

RAPPORT T1 2017 SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

JANVIER – MARS 2017
ÉLECTRICITÉ

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

20 372 MW

relevé le 9 janvier 2017 à 18 h, HAE

Source : SIERE

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

Nucléaire	22,5 TWh	61,0 %
Hydroélectricité	9,5 TWh	25,8 %
Éoliennes	3,7 TWh	9,4 %
Gaz	1,2 TWh	3,2 %
Biocarburant	<1 TWh	0,3 %
Solaire	<1 TWh	0,3 %

Source : SIERE

Économies d'énergie (T1)

Total des économies nettes en période de pointe	12 MW
Total des économies nettes d'énergie	99 GWh

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (pour 2017)

20 372 MW

relevé au T1 le 9 janvier 2017 à 18 h, HAE

Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie A (¢/kWh)

	T1	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne non pondérée)	2,17	2,17
Rajustement global (moyenne, catégorie A) ¹	4,20	4,20
Total	6,37	6,37

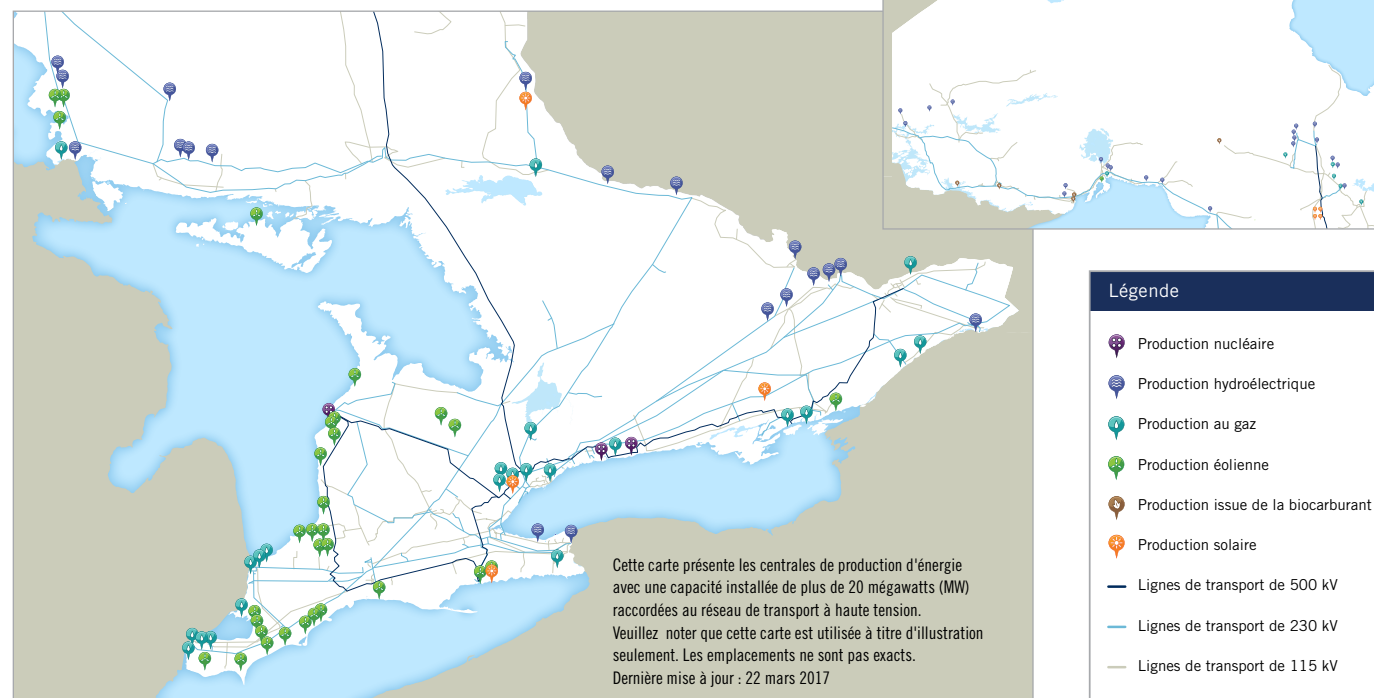
Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie B (¢/kWh)

