

RAPPORT T1 2020 SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

JANVIER – MARS 2020
ÉLECTRICITÉ

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (T1)

19 928 MW

Établi le 17 janvier 2020, 18 h HNE

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (CDA)

19 928 MW

Établi au T1 – 17 janvier 2020, 18 h HNE

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau de transport d'énergie (T1)

Nucléaire	22,8 TWh	58,9 %
Hydroélectricité	9,6 TWh	24,9 %
Éoliennes	3,8 TWh	9,8 %
Gaz	2,3 TWh	6,0 %
Biocarburant	< 1 TWh	0,3 %
Solaire	< 1 TWh	0,3 %

Source : SIERE

Économies d'énergie (T1)

Total des économies nettes en période de pointe	28 MW
Total des économies nettes d'énergie	176 GWh

Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie A (¢/kWh)

	T1	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (Moyenne arithmétique)	1,38	1,38
Rajustement global (moyenne, catégorie A) ¹	5,97	5,97
Total	7,35	7,35

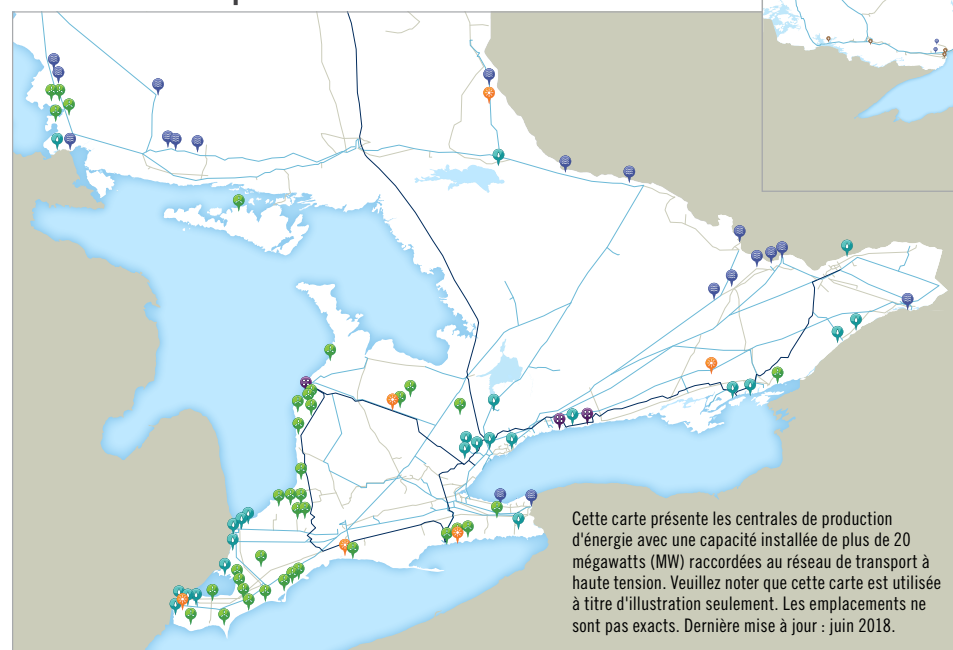
Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie B (¢/kWh)

	T1	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne pondérée)	1,44	1,44
Rajustement global (moyenne, catégorie B) ¹	11,14	11,14
Total	12,58	12,58

Source : SIERE

Réseau de transport de l'Ontario



Légende

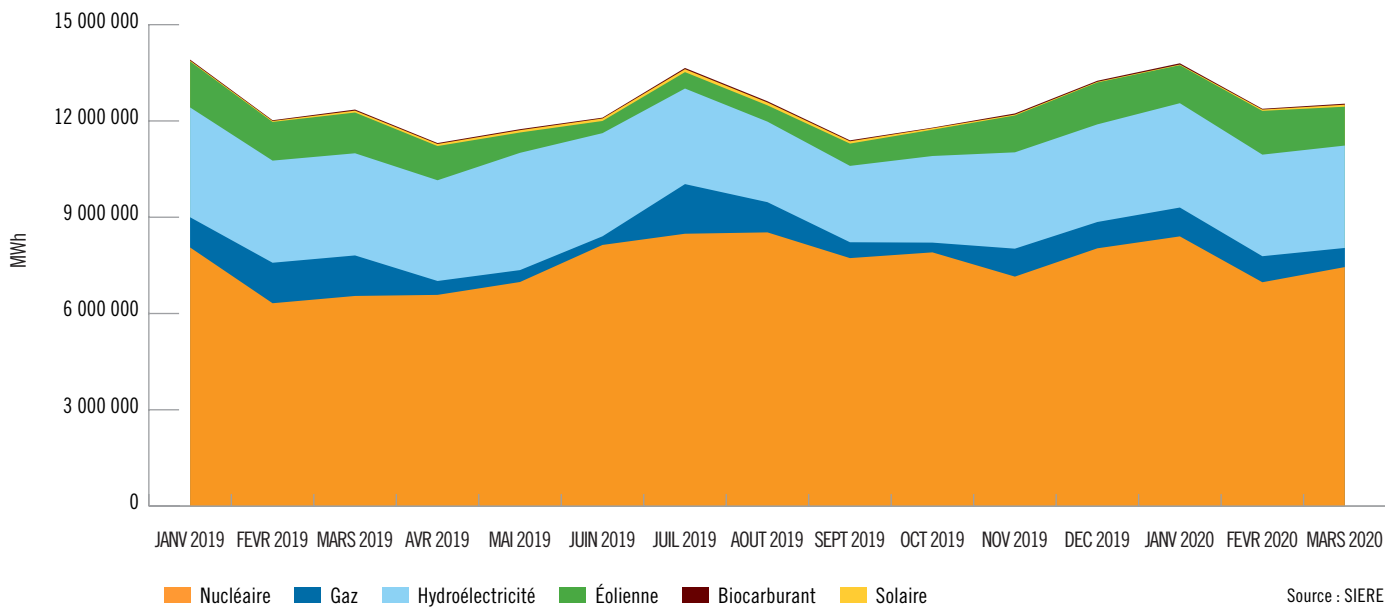
- Production nucléaire
- Production hydroélectrique
- Production au gaz
- Production éolienne
- Production issue de la biocarburant
- Production solaire
- Lignes de transport de 500 kV
- Lignes de transport de 230 kV
- Lignes de transport de 115 kV

1. Les clients de catégorie A sont de gros consommateurs d'électricité qui paient le Rajustement global, calculé à partir de leur consommation d'énergie pendant les cinq heures de l'année où la demande est la plus élevée. Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B. Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B et paient un rajustement global en fonction du volume.

Approvisionnement en électricité

Production mensuelle du réseau d'électricité par type d'énergie

Le réseau ontarien de production-transport d'électricité dispose de diverses sources d'approvisionnement : les centrales de base qui fonctionnent 24 h sur 24, les centrales de production d'énergie intermittente qui génèrent de l'électricité lorsque les conditions le permettent (notamment les centrales éoliennes et solaires), et les centrales souples pouvant adapter rapidement leur production à la consommation (notamment les centrales au gaz naturel).

