suivantes seront fixés par la CEO en fonction des divers besoins de planification des participants. D'autres attentes en matière de rapports seront communiquées dans de futures lettres de directives, s'il y a lieu.
- Il est entendu que les réunions du forum ou de ses sous-comités peuvent satisfaire d'autres exigences en matière de mobilisation des intervenants, lorsque la CEO le juge approprié.

2. Prendre les mesures ci-dessous pour s'assurer que la planification s'appuie sur plusieurs scénarios de demande et les meilleures pratiques de modélisation :

2.1. La CEO doit fixer les attentes pour que les distributeurs de gaz naturel et d'électricité commencent à incorporer plusieurs scénarios de demande à leurs cadres de planification et processus d'ici le 30 juin 2026 dans la mesure du possible. La CEO doit l'encourager et, lorsqu'elle l'estime approprié, l'exiger pour les demandes pertinentes déposées après le 1^{er} avril 2027. À cette fin, il faut au moins prévoir ce qui suit :

- Un scénario de référence qui reflète les tendances actuelles et les politiques d'électrification des transports, de l'industrie et d'autres domaines qui ont une incidence sur l'électricité et le gaz naturel, ainsi que les scénarios de demande élevée et faible qui reflètent les augmentations ou les baisses progressives raisonnables de la demande fondées sur des hypothèses appropriées et étayées.
- Inclure des évaluations qualitative et quantitative des risques et de l'incertitude, selon les besoins, pour chacun des scénarios.
- Il est entendu que lorsque la modélisation actuelle des scénarios respecte ou dépasse les exigences ci-dessus, aucune mesure supplémentaire n'est requise.
- Pour plus de clarté, les distributeurs de gaz naturel et d'électricité peuvent se servir de la modélisation des autres pour satisfaire l'exigence d'évaluer plusieurs scénarios.

2.2. Encourager, et lorsque la CEO le juge approprié, exiger que les distributeurs de gaz naturel et d'électricité mettent en œuvre ou poursuivent ce qui suit dans leurs cadres et processus de planification pour les demandes pertinentes déposées après le 1^{er} avril 2027, et fixer les

attentes pour que les services publics commencent à intégrer cette exigence d'ici le 30 juin 2026, dans la mesure du possible.

- Incorporer des projections de la croissance économique, y compris l'emploi, la population et le logement.
 - Incorporer des prévisions des dépenses des investissements futurs qui reflètent les hypothèses raisonnables des tendances du coût de revient, le cas échéant.
 - Tenir compte des incidences fréquentes et des conditions météorologiques exceptionnelles sur la résilience du réseau et s'assurer d'incorporer des prévisions des températures moyennes, maximales et minimales dans la modélisation de la demande.
 - Lorsque cela est pertinent et pratique, si un investissement, une politique ou un programme est destiné à faciliter le remplacement de combustible, prendre en compte les coûts et les avantages pour l'ensemble des systèmes énergétiques concernés.
3. Encourager et, lorsque la CEO le juge approprié, exiger que les distributeurs de gaz naturel à tarifs réglementés (EPCOR et Enbridge) et les distributeurs de gaz naturel à tarifs non réglementés (Kingston et Kitchener) participent aux processus de planification du réseau d'électricité lorsque les régions étudiées chevauchent leurs territoires de service.
4. Prendre les mesures suivantes pour mettre à jour le processus de planification régionale et d'ensemble afin de mieux répondre au rythme de croissance de la demande d'électricité, en particulier dans les régions à forte croissance :
- 4.1. Déterminer et, si la CEO l'estime nécessaire, entreprendre les étapes de soutien des améliorations des processus de la planification régionale et d'ensemble prévues aux points 4.1, 4.2, 4.3 et 4.4 de la directive du ministre à la SIERE du 11 juin 2025 afin de mieux répondre au rythme de croissance de la demande.
- 4.2. Déterminer et, si la CEO l'estime nécessaire, prendre les mesures pour exiger que les distributeurs d'électricité fournissent leurs dernières prévisions de la demande et toute information relative à la nouvelle croissance de la demande afin de soutenir la planification régionale chaque fois que le groupe de travail technique se réunit. Il est entendu que ce point soutient le point 4.2 de la directive du ministre à la SIERE du 11 juin 2025.
- 4.3. Entreprendre un examen, en se fondant sur les renseignements de la SIERE, du processus de planification régionale et d'ensemble afin de cerner d'autres améliorations susceptibles d'être apportées pour s'adapter au rythme de la croissance de la charge, y compris des recommandations pour ce qui suit :
- Aligner plus étroitement le processus de planification régionale et d'ensemble sur la croissance de la charge et sur la manière dont les prévisions de charge sont déterminées en vue de trouver des solutions et de recommander des améliorations du réseau;
 - Des moyens de gagner du temps et de s'assurer que les recommandations répondent aux besoins majeurs qui apparaissent au cours d'un cycle de planification, y compris les moyens d'accroître la flexibilité du processus;

- Décider s'il faut formaliser ou non le processus de planification d'ensemble, conformément à la formalisation du processus de planification régionale, tout en garantissant la flexibilité nécessaire pour permettre des gains de temps et de réactivité dans le processus de planification.