	T1	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne pondérée)	2,29	2,29
Rajustement global (moyenne, catégorie B) ¹	8,00	8,00
Total	10,29	10,29

Source : SIERE

Réseau de transport de l'Ontario

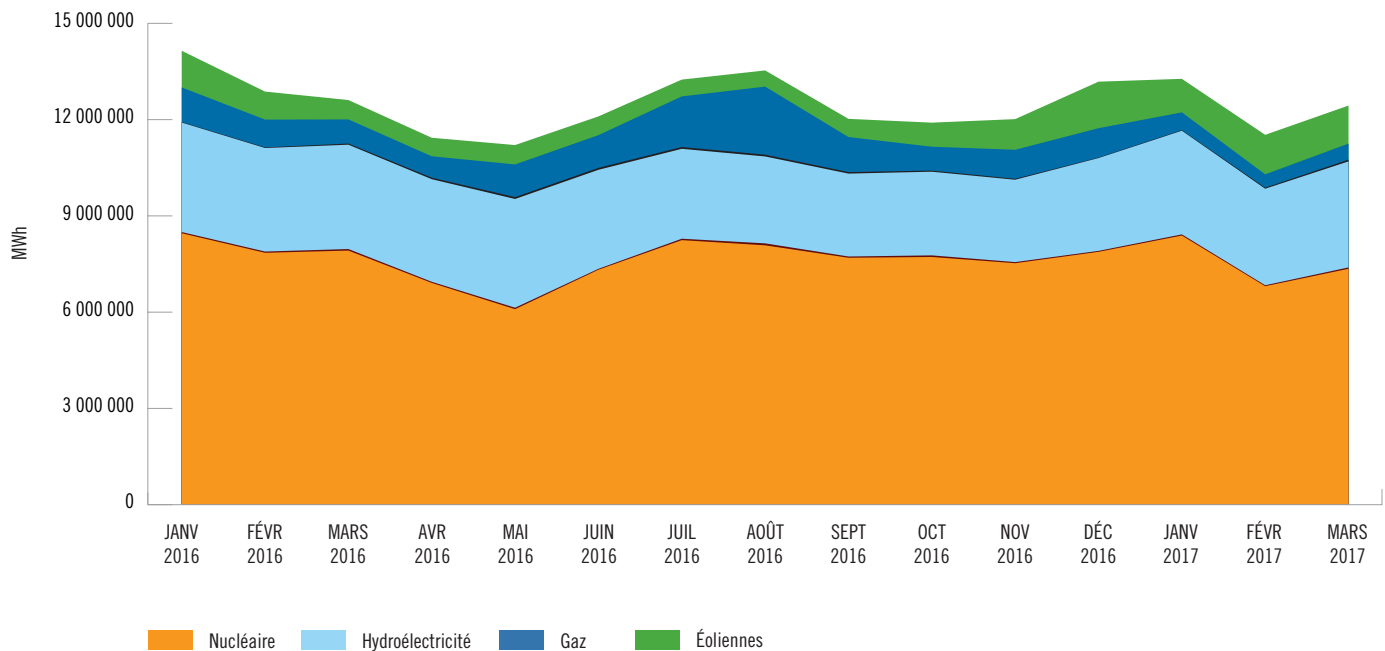


1. Les clients de catégorie A sont de gros consommateurs d'électricité qui paient le Rajustement global, calculé à partir de leur consommation d'énergie pendant les cinq heures de l'année où la demande est la plus élevée. Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B.

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).



Remarque : Les valeurs totales en MW ayant été arrondies, elles peuvent ne pas concorder avec les totaux de la somme des colonnes.