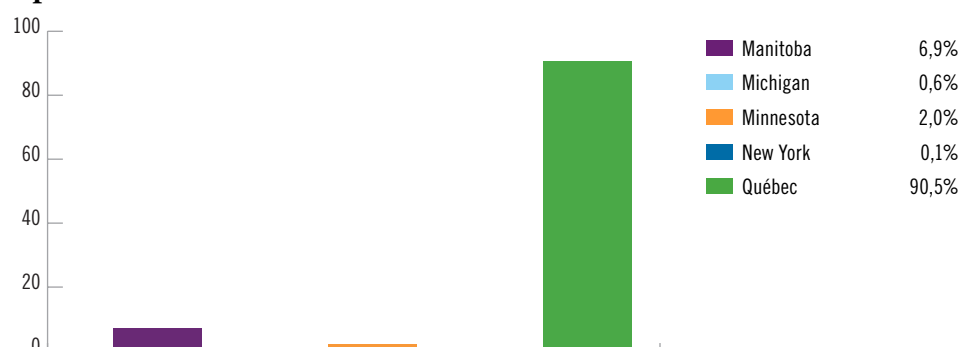


Les données ci-dessus sont extraites d'un rapport produit par la SIERE et disponible à l'adresse reports.ieso.ca/public/GenOutputbyFuelMonthly/PUB_GenOutputbyFuelMonthly.xml. Ce rapport s'appuie sur des données relatives aux livraisons afin de fournir des informations supplémentaires à tous les planificateurs autonomes et à toutes les centrales de production discontinue et en charge commandée de l'Ontario enregistrés en tant que participants du marché. Le rapport – qui tient compte de toutes les installations de production raccordées au réseau, en plus des centrales intégrées qui sont aussi enregistrées en tant que participants du marché – est publié mensuellement selon le calendrier de livraison physique.

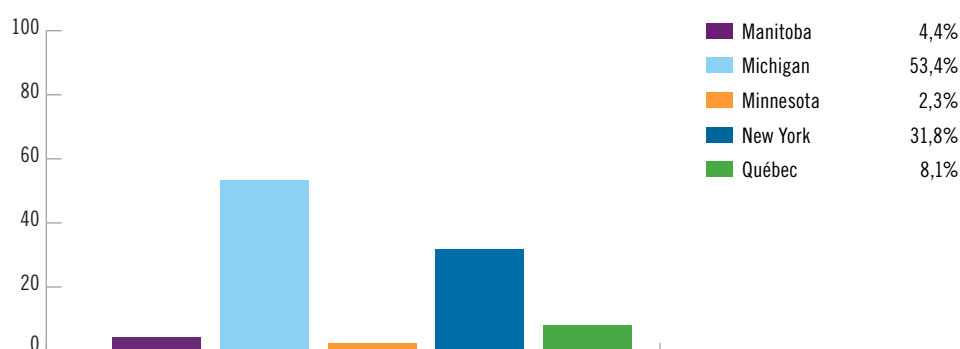
Importations et exportations

L'Ontario est raccordé à un large réseau stable de réseaux de transport couvrant l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la fiabilité du réseau et à l'efficacité économique. Les importations sont en concurrence avec la production ontarienne pour fournir de l'électricité au meilleur prix possible et pour répondre aux besoins de la province durant les périodes où la demande est élevée. L'Ontario exporte également de l'énergie lorsque c'est économique, ce qui permet de tirer des revenus pour compenser les coûts du réseau et de l'infrastructure et de maintenir la fiabilité du réseau en périodes de production excédentaire. L'Ontario importe et exporte son électricité depuis et vers deux provinces et trois états au moyen de 26 interconnexions. Son réseau d'électricité est interconnecté avec celui du Manitoba, du Michigan, du Minnesota, de l'État de New York et du Québec. La province peut donc faire le commerce de l'électricité dans tout l'est de l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la diversification des sources d'approvisionnement et à l'accroissement de la compétitivité.

Importations au T1



Exportations au T1



T1 (GWh)	Manitoba	Michigan	Minnesota	New York	Québec	Total
Quantités importées	83,95	7,23	24,01	0,89	1 105,17	1 221,25
Quantités exportées	244,41	2 933,30	126,11	1 746,61	447,54	5 497,97

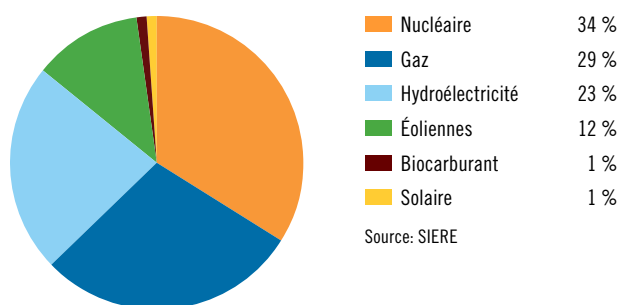
Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Source : SIERE

Capacité installée des centrales raccordées au réseau de transport d'énergie

Les changements apportés durant ce trimestre à la capacité installée des centrales raccordées au réseau de transport d'énergie sont révélateurs du processus de modernisation continue que connaît le domaine de l'électricité en Ontario. Bien que les centrales nucléaires, hydroélectriques et au gaz naturel représentent actuellement la grande majorité des sources d'approvisionnement, de nouvelles installations éoliennes, solaires et de biocarburant sont sans cesse raccordées au réseau. La liste de contrats de la SIERE liés à la production active (IESO Active Generation Contract List) fournit l'état de projets individuels portant sur l'approvisionnement en électricité au sein de différents programmes d'approvisionnement de la SIERE. Cette liste énumère uniquement les installations de production sous contrat avec la SIERE.

Capacité de production raccordée au réseau (T1)



Remarque : Les données incluent toutes les installations de production raccordées au réseau de transport d'électricité et les installations couplées au réseau de distribution qui sont des participants du marché. Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Le tableau ci-dessous présente la hausse de l'utilisation des ressources renouvelables pour produire de l'électricité dans la province.

Capacité de production raccordée au réseau

Année (MW)	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz*	Éoliennes	Biocarburant	Solaire	Total ¹
2020 - CDA	13 009	9 065	0	11 270	4 486	295	478	38 603
2019	13 009	9 065	0	10 277	4 486	295	424	37 555
2018	13 009	8 482	0	10 277	4 486	295	380	36 929
2017	13 009	8 490	0	10 277	4 213	495	380	36 863
2016	12 978	8 451	0	9 943	3 923	495	280	36 070
2015	12 978	8 432	0	9 942	3 504	495	240	35 591
2014	12 947	8 462	0	9 920	2 543	455	40	34 367

* La catégorie « Gaz » comprend les centrales qui fonctionnent au gaz naturel, au mazout ou aux deux, comme Lennox, NP Kirkland et NP Cochrane.

Remarque : Total de la production intégrée en exploitation commerciale sous contrat avec la SIERE au terme de chaque période. Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

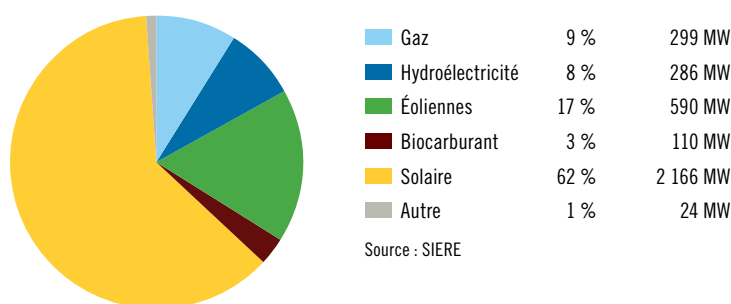
¹ Une faible quantité (180 MW estimés) de la capacité intégrée sous contrat provient d'une installation de production gérée par la SIERE (participant du marché) et figure par conséquent dans les totaux issus à la fois de la production raccordée au réseau et de la production intégrée sous contrat. Les totaux n'incluent pas la capacité de production intégrée non contractuelle, dont la production annuelle totale s'élève à environ 1 TWh.

Production intégrée (contrat avec la SIERE)

Les centrales intégrées injectent de l'électricité dans les réseaux de distribution locaux, ce qui contribue à réduire la demande sur le réseau de transport et à répondre à une partie des besoins des collectivités locales. Alors que l'éolien et le solaire fournissent la majorité de la production intégrée sous contrat, la SIERE a passé un marché pour un plus grand nombre de réseaux de production hydroélectrique, de production combinée chaleur-électricité et de production à partir de gaz naturel et de biocarburant qui seront également raccordés aux réseaux locaux de distribution.