4.4. Rendre compte au ministère de l'Énergie et des Mines (le « ministère ») de l'examen mentionné ci-dessus du processus de planification régionale et d'ensemble, y compris des recommandations concernant les mesures à prendre par la CEO (par exemple, les modifications proposées aux permis) ou par le ministère pour mettre en œuvre ces améliorations, d'ici le 31 mars 2026.

Processus rationalisés

Concernant l'objectif du gouvernement de l'Ontario de rationaliser les processus, la CEO est tenue de faire ce qui suit :

5. Afin de soutenir l'élaboration rapide des projets d'énergie et de capacité essentiels pour les objectifs plus larges du gouvernement, faire rapport d'ici le 31 décembre 2025 sur les possibilités de rationaliser les processus dirigés par la CEO.
6. Afin de favoriser un processus de raccordement au réseau plus efficace pour les consommateurs, procéder à un examen des procédures de raccordement des transporteurs et présenter un rapport d'ici le 31 décembre 2025 sur le caractère raisonnable des délais pour les étapes des procédures de raccordement et sur les possibilités de rationaliser et de réduire les délais de raccordement généraux, y compris une coordination efficace entre les transporteurs et la SIERE, en tenant compte d'éventuelles normes de rendement des transporteurs.
7. En s'appuyant sur le travail effectué par la CEO pour soutenir l'élaboration des procédures de raccordement pour la recharge des véhicules électriques [Electric Vehicle Charging Connections Procedures], mener un examen des autres procédures de raccordement des distributeurs d'électricité et présenter un rapport d'ici le 31 décembre 2025 sur le caractère raisonnable et opportun des procédures des sociétés de distribution locale pour raccorder les clients, et sur les possibilités de rationaliser les processus.
8. Évaluer, en consultation avec la SIERE s'il y a lieu, la meilleure façon de clarifier pour les clients et les transporteurs la classification des actifs de transport (p. ex., réseau ou raccordement) pour les projets de transport, y compris ceux qui sont mentionnés dans les plans régionaux ou d'ensemble, et fournir les orientations que la CEO juge appropriées.

Déclaration de principe sur le gaz naturel

Concernant l'objectif du gouvernement de l'Ontario de clarifier le rôle futur du gaz naturel, la CEO est tenue de faire ce qui suit :

9. Examiner l'énoncé de politique sur le gaz naturel du gouvernement pour s'assurer que la CEO tient compte de manière appropriée du rôle futur du gaz naturel dans l'économie de l'Ontario. Il est nécessaire de disposer d'un réseau de gaz naturel économiquement viable, alors que la province bâtit un système énergétique plus diversifié, pour attirer les investissements industriels,

stimuler la croissance économique, maintenir le choix du consommateur et garantir la résilience, la fiabilité et l'abordabilité du système énergétique dans son ensemble.

Ressources énergétiques émergentes

Concernant l'objectif du gouvernement de l'Ontario de bien réglementer le paysage énergétique en mutation, la CEO est tenue de faire ce qui suit :

10. Rendre compte, d'ici le 31 octobre 2026, de la portée, du calendrier et des considérations relatives aux ressources en vue d'un éventuel élargissement du mandat de la CEO afin de tenir compte de l'évolution du paysage énergétique. Le rapport doit examiner la pertinence générale et les défis potentiels d'un élargissement du mandat qui tient compte des possibilités particulières suivantes :

- La distribution par pipeline d'hydrogène gazeux à 100 % comme ressource énergétique.
- Les pipelines de dioxyde de carbone.
- Les systèmes énergétiques de quartier.
- La réglementation tarifaire pour les projets d'électricité à longue durée de vie, comme le stockage par pompage et les autres technologies de stockage de longue durée, en plus de celles déjà prescrites par règlement

Ressources énergétiques décentralisées

Concernant l'objectif du gouvernement de l'Ontario de rendre l'énergie abordable et de permettre aux consommateurs de participer au système énergétique au moyen des ressources énergétiques décentralisées (RED), la CEO est tenue de faire ce qui suit :

11. Examiner l'évaluation des RED, en consultation avec la SIERE, s'il y a lieu, afin de formuler des recommandations ou une mise à jour sur les mesures prises par la CEO concernant l'ensemble des cadres réglementaires et de rémunération globaux afin qu'ils reflètent de manière appropriée la valeur des RED pour le système. Ce rapport doit être terminé d'ici le 31 mars 2026 et peut comprendre, sans s'y limiter, la prise en compte des éléments suivants :

- Les mécanismes de rémunération qui reflètent la valeur des RED (p. ex., la valeur des tarifs des RED (VRED), des majorations pour refléter les différences de valeur régionales et temporelles).
- Les frais de demande et de livraison pour les ressources qui fournissent des services de réseau (p. ex., RED et stockage).
- Les mécanismes d'acquisition et de programmes qui soutiennent le déploiement rentable des RED à l'échelle locale et du réseau.

12. Consulter la SIERE, s'il y a lieu, pour déterminer les rôles et les responsabilités de la mise en œuvre des recommandations d'évaluation des RED, et explorer les possibilités d'acquisitions des RED dirigées par les distributeurs d'électricité. Ce rapport doit être achevé d'ici le 30 juin 2026.