Source : SIERE

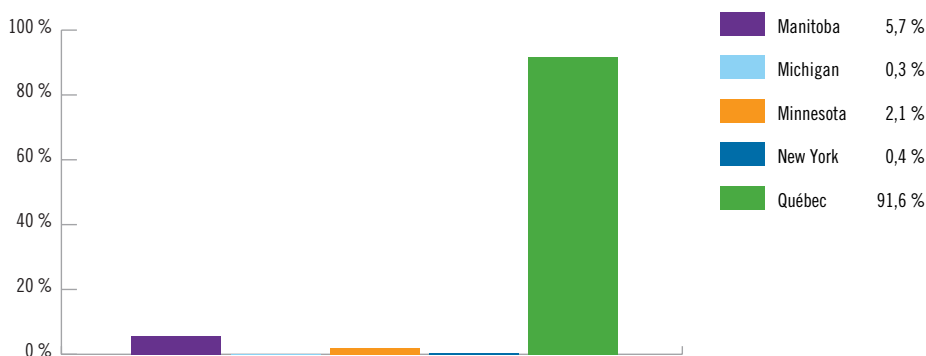
Les données ci-dessus sont extraites d'un rapport produit par la SIERE et disponible à l'adresse reports.ieso.ca/public/GenOutputbyFuelMonthly/PUB_GenOutputbyFuelMonthly.xml. Ce rapport s'appuie sur des données relatives aux livraisons afin de fournir des informations supplémentaires à tous les planificateurs autonomes et à toutes les centrales de production discontinuée et en charge commandée de l'Ontario enregistrées 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

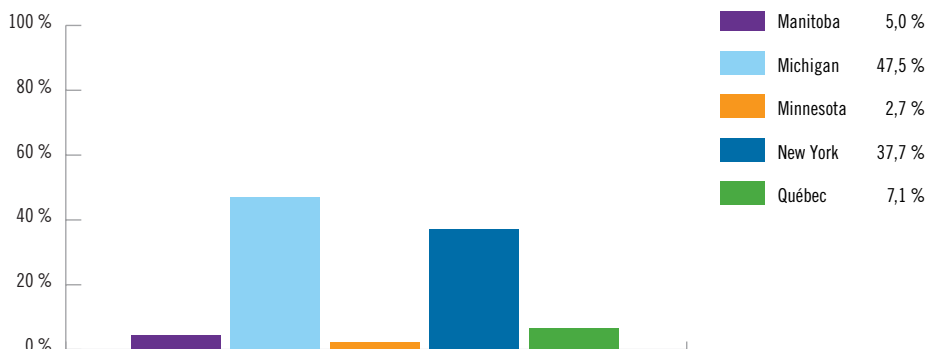
L'Ontario est raccordé à un large réseau stable de réseaux de transport couvrant l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la fiabilité du réseau et à l'efficacité économique. Les importations sont en concurrence avec la production ontarienne pour fournir de l'électricité au meilleur prix possible et pour répondre aux besoins de la province durant les périodes où la demande est élevée. L'Ontario exporte également de l'énergie lorsque les prix sont plus élevés, ce qui permet de tirer des revenus qui aident à compenser les coûts du réseau et de l'infrastructure et à 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.

Quantités importées



Quantités exportées



Q1 (GWh)	Manitoba	Michigan	Minnesota	New York	Québec	Total
Quantités importées	126,7	5,61	46,85	8,72	2 040,36	2 228,24
Quantités exportées	259,12	2 439,36	137,07	1 938,68	363,1	5 137,34

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.

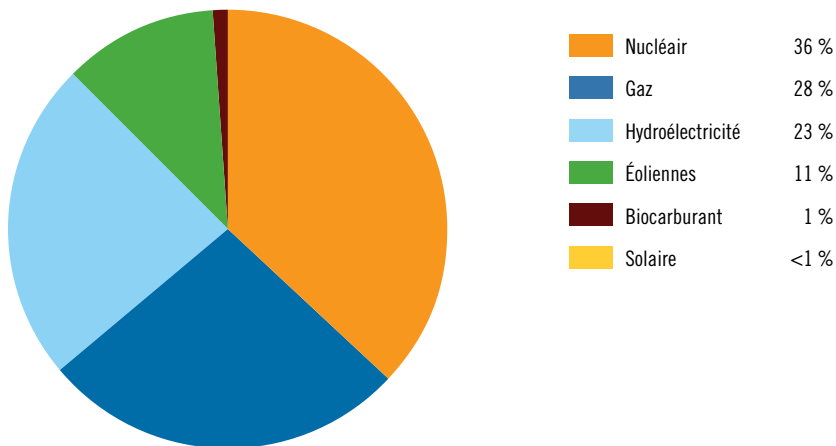
La liste de contrats de la SIERE liés à la production active ([IESO Active Generation Contract List](#)) fournit l'état de projets individuels portant sur l'approvisionnement en électricité au sein de différents programmes d'approvisionnement de la SIERE. Cette liste énumère uniquement les installations de production sous contrat avec la SIERE.