À la fin du T1 2020, une production intégrée 3 476 MW était en exploitation commerciale dans les réseaux locaux de distribution.

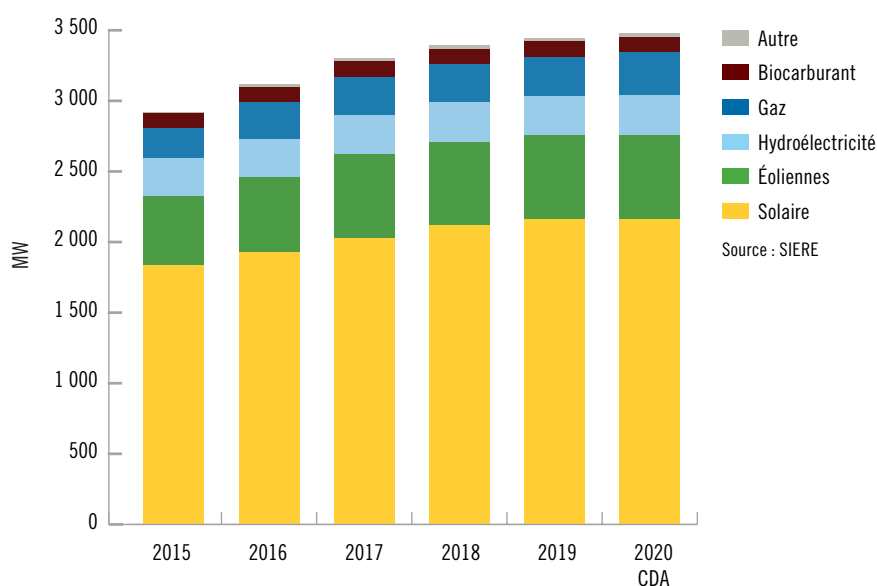
Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale (T1)



Remarque : Chacune des données ci-dessus est tirée du rapport d'avancement du T1 de la SIERE sur l'approvisionnement sous contrat.

Le tableau ci-dessous présente la hausse de l'utilisation de la production intégrée pour approvisionner en électricité les réseaux locaux de distribution de la province.

Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale



Remarque : Total de la production intégrée en exploitation commerciale sous contrat avec la SIERE au terme de chaque période. Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Les données ci-dessus sont tirées du rapport d'avancement de la SIERE sur l'approvisionnement par contrat. Le rapport fournit une mise à jour trimestrielle de l'état d'avancement des initiatives portant sur l'approvisionnement et les sources d'approvisionnement qui sont en cours d'élaboration ou en exploitation commerciale, par type d'énergie, et rassemble les capacités totales, telles qu'elles sont indiquées dans chaque contrat, ce qui diffère des valeurs de la capacité installée utilisée à des fins d'exploitation. Le rapport est disponible (en anglais) à l'adresse ieso.ca/power-data/supply-overview/transmission-connected-generation.

Total de la capacité de production raccordée au réseau et de production intégrée sous contrat

Les chiffres du tableau indiquent la capacité de production totale dans la province : capacité en service raccordée au réseau et capacité de production intégrée sous contrat avec la SIERE.

Année	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz	Éolienne	Biocarburant	Solaire	Autre	Total
2020 T1 (MW)	13 009	9 351	0	11 569	5 076	405	2,644	24	42 078
2020 T1 (%)	31 %	22 %	0 %	27 %	12 %	1 %	6 %	<1 %	

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Capacité disponible raccordée au réseau de transport au moment du pic

25 369 MW (T1)

Demande au moment du pic 19 928 MW (T1)

Obligation en matière de réserve de fonctionnement 1 985 MW (T1)

Demande minimale 11 120 MW (T1)

Source : SIERE

La capacité disponible correspond à la capacité installée totale raccordée au réseau, moins les provisions pour les réductions saisonnières, les pannes prévues et le manque de puissance des ressources limitées en énergie. Des réserves de fonctionnement sont requises pour garantir que la demande ontarienne prévue puisse être comblée avec un niveau de fiabilité suffisamment élevé. L'obligation en matière de réserve de fonctionnement correspond à la somme des sources d'approvisionnement nécessaires pour compenser la perte de la production de la plus importante source d'électricité en cas d'imprévu et celle de la moitié de la production de la source qui se classe juste derrière. Des renseignements supplémentaires sur les critères, les outils et la méthodologie utilisés par la SIERE pour réaliser des évaluations de l'adéquation des ressources figurent (en anglais) à l'adresse ieso.ca/power-data/market-summaries-archive.

Économies d'énergie

La combinaison du Cadre stratégique de priorité à la conservation de l'énergie, du Programme d'accélération pour le secteur industriel et du cadre provisoire devrait permettre de réaliser des économies de 8,7 TWh. Au T1 2020, les programmes de conservation et de gestion de la demande ont permis d'économiser 7 656 GWh d'électricité. Pour de plus amples renseignements sur les résultats trimestriels, veuillez consulter le rapport trimestriel de la SIERE sur les progrès réalisés en matière de conservation de l'énergie, accessible à partir du site Web des rapports de la SIERE sur la conservation de l'énergie : <http://ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports>.

Comme c'est souvent le cas au début de tous les cadres de conservation, les niveaux de participation au cadre provisoire ont mis du temps à augmenter à mesure que de nouveaux programmes étaient mis en œuvre, que les fournisseurs de programmes étaient intégrés et que les clients se familiarisaient avec les nouvelles offres de programmes. Les économies d'énergie et de demande réalisées grâce aux programmes du cadre provisoire devraient augmenter au fil du temps, à mesure que de nouveaux projets seront réalisés et que les niveaux de participation continueront à augmenter. Les économies réelles devraient continuer à s'accumuler jusqu'en 2021-2022, à mesure que les projets annoncés sont mis en œuvre.

Avant la crise sanitaire liée à la COVID-19, la SIERE prévoyait d'atteindre de manière rentable 100 % des objectifs en matière d'économies d'énergie et de demande. Aujourd'hui, la SIERE met à jour ses prévisions pour 2020 afin de tenir compte de la crise sanitaire liée à la COVID-19 et de ses répercussions sur les objectifs en matière d'économies d'énergie et de demande.

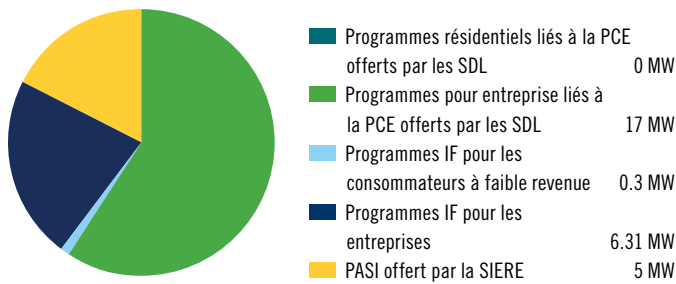
Évolution des économies d'énergie réalisées - Résultats (au T1 2020)¹

Évolution graduelle		2020 T1 Évolution graduelle*	2015 - 2020 T1 Évolution graduelle	Progrès réalisé par rapport à la cible pour 2020 (%)
Cadre PCE offert par les SDL et la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	17	888	-
	Économies d'énergie (GWh)	136	7 124	119
PASI offert par la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	5	128	-
	Économies d'énergie (GWh)	2	454	35
Programmes IF menés par la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	6,6	13,2	7,0
	Économies d'énergie (GWh)	38,4	78,3	5,5
Total des économies d'énergie réalisée	Total des économies en période de pointe (MW)	28	1 029	-
	Total des économies d'énergie (GWh)	176	7 656	-

¹Représente les économies réalisées au cours du trimestre avec une date de mise en service et non les économies reçues par la SIERE depuis le dernier rapport.
Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, les totaux peuvent ne pas concorder.