13. Étudier d'autres possibilités pour permettre aux distributeurs d'électricité de récupérer les investissements dans les RED et les solutions non filaires au-delà des frontières des distributeurs

d'électricité lorsque ces investissements produisent des avantages plus larges, conformément à l'examen de l'évaluation des RED mentionné ci-dessus.

14. D'ici le 30 juin 2026, s'assurer que les processus de planification tiennent compte adéquatement du déploiement rentable des RED, en consultation avec la SIERE s'il y a lieu, par les moyens suivants :

- 14.1. Diriger l'examen des processus de planification régionale et locale afin de s'assurer que les RED sont considérées comme des options viables pour répondre aux besoins.
- 14.2. Consulter la SIERE, qui dirige l'examen du processus de planification d'ensemble du réseau afin d'assurer l'alignement et la prise en compte cohérente des RED à tous les niveaux de planification.
- 14.3. En se fondant sur les résultats des examens mentionnés ci-dessus, déterminer, au moyen des processus de planification, les zones qui bénéficieraient d'un déploiement ciblé des RED (p. ex., les zones à forte croissance, les contraintes du réseau de distribution ou les problèmes de fiabilité).

15. Poursuivre l'effort de mise à jour des raccordements des RED d'ici le 31 décembre 2025 en tenant compte des objectifs suivants (entre autres):

- Améliorer la transparence sur les données et les coûts liés au raccordement.
- Améliorer les délais de raccordement des RED et les frais de raccordement, y compris la possibilité de simplifier les examens et de normaliser les frais pour les petits projets.
- Fournir des orientations plus claires aux distributeurs d'électricité sur la modernisation des infrastructures de distribution dans les zones où la capacité d'accueil pour les raccordements aux RED est limitée.
- Établir une procédure plus claire permettant aux distributeurs d'électricité de collaborer avec les promoteurs de RED afin d'envisager des solutions innovantes pour remédier aux contraintes de capacité d'accueil des RED (p. ex., des accords de capacité d'accueil flexibles).

16. Améliorer les pratiques de partage des données entre la SIERE, les distributeurs d'électricité et les fournisseurs de RED dans le cadre d'une approche progressive qui tiendrait compte des éléments suivants :

- 16.1. Établir des protocoles de collecte et de partage de données standard pour les données sur les RED (comme le type d'installation, l'emplacement, la capacité, l'énergie produite) afin d'éclairer le déploiement rentable des RED, notamment la planification du réseau, les prévisions, l'évaluation, les investissements des promoteurs et l'adoption par les clients, d'ici le 30 juin 2026.
- 16.2. La CEO doit intégrer, si elle le juge approprié, le rapport de la SIERE (prévu pour le 31 mars 2026) sur les besoins de partage de données hautement prioritaire et à court terme en matière d'exploitation et de planification, ainsi que le plan de la SIERE pour le partage de données dans le cadre de son Programme de ressources habilitantes.

- 16.3. Continuer à faire avancer les travaux en cours de la CEO sur la cartographie de la capacité des réseaux de distribution, afin d'inclure le développement d'une plateforme de cartographie provinciale consolidée pour tous les distributeurs d'électricité, d'ici le 31 décembre 2025, qui décrit à la fois la capacité à disposition pour répondre aux nouvelles consommations des clients et la capacité d'accueil pour intégrer de nouvelles centrales électriques.
- 16.4. En se fondant sur les résultats des travaux mentionnés ci-dessus, la CEO doit envisager une extension future de la plateforme de cartographie consolidée en un centre de données sur les RED centralisé, ainsi que des approches pour partager les données de file d'attente d'interconnexion des distributeurs d'électricité.
17. Définir, d'ici le 31 décembre 2025, une feuille de route pour le développement potentiel et la mise en œuvre des capacités des opérateurs de réseaux de distribution, en fonction des besoins, de la valeur et de la souplesse nécessaire pour s'adapter à l'évolution de la situation.
18. D'ici le 31 décembre 2025, étudier et, s'il y a lieu, agir rapidement pour fournir aux distributeurs d'électricité des orientations plus précises sur les mécanismes d'incitation à l'utilisation des RED en tant que solutions non filaires.
19. Travailler avec le ministère et la SIERE pour promouvoir, au moyen d'initiatives nouvelles et continues, une modernisation prudente du réseau de distribution d'électricité qui améliore l'efficacité opérationnelle, l'abordabilité et la rentabilité, accroît la fiabilité, la cybersécurité et la résilience face aux phénomènes météorologiques violents, et soutient la demande croissante d'électricité sur le réseau de distribution. L'objectif de ce travail consiste à faciliter l'investissement des distributeurs d'électricité dans de nouvelles technologies rentables qui bénéficient aux consommateurs et modernisent l'exploitation du réseau de distribution, afin que le secteur soit mieux placé pour explorer des moyens nouveaux et novateurs de remplir son mandat et de réaliser les priorités générales du gouvernement.

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

La présente directive entre en vigueur à la date de sa publication