Nouvelles installations enregistrées au cours du T1

La mise en service et l'entrée sur le marché des projets suivants sont achevées. Ces projets sont intégrés à la capacité installée totale des centrales qui participent au marché de la SIERE :

- Bow Lake Phase 1 & 2b (wind) - 60 MW

Capacité de production raccordée au réseau



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.

Source : SIERE

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	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz*	Éoliennes	Biocarburant	Solaire	Total
2017 (MW)	12,978	8,451	0	9,943	3,983	495	280	36,130
2016 (MW)	12 978	8 451	0	9 943	3 923	495	280	36 070
2015 (MW)	12 978	8 432	0	9 942	3 504	495	240	35 591
2014 (MW)	12 947	8 462	0	9 920	2 543	455	40	34 367
2013 (MW)	12 947	7 939	2 291	9 920	1 725	124	0	34 946
2012 (MW)	12 998	7 947	3 293	9 987	1 511	122	0	35 858
2011 (MW)	11 446	7 947	4 484	9 549	1 412	122	0	34 960

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

Source : SIERE

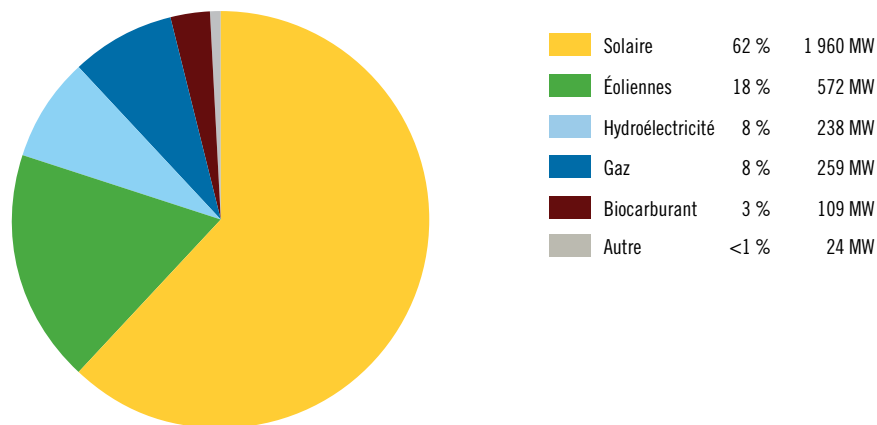
Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

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 T4 2016, une production intégrée 3 161,9 MW était en exploitation commerciale dans les réseaux locaux de distribution.

Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale (Q1)