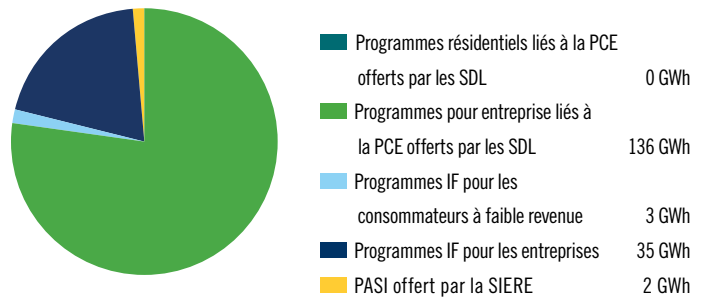
Économies d'énergie réalisées grâce aux programmes d'économies d'énergie des SDL (2020 T1)

Économies annuelles liées à la demande de pointe pour 2020



Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, les totaux peuvent ne pas concorder.

Économies d'énergie annuelles pour 2020



Source : SIERE

¹ Toutes les mesures liées à l'économie d'énergie énumérées ci-dessus sont présentées en tant qu'économies nettes qui tiennent compte de l'influence réelle du programme sur les participants (p. ex., estimation des économies réalisées sur les plans du resquillage et des pertes). De plus, toutes les économies présentées ci-dessus se poursuivront jusqu'à 2020 au niveau de l'utilisateur final (p. ex., tenue en compte des pertes subies par les lignes de distribution et de transport). Afin de faire coïncider les mesures liées à l'économie d'énergie avec celles se rapportant au niveau de la production d'électricité, les économies réalisées au niveau du système de distribution doivent être multipliées par 6,7 %, et les économies réalisées au niveau du système de transport doivent être multipliées par 2,5 %. Les résultats, qui n'ont pas été vérifiés, sont présentés en fonction des dates d'installation de projets se trouvant dans la période indiquée, et sont fondés sur les projets signalés et facturés à la SIERE au T1 2020.

Réponse à la demande (RD)

Les programmes de réponse à la demande et d'économies d'énergie pendant les périodes de pointe contribuent à réduire la consommation globale d'énergie de la province pendant ces périodes, ce qui profite au réseau d'électricité et permet aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité.

Depuis décembre 2015, la capacité de réponse à la demande (RD) est accordée dans le cadre d'un processus d'enchères concurrentielles. Cette enchère de RD représente une avenue à la fois transparente et rentable pour sélectionner les fournisseurs de services de RD les plus concurrentiels, tout en garantissant que tous les fournisseurs sont tenus aux mêmes obligations de rendement.

La vente aux enchères de RD tenue en décembre 2018 a permis d'obtenir 818,4 MW pour la période d'engagement estivale de six mois commençant le 1^{er} mai 2019 et 854,2 MW pour la période d'engagement hivernale de six mois commençant le 1^{er} novembre 2019.

Des renseignements supplémentaires sur la vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande sont disponibles à l'adresse ieso.ca/en/sector-participants/market-operations/markets-and-related-programs/demand-response-auction.

Économies lors des périodes de pointe

L'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) encourage les grands consommateurs à déplacer leur utilisation d'énergie en dehors des pics de demande sur le réseau. Les clients qui sont en mesure de réduire leur incidence sur ces périodes de pointe représentent un avantage pour le réseau, car ils réduisent le besoin de construire de nouvelles infrastructures. En 2017, on estime que l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industrie a permis de réduire la demande de pointe de 1 400 MW. Les clients participants se voient fixer un taux de rajustement global individuel, basé sur la contribution, en pourcentage, que représente leur demande par rapport aux cinq plus importants pics coïncidents sur le réseau et mesurés sur une période définie.

Le tableau ci-dessous présente les cinq plus importants pics de demande quotidiens pour la période de base la

plus récente, qui a débuté le 1^{er} mai 2018 et s'est achevée le 30 avril 2019.

**Cinq plus hauts pics de demande : Heures et consommation pour l'ensemble du réseau
(période de base : du 1^{er} mai 2018 au 30 avril 2019)**

Date	Heure de fin	Quantité d'énergie retirée allouée (MW)	Production intégrée (MW)	Injections dans les installations de stockage d'énergie (MWh)	Total (MW)
5 septembre 2018	17	22 551,315	1 076,151	0,446	23 627,020
5 juillet 2018	15	22 415,022	1 418,704	0,008	23 833,718
4 juillet 2018	18	22 122,730	734,709	0,393	22 857,046
28 août 2018	17	21 643,799	1 069,941	0,581	22 713,159
4 septembre 2018	17	21 379,327	803,919	0,759	22 182,487

Remarque : La valeur de la colonne Total (MW) correspond au nombre utilisé pour calculer le facteur de demande de pointe d'un client. Les valeurs ci-dessus sont utilisées pour la période d'ajustement allant du 1^{er} juillet 2019 au 30 juin 2020.

Source : SIERE

Vous trouverez de plus amples renseignements sur le suivi des pics de demande à l'adresse suivante (en anglais) : ieso.ca/sector-participants/settlements/global-adjustment-for-class-a

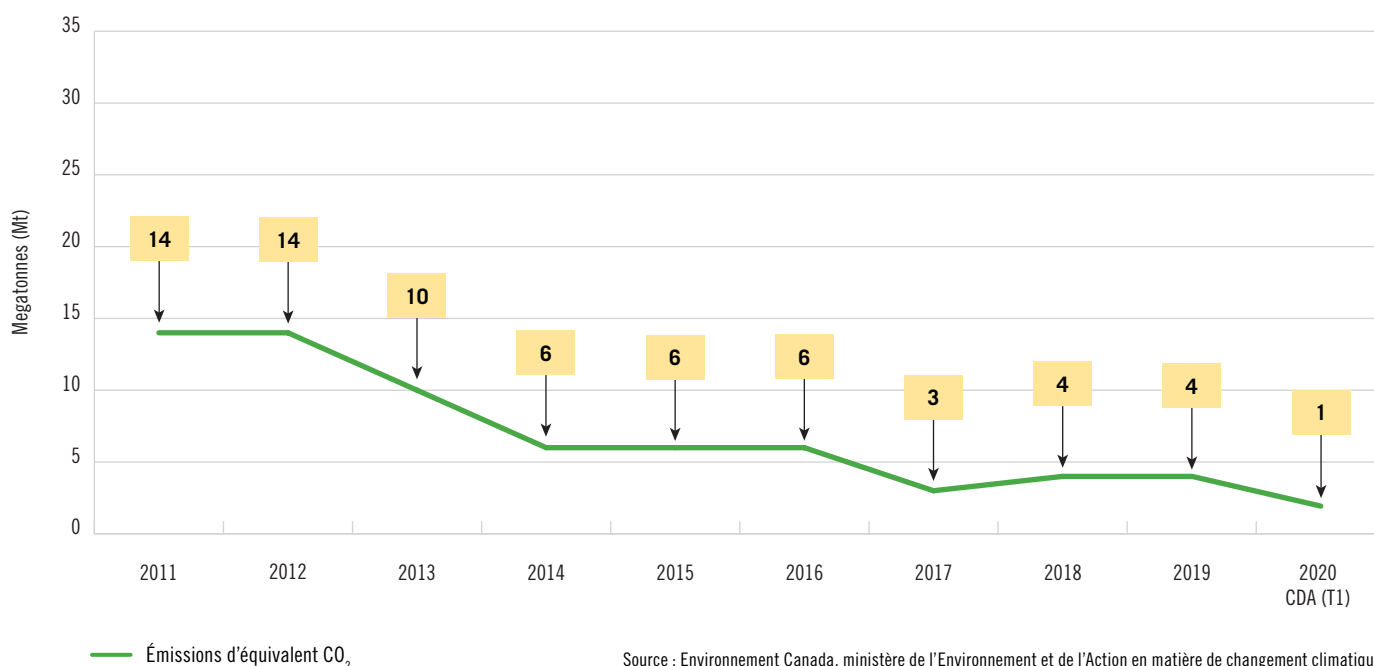
Vous trouverez de plus amples renseignements sur l'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) à l'adresse suivante (en anglais) : ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/global-adjustment/ici-background.pdf?la=en.