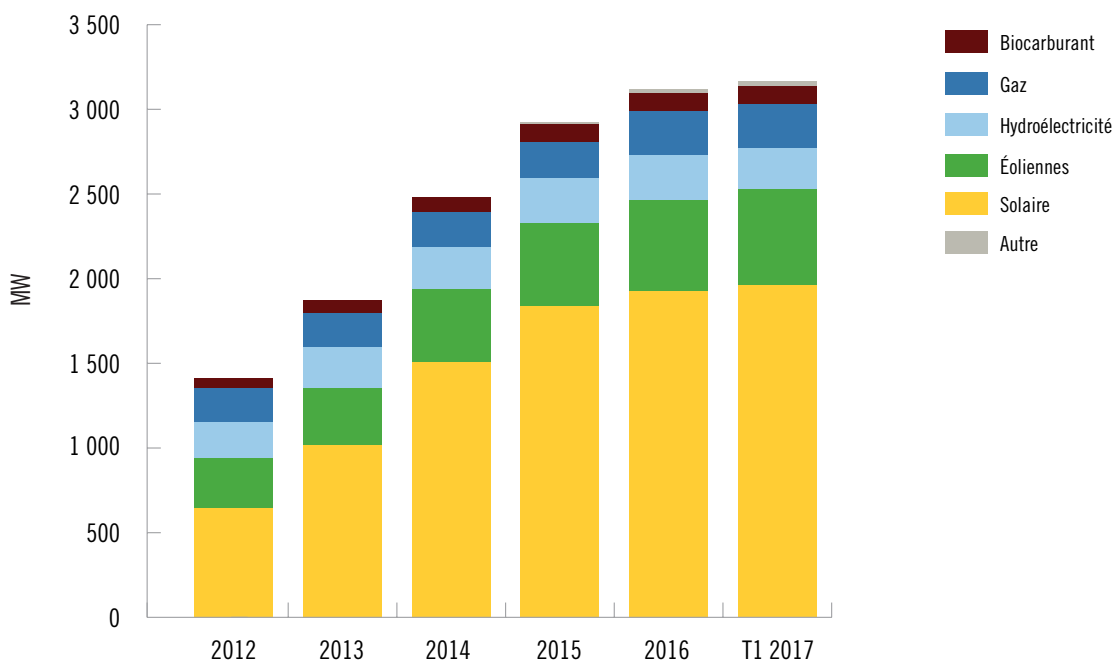


Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Source : SIERE

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.

Source : SIERE

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 www.ieso.ca/Documents/Supply/Progress-Report-Contracted-Supply-Q12017.pdf.

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 à la fin du trimestre : capacité en service raccordée au réseau et capacité de production intégrée en exploitation commerciale sous contrat avec la SIERE.

Année	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz	Éolienne	Biocarburant	Solaire	Autre	Total
T1 2017 (MW)	12 978	8 689	0	10 202	4 554	603	2 240	24	39 291
T1 2017 (%)	33 %	22 %	0 %	26 %	12 %	2 %	6 %	<1 %	

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

Source : SIERE

Capacité disponible raccordée au réseau de transport au moment du pic

27 405 MW (T1)

Demande au moment du pic	20 372 MW (T1)	Obligation en matière de réserve de fonctionnement	1 418 MW (T1)
Demande minimale	11 867 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 www.ieso.ca/Documents/marketReports/Methodology_RTAA_2015jun.pdf.

Économies d'énergie

Selon les termes du cadre Priorité à la conservation de l'énergie pour 2015-2020, la province vise une réduction de la consommation d'électricité de 7 térawatt-heures (TWh) grâce aux programmes offerts par les sociétés de distribution locales (SDL). La province a également établi un objectif de réduction de 1,7 TWh qui sera atteint grâce au Programme d'accélération pour le secteur industriel (PASI), qui est offert par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) aux clients raccordés au réseau de transport. Au total, la province prévoit atteindre une réduction de 8,7 TWh d'ici le 31 décembre 2020.

Au T1 2017, les programmes liés au cadre Priorité à la conservation de l'énergie offerts par les SDL ont permis de réaliser des économies de 2 420 GWh, soit 35 % de la cible établie pour 2020 aux termes du cadre, tandis que le PASI offert par la SIERE a permis de réaliser des économies de 238 GWh, soit 14 % de la cible établie pour 2020 aux termes du programme. 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 (en anglais), accessible à partir du site Web des rapports de la SIERE sur la conservation de l'énergie : www.ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports.

Évolution des économies d'énergie réalisées - Résultats (au T1 2017)³

Évolution graduelle		2017 T1 Évolution graduelle	2015-2017 T1 Évolution graduelle	Progrès réalisé par rapport à la cible pour 2020 (%)
Sociétés de distribution locale	Économies en période de pointe (MW)	7	324	-
	Économies d'énergie (GWh)	57	2 420	35
Programmes gérés par la SIERE et d'autres entités	Économies en période de pointe (MW)	5	27	-
	Économies d'énergie (GWh)	42	238	14
Total des économies d'énergie réalisées	Total des économies en période de pointe (MW)	12	351	-
	Total des économies d'énergie (GWh)	99	2 658	-

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

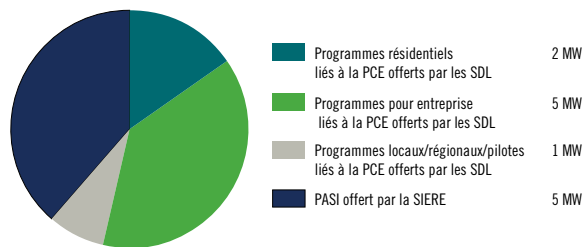
Source : SIERE

2. 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 %.

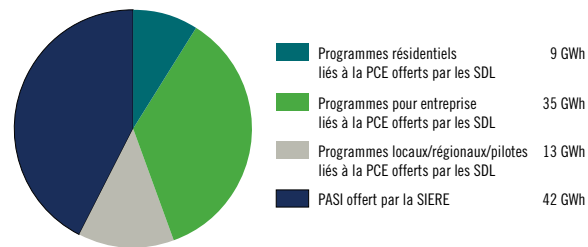
3. Les résultats, qui n'ont pas été vérifiés, sont présentés en fonction des dates d'installation de projets se trouvant dans la période indiquée, et sont fondés sur les projets signalés et facturés à la SIERE au T1 2017.

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

Économies applicables à la demande de pointe



Économies d'énergie annuelles



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

Source : SIERE

Réponse à la demande (DR)

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.

Sur le marché de gros, le programme de Réponse à la demande basé sur la capacité (CBDR) sera graduellement remplacé par une vente aux enchères annuelle. La vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande est un moyen transparent et rentable de sélectionner les fournisseurs les plus concurrentiels en matière de réponse à la demande, tout en veillant à ce que tous les fournisseurs répondent aux mêmes obligations sur le plan des résultats. Lorsque la capacité issue des contrats de CBDR, qui s'élève à près de 500 MW, arrivera à expiration, elle pourra être sélectionnée dans le cadre de la vente aux enchères de réponse la demande.

La première vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande a eu lieu en décembre 2015 et a permis d'acquérir 392 MW et 404 MW de capacité de réponse à la demande, respectivement pour les prochaines périodes d'engagement estivale et hivernale de six mois. Cette capacité est disponible depuis mai 2016.

Des renseignements supplémentaires sur la vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande sont disponibles à l'adresse www.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 (ICI) 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 2016, on estime que l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industrie a permis de réduire la demande de pointe de 1 300 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 mai 2015 et s'est achevée le 30 avril 2016.

Cinq plus hauts pics de demande : Heures et consommation pour l'ensemble du réseau (période de base : du 1er mai 2016 au 30 avril 2017)

Date	Heure de fin	Demande nette de l'Ontario (MW)	Production intégrée (MW)	Total (MW)
10 août 2016	18	22 636,692	572,321	23 209,013
7 septembre 2016	17	22 526,876	635,985	23 162,861
11 août 2016	17	22 317,771	789,884	23 107,655
13 juillet 2016	18	22 188,464	753,156	22 941,620
12 août 2016	17	21 904,371	765,541	22 669,912

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 juillet 2017 au 30 juin 2018.