Émission de gaz à effet de serre

Le déclin marqué des émissions de gaz à effet de serre (mesuré en tonnes d'équivalent CO₂) est le résultat de l'élimination de la production d'électricité au charbon dans la province et de l'adoption de mesures de production renouvelable et de conservation. Les émissions d'oxydes de soufre (SO_x) – lesquelles qui sont principalement un sous-produit de la combustion du charbon – ont également montré une diminution marquée avec l'élimination de l'électricité au charbon.

Émissions de gaz à effet de serre pour le secteur de l'électricité de l'Ontario

Le tableau ci-dessous présente les émissions annuelles de gaz à effet de serre (mesurées en tonnes d'équivalent CO₂) pour les années 2010-2020. Depuis le début de l'année, les émissions de gaz à effet de serre au cours du T1 2020 ont totalisé environ un mégatonne (Mt).



Contaminants atmosphériques

Des contaminants atmosphériques, tels que les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x) et les particules fines (PM_{2,5}), sont également libérés dans l'air pendant la combustion des combustibles fossils.

Contaminants atmosphériques rejetés par le secteur de l'électricité de l'Ontario (tonnes)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SO _x Emissions	11,966	10,342	10,192	846	424	579	644	504	464	75
NO _x Emissions	18,198	19,867	17,973	11,448	10,355	9,323	5,695	5,924	6,010	1,445
PM _{2,5} Emissions	518	468	445	309	262	239	195	210	212	53

Source : SIERE, Environnement Canada.

Demande d'électricité

La consommation d'électricité est généralement le résultat de plusieurs facteurs qui ont chacun des répercussions différentes : certains augmentent la consommation (croissance démographique et changement économique), d'autres font baisser la consommation sur le réseau (économies d'énergie et production intégrée). D'autres encore font fluctuer la consommation (tarifs selon l'heure et Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel).

Les répercussions de chacun de ces facteurs sur la consommation d'électricité diffèrent selon les saisons et le moment de la journée. Même lorsque l'économie de l'Ontario est sortie de la récession de 2008, la demande d'électricité est restée stable. Cette tendance devrait persister, car les marges de capacité et d'énergie demeurent adéquates, notamment à cause du succès qu'a connu la mise en œuvre des programmes d'économies d'énergie.

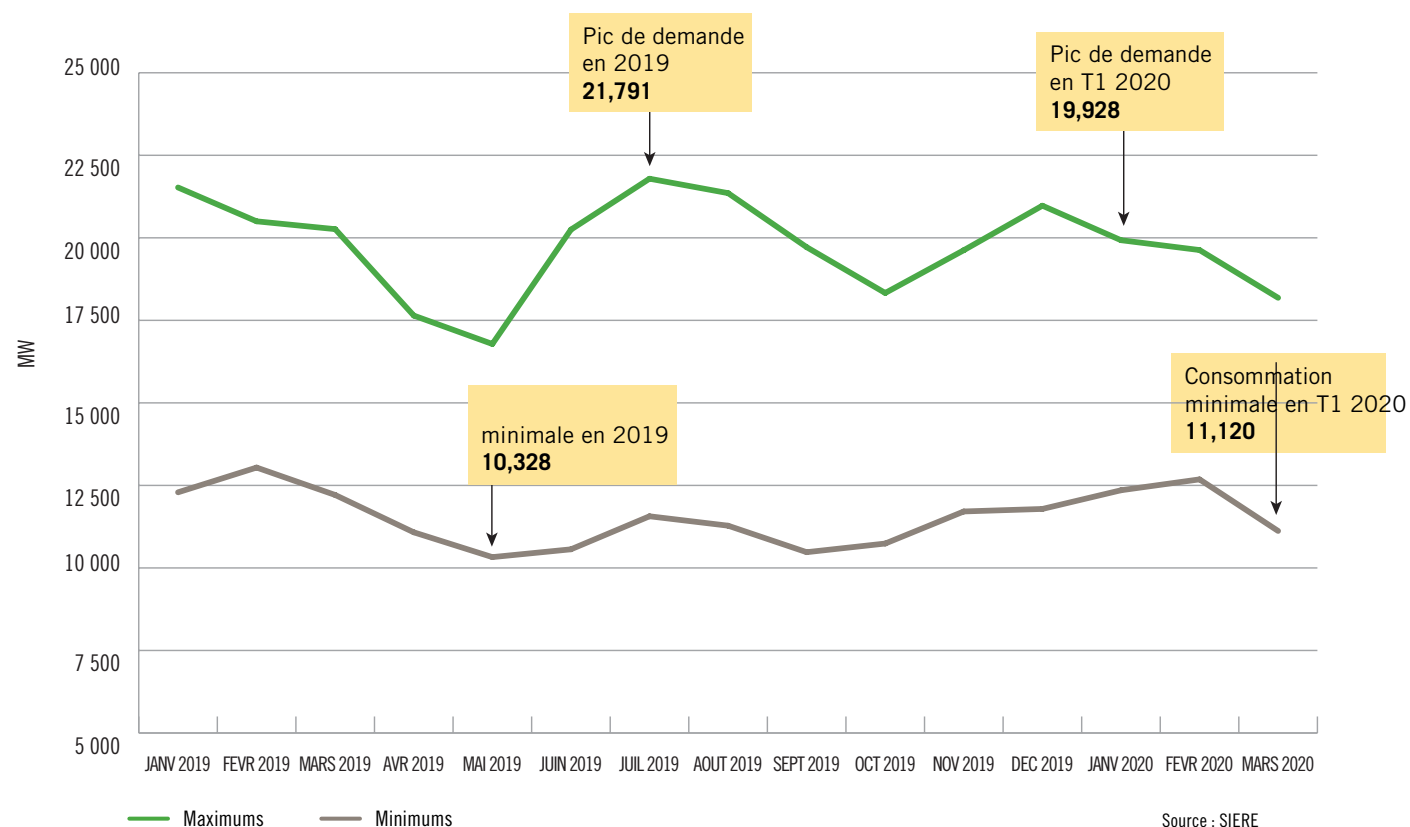
La croissance de la capacité de production solaire et éolienne intégrée et les programmes d'économies d'énergie continus réduisent les besoins en énergie provenant du réseau de production-transport, tout en exerçant une pression à la baisse sur les pointes de consommation en électricité.

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau pour le T1 en Ontario

19 928 MW

Établi pour le 17 janvier 2020 à 18 h (HNE)

Maximums et minimums mensuels en Ontario



Prévisions sur les pics de demande

La consommation d'électricité dans la province est prévue sur une période 18 mois. Une évaluation est effectuée pour s'assurer qu'il y a adéquation entre les installations de production réelles et proposées et celles de transport, de façon à répondre à la demande. Le tableau cidessous présente les prévisions météorologiques normales, habituellement associées à un pic durant cette période de l'année, et les prévisions météorologiques extrêmes qui reflètent les conditions météorologiques particulièrement mauvaises. Les répercussions des tarifs selon l'heure et de l'IEEMI, qui incitent les consommateurs à réduire leur consommation durant les périodes de pointe, sont également prises en compte dans les prévisions de demande établies dans ce rapport.

Saison	Pic lors de conditions météorologiques normales (MW)	Pic lors de conditions météorologiques extrêmes (MW)
Hiver 2019-20	21 115	22 288
Été 2020	22 138	24 500
Hiver 2020-21	21 160	22 456

Source : Perspectives de fiabilité de la SIERE.

Demande d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	T1 Total (TWh)
2020	34,41
2019	35,73
2018	35,02
2017	34,31
2016	35,16
2015	37,47
2014	38,35
2013	36,59

Remarque : Le total n'inclut pas l'impact de la production intégrée pour réduire la demande.

Source : Données sur l'électricité de la SIERE, aperçu de la demande.

Totaux historiques – Consommation annuelle d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	Total (TWh)	Variation par rapport à l'année précédente
2020	34,4	n/a
2019	135,1	-2,3
2018	137,4	5,3
2017	132,1	-4,9
2016	137,0	0,0
2015	137,0	-2,8
2014	139,8	-0,9

Remarque : Le total n'inclut pas l'impact de la production intégrée pour réduire la demande.

Source : Données sur l'électricité de la SIERE, aperçu de la demande.

Prix de l'électricité

Coût du produit

Le coût du produit se compose de deux éléments : le prix de gros (le prix horaire de l'énergie en Ontario) et le rajustement global. Le coût du produit ne constitue qu'une partie de la facture d'énergie totale.

Catégorie A

Mois (¢/kWh)	JANV 2019	FEV 2019	MARS 2019	AVR 2019	MAI 2019	JUIN 2019	JUIL 2019	AOUT 2019	SEPT 2019	OCT 2019	NOV 2019	DEC 2019	JANV 2020	FEVR 2020	MARS 2020	2020 CDA
PHEO*	2,64	2,71	2,67	1,48	0,70	0,37	2,05	1,48	1,34	0,65	1,96	2,06	1,39	1,40	1,34	1,38
Rajustement global (client de catégorie A)	5,32	5,43	4,81	6,37	6,42	7,18	5,94	6,72	5,75	6,28	5,13	5,30	5,66	6,06	6,18	5,97
Coût total du produit	7,96	8,14	7,48	7,85	7,12	7,55	7,99	8,20	7,08	6,93	7,09	7,36	6,93	7,09	7,36	7,35

*Moyenne (non pondérée) du prix horaire de l'énergie en Ontario pour refléter le profil de consommation typique (stable) de l'industrie.

Source : SIERE

Catégorie B

Mois (¢/kWh)	JANV 2019	FEV 2019	MARS 2019	AVR 2019	MAI 2019	JUIN 2019	JUIL 2019	AOUT 2019	SEPT 2019	OCT 2019	NOV 2019	DEC 2019	JANV 2020	FEVR 2020	MARS 2020	2020 CDA
PHEO*	2,78	2,79	2,73	1,56	0,76	0,48	2,19	1,61	1,43	0,72	2,07	2,19	1,48	1,45	1,39	1,44
Rajustement global (client de catégorie B)	8,09	8,81	8,04	12,33	12,60	13,73	9,65	12,61	12,26	13,68	9,95	9,32	10,23	11,33	11,94	11,14
Coût total du produit	10,87	11,60	10,77	13,89	13,36	14,21	11,84	14,22	13,69	14,4	12,02	11,51	14,4	12,02	11,51	12,58

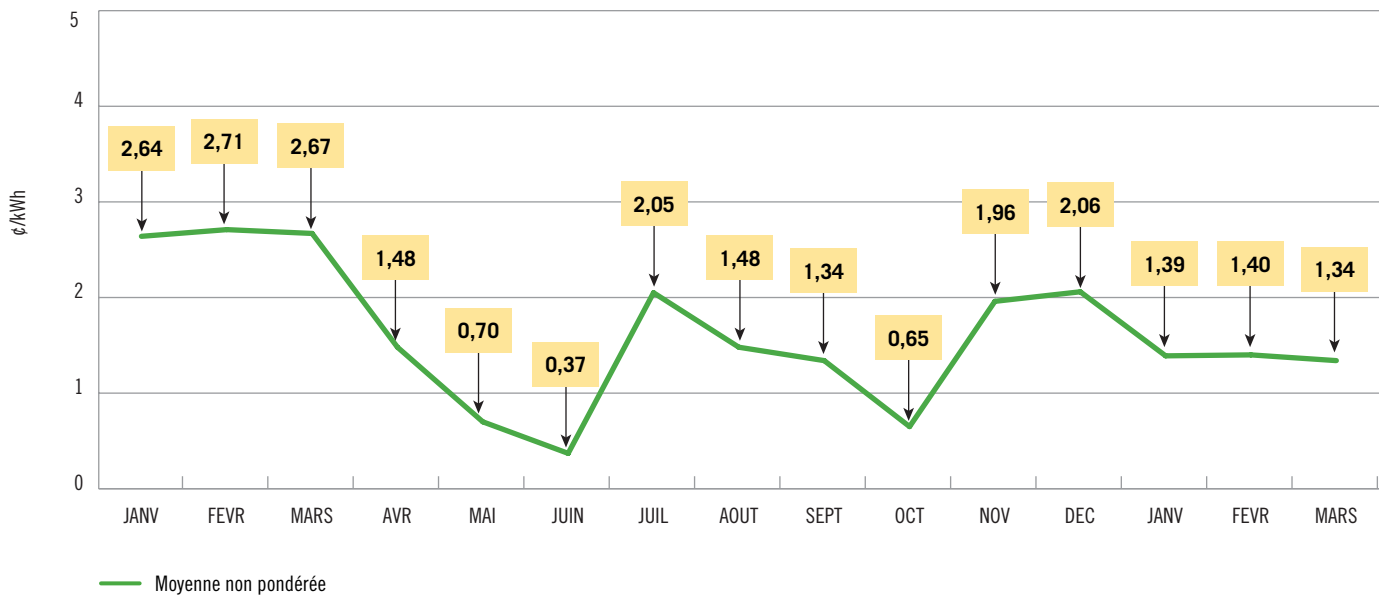
*Les moyennes sont établies en fonction de la quantité d'électricité consommée à grandeur de la province pour chaque heure afin de refléter de manière générale le profil de consommation pour les consommateurs de catégorie B (c.-à-d. du secteur résidentiel et commercial).

Source : SIERE

La somme des chiffres ne correspond pas aux totaux en raison des valeurs en dollar arrondies aux cents.

Prix de gros mensuel de l'électricité

Le prix de gros de l'électricité varie d'heure en heure. Le diagramme ci-dessous indique le prix moyen pour chaque mois. Le prix mensuel varie selon certains facteurs du marché de l'électricité qui font fluctuer son prix. Un prix moyen mensuel plus élevé exerce une pression à la baisse sur les coûts que le rajustement global doit permettre de recouvrer.



Source : SIERE

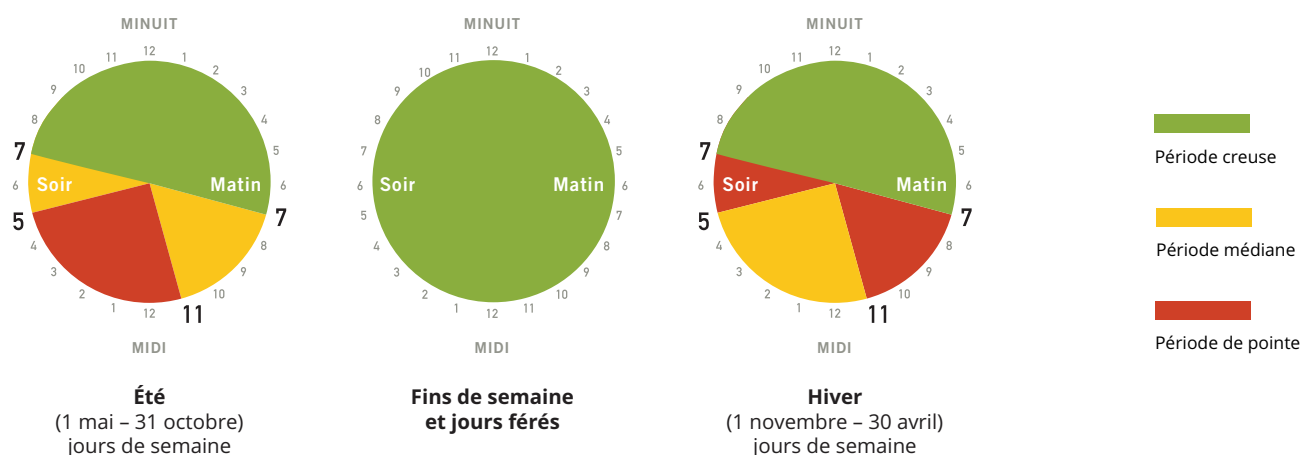
Tarifs selon l'heure d'après la grille tarifaire réglementée (GTR)