Source : SIERE

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

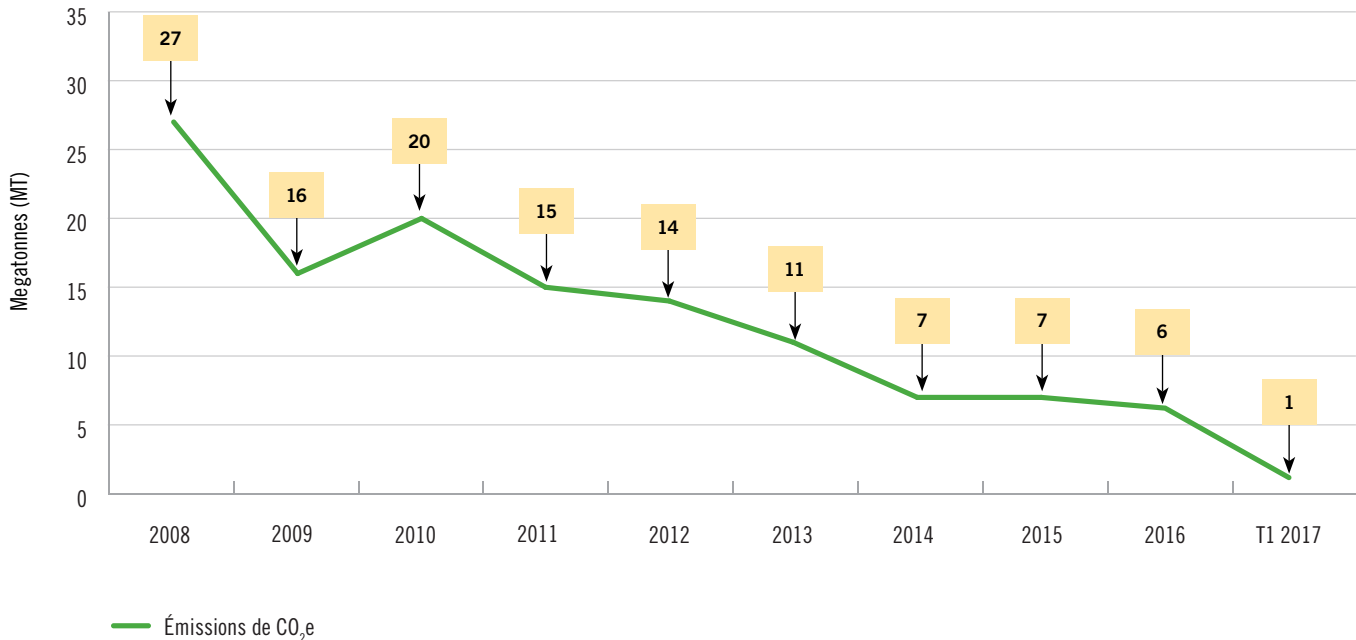
More information on the ICI is available at www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/global-adjustment/ici-backgroundunder.pdf?la=en.

Émission de gaz à effet de serre

La baisse prononcée des émissions de gaz à effet de serre est le résultat de l'abandon progressif de la production d'électricité au charbon dans la province et de l'adoption de mesures d'économies d'énergie et de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. L'abandon de la production d'électricité au charbon a également permis une réduction notable des émissions d'oxydes de soufre (SO_x) – qui sont en majorité un sous-produit de la combustion du charbon.

Émissions de CO_2 rejetées par le secteur de l'électricité de l'Ontario

Le diagramme ci-dessous montre les émissions de CO_2 annuelles entre 2007 et 2016. Depuis le début de l'exercice, les émissions de CO_2 s'élevaient à 1 mégatonne (MT) environ au T1 de 2017.



Source : Environnement Canada, ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique

Contaminants atmosphériques

Des contaminants atmosphériques, tels que les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x) et les particules fines ($\text{PM}_{2.5}$), sont également libérés dans l'air pendant la combustion des combustibles fossiles.

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	T1 2017
Émissions de SO_x	76 020	30 768	38 448	11 971	10 342	10 192	847	620	462	105
Emissions de NO_x	38 314	24 389	28 130	18 988	19 077	17 183	11 520	8 877	7 630	1 414
Emissions de $\text{PM}_{2.5}$	1 314	1 779	2 120	562	478	439	281	249	215	72

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 consommation d'électricité est restée stable. Cette tendance devrait persister, car les marges de capacité et d'énergie demeurent adéquates, et peut être attribuée, du moins en partie, au 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.