Conformément au mandat prévu par la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, la CEO a élaboré la grille tarifaire réglementée (GTR), qui fournit aux consommateurs résidentiels et aux petites entreprises un tarif d'électricité stable et prévisible tout en favorisant les économies d'énergie. La grille tarifaire est en vigueur depuis 2005. Les consommateurs assujettis à la GTR qui disposent de compteurs à tarification horaire (ou « intelligents ») admissibles, capables de déterminer à quel moment l'électricité est consommée dans la journée, paieront des tarifs basés sur la GTR, selon une formule de tarification horaire.

Les tarifs pour cette grille se basent sur trois périodes horaires par jour de la semaine. Ces périodes, illustrées dans la figure ci-dessous, sont appelées période creuse, période médiane et période de pointe. Les créneaux horaires de la période médiane et de la période de pointe diffèrent selon les mois d'été et d'hiver afin de tenir compte des habitudes de consommation électrique de ces saisons, comme expliqué ci-dessous. À compter du 1^{er} novembre 2019, la CEO a recommencé à fixer les prix des GTR en vertu de l'article 79.16 de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario. Au même moment, le gouvernement de l'Ontario a également introduit la « remise de l'Ontario pour l'électricité », qui offre une remise de 31,8 % sur le montant de la facture avant la TVH, ce qui compense largement les changements de prix de la GTR sur la ligne « Électricité ». Le 17 mars 2020, le gouvernement de l'Ontario a déclaré l'état d'urgence en vertu de la Loi sur la protection civile et la gestion des situations d'urgence pour lutter contre la propagation de la COVID-19. Le 24 mars 2020, le gouvernement a émis une ordonnance d'urgence en vertu de la Loi sur la protection civile et la gestion des situations d'urgence, fixant les prix en fonction de l'heure de pointe au prix de 10,1 ¢/kWh pour toutes les heures de la journée, sept jours sur sept. Cette tarification était en vigueur jusqu'au 31 mai 2020. Les prix ci-dessous reflètent les prix de la GTR qui ont été fixés le 1^{er} novembre 2019 et qui ont été en vigueur pendant la majeure partie de la période de déclaration du T1.

Heures de consommation d'été et d'hiver

Les périodes d'utilisation de la GTR sont différentes l'été et l'hiver pour refléter les variations saisonnières dans la consommation d'électricité par les abonnés. L'été, la consommation d'électricité est plus forte pendant les moments les plus chauds de la journée, quand les climatiseurs fonctionnent au maximum. L'hiver, lorsque la luminosité est moindre, les pics de consommation apparaissent deux fois par jour : la première le matin, quand les gens se réveillent et allument leurs lumières et appareils, et la deuxième le soir, quand les gens rentrent du travail. Les tarifs selon l'heure de consommation applicables depuis le 1^{er} janvier 2020 pour les consommateurs assujettis à la GTR qui disposent de compteurs intelligents admissibles sont présentés dans le tableau ci-dessous.



Source : CEO

Tarifs selon l'heure de la GTR en vigueur le 1^{er} novembre 2019

Tarifs selon l'heure de la GTR	Période creuse	Période médiane	Période de pointe	Prix moyen
Prix (¢)	10,1	14,4	20,8	12,8

Exemple de facture mensuelle résidentielle

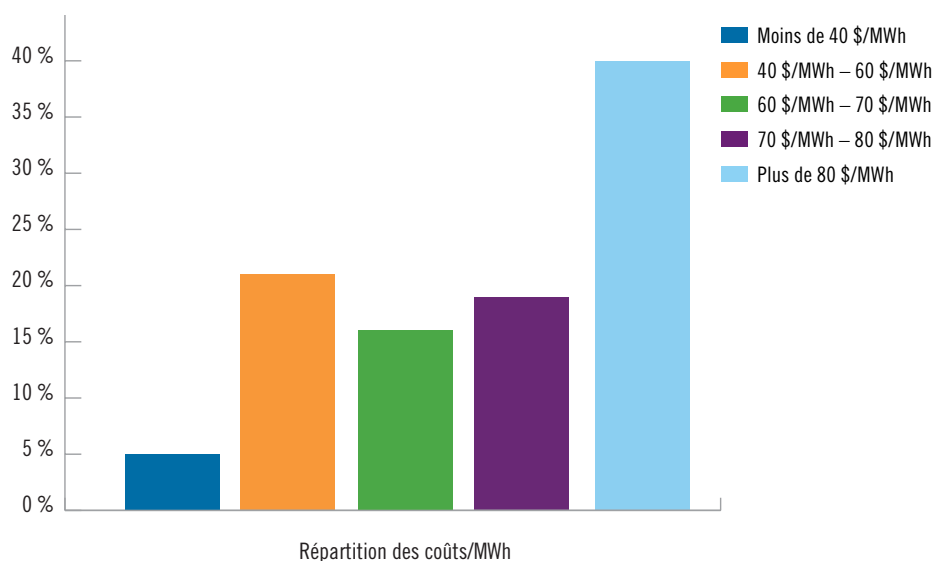
Janvier 2020, avec distribution moyenne	\$/700 kwh
Électricité	89,62
Livraison La CEO a calculé le tarif moyen de distribution	42,52
Pertes	4,55
Réglementation	3,12
TVH	18,18
ROE	(44,46)
Total de la facture	113,53

Ce tableau montre la facture mensuelle d'un client résidentiel facturé selon la GTR et l'heure de consommation. Sa consommation mensuelle s'élève à 700 kWh dont 64 % en période creuse, 18 % en période médiane et 18 % en période de pointe. Les frais de livraison et de réglementation sont des frais moyens pondérés, calculés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). Les pertes en ligne sont calculées en fonction du facteur de perte moyen pondéré, établi par la CEO. Les frais de livraison et les pertes en ligne varient selon le service public. Pour de plus amples renseignements, consultez la Calculatrice de facture de la CEO à l'adresse <https://www.oeb.ca/fr/protection-des-consommateurs/contrats-dapprovisionnement-en-energie/calculatrice-de-facture>.

Tarifs de l'électricité dans le secteur industriel de l'Ontario

Les consommateurs industriels d'électricité peuvent être soit raccordés directement au réseau de transport à haute tension, soit approvisionnés par leur distributeur local (p. ex., Toronto Hydro). Les clients raccordés directement ne paient pas de frais de distribution, ce qui réduit leur facteur d'électricité. Le tableau ci-dessous illustre la répartition des tarifs globaux moyens pour tous les consommateurs de l'Ontario raccordés directement au réseau pour 2019. En Ontario, les tarifs d'électricité pour les gros consommateurs industriels varient en fonction de chaque consommateur, car ils reposent sur la consommation individuelle. D'une manière générale, moins un grand consommateur industriel consomme de l'énergie en période de pointe, plus il diminue son incidence sur le réseau d'électricité de la province et plus il réduit sa facture d'électricité. Pour la plupart, le coût du produit tient compte à la fois de la valeur marchande fluctuante et du rajustement global, calculé à partir de la consommation d'énergie en période de pointe.

Tarifs de l'électricité pour les clients industriels raccordés au réseau de transport² (2019)



Le tableau ci-dessous présente les tarifs globaux moyens d'électricité pour un client industriel raccordé au réseau de distribution dans plusieurs zones de desserte.³

Tarifs de l'électricité pour les clients industriels raccordés au réseau de distribution (2020)

\$/MWh	Windsor (EnWin)	Hamilton (Alectra)	Ottawa	Sudbury	Toronto*
PHEO**	13,84	13,86	13,87	14,38	13,88
Rajustement global - Catégorie A	59,93	60,02	60,03	62,25	60,08
Livraison	11,38	20,27	20,10	14,87	23,94
Réglementation	3,92	3,92	3,92	4,07	3,93
Tarif global	89,07	98,07	97,92	95,57	101,83

* Pour estimer le coût de distribution pour un client industriel de Toronto, on part du principe que 1 kVA est égal à 1 kW, aux fins de facturation.

Source : SIERE et CEO

** PHEO est basé sur une moyenne arithmétique trimestrielle (de janvier au 31 mars 2020). Le Rajustement global figurant dans le tableau est une moyenne de tous les clients de catégorie A raccordés au réseau de distribution entre janvier et mars 2020. Les deux quantités ont été ajustées pour tenir compte des pertes à l'aide du facteur de perte dans le cadre du comptage primaire de chaque distributeur.

Remarque : La redevance de liquidation de la dette a pris fin pour tous les consommateurs d'énergie le 31 mars 2018.

2 N'inclut pas le Programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord.

3 Les données de ce tableau sont celles d'un client hypothétique ayant une demande de pointe mensuelle de 5 mégawatts et un facteur de charge de 85 %, reflétant les frais de livraison et de réglementation en vigueur au T4 de 2017. Le facteur de charge est le rapport entre la quantité d'énergie utilisée sur une période donnée et l'énergie qui aurait été utilisée si le client avait eu une consommation maximale pendant toute la période. On tient pour acquis qu'un mois est composé de 30 jours.

Prix indicatifs de l'électricité en 2019 pour le secteur industriel (¢ CA/kWh)

Le tableau ci-dessous compare les prix indicatifs au détail de l'électricité pour le secteur industriel dans les différentes administrations d'Amérique du Nord. À titre de référence, les chiffres fournis pour le sud de l'Ontario reflètent le prix moyen pour avril 2019. Les chiffres fournis pour le nord de l'Ontario sont basés sur les mêmes données, auxquelles s'ajoute une réduction de 2 % par kilowattheure, en vertu du Programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord. Voir la note de bas de page pour de plus amples détails.

Administration	Coût	Administration	Coût	Administration	Coût
1 Québec	5,79	23 Arizona	8,08	45 Wisconsin	10,17
2 Manitoba	5,87	24 Missouri	8,14	46 Île-du-Prince-Édouard	10,24
3 Oklahoma	6,09	25 Alabama	8,24	47 Maryland	10,25
4 Washington	6,18	26 Oregon	8,37	48 Minnesota	10,36
5 Nord de l'Ontario	6,84	27 Ohio	8,38	49 Delaware	10,44
6 Texas	6,83	28 Colombie-Britannique	8,51	50 Moyenne des É.-U.	10,58
7 Nevada	6,92	29 Wyoming	8,58	51 Nouvelle-Écosse	11,02
8 Kentucky	6,93	30 Pennsylvania	8,69	52 Dakota du Nord	11,18
9 Géorgie	7,19	31 Nouveau-Brunswick	8,74	53 District de Columbia	11,28
10 Louisiane	7,19	32 Terre-Neuve-et-Labrador	8,82	54 Alberta	12,87
11 New York	7,29	33 Sud de l'Ontario	8,84	55 Maine	12,98
12 Iowa	7,37	34 Illinois	8,95	56 New Jersey	13,54
13 Utah	7,39	35 Moyenne au Canada	9,03	57 Vermont	13,95
14 Tennessee	7,50	36 Virginie	9,22	58 Californie	14,68
15 Caroline du Nord	7,54	37 Kansas	9,56	59 New Hampshire	17,37
16 Caroline du Sud	7,54	38 Colorado	9,57	60 Connecticut	18,88
17 Idaho	7,54	39 Michigan	9,60	61 Massachusetts	19,17
18 Arkansas	7,55	40 Saskatchewan	9,62	62 Rhode Island	21,17
19 Montana	7,67	41 Indiana	10,04	63 Alaska	24,45
20 Nouveau-Mexique	7,70	42 Nebraska	10,06	64 Hawaï	35,52
21 Virginie occidentale	8,04	43 Dakota du Sud	10,15		
22 Mississippi	8,07	44 Floride	10,15		

Remarque : Les estimations peuvent différer des coûts réels pour un consommateur selon son emplacement, son branchement et ses caractéristiques opérationnelles particulières. Les prix excluent les taxes et la participation à tout programme de prestations gouvernemental applicable.

Le prix pour l'Ontario est fondé sur les données d'avril 2019 et comprend le tarif horaire de l'énergie en Ontario, le rajustement global de classe A, la distribution et les tarifs de service des marchés de gros.

Tous les autres tarifs canadiens sont tirés des ressources de comparaison des tarifs d'Hydro-Québec, et ce, pour les tarifs des compagnies de distribution locales desservant des villes particulières, en vigueur le 1^{er} avril 2019, et reflètent les données pour un consommateur de 5 MW, pour lequel le facteur de charge est de 65 %. Lorsqu'HydroQuébec précise les tarifs pour deux villes d'une même province (p. ex. Calgary et Edmonton), la moyenne des deux est utilisée; dans le cas des provinces pour lesquelles une seule ville est présentée (p. ex. Vancouver en C.-B. et Montréal au Qc), alors ce seul tarif est utilisé pour représenter la province, à des fins de comparaison. Pour les territoires des É.-U., les données sont celles d'avril 2019, tirées d'un sondage de la US Energy Information Administration, mené auprès d'environ 500 des plus importantes compagnies d'électricité du pays. Les tarifs reflètent les recettes moyennes soumises par le réseau public de distribution d'électricité, en fonction de l'électricité vendue au secteur industriel. La valeur représente un tarif au détail estimé, mais ne reflète pas nécessairement le prix facturé à un consommateur individuel. Les tarifs sont convertis à un cours de change de 1 \$ US = 1,34 \$ CA.

Nouveauté en matière d'électricité

Voici quelques rapports et publications sur l'électricité.

Renseignements	Publié par	Date
 Perspectives de fiabilité (en anglais)	SIERE	Le 20 juin 2019
 Rapport d'économie d'énergie trimestriel (T2 & T3 2019) (en anglais)	SIERE	Le 21 novembre 2019
 Rapport d'avancement sur l'approvisionnement en électricité sous contrat (T4 2019) (en anglais)	SIERE	Le 24 mars 2020
 Rapports de rendement de Pickering (T1 2020)	OPG	16 juin 2019
 Rapports de rendement de Darlington (T1 2020)	OPG	16 juin 2020
 Résultats financiers trimestriels de l'OPG (T1 2020)	OPG	12 mai 2020
 Rapport sur le rendement de la remise à neuf de Darlington (T1 2020)	OPG	12 mai 2020
 Power News – Special Edition – COVID-19	OPG	24 avril 2020
 Rapport trimestriel d'Hydro One (T4 2019)	Hydro One	9 août 2019
 Rapport sur les résultats de 2018 concernant l'aide financière d'urgence du Programme AIE	CEO	13 janvier 2020
 Rapport définitif du personnel de la Commission, Consultation pour l'examen des plans d'approvisionnement en gaz naturel	CEO	26 mars 2020

* Les rapports complets sur la remise à neuf ne sont plus publiés sur OPG.com. Un rapport de mise à jour est publié à la place.