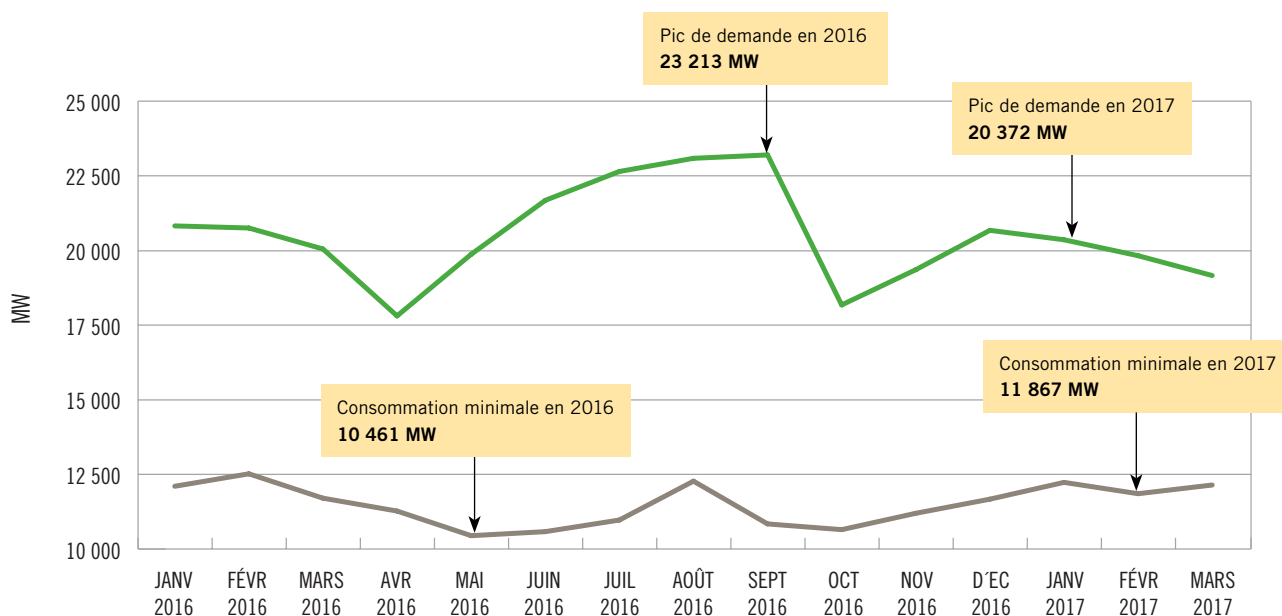
Pic de demande en Ontario – fin du T1

20 372 MW

relevé au T1, le 9 janvier 2017 à 18 h, HAE

Lors du T1 de 2017, nous avons connu un hiver plus doux se traduisant par une baisse de la consommation de 2,4 % par rapport au T1 de l'année 2016.

Maximums et minimums mensuels en Ontario



Source : SIERE

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 ci-dessous 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'ICI, 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)
Été 2017	22 493	24 880
Hiver 2017-2018	21 727	22 884
Été 2018	22 381	24 709

Source : Perspective sur 18 mois de la SIERE

Demande d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	Total (TWh)
2017	34,31
2016	35,16
2015	37,47
2014	38,35
2013	36,60
2012	35,81
2011	37,43

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 (en TWh)	Variation par rapport à l'année précédente
T1 2017	33,2	
2016	137	0
2015	137	-2,8
2014	139,8	-0,9
2013	140,7	-0,6
2012	141,3	-0,2
2011	141,5	-0,4

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.

Class A

Mois (¢/kWh)	JANV 2016	FÉVR 2016	MARS 2016	AVR 2016	MAI 2016	JUIN 2016	JUIL 2016	AOÛT 2016	SEPT 2016	OCT 2016	NOV 2016	DÉC 2016	JANV 2017	FÉVR 2017	MARS 2017	2017 CDA
THEO*	1,28	1,15	0,52	0,57	1,2	1,87	2,10	3,05	1,53	1,15	1,50	1,94	2,04	2,01	2,45	2,17
Rajustement global (client de catégorie A)	5,62	5,82	5,85	5,75	5,6	5,27	4,90	4,22	4,73	5,18	5,30	4,80	4,52	4,45	3,67	4,20
Coût total du produit	6,90	6,97	6,37	6,32	6,8	7,14	7,00	7,05	6,26	6,33	6,80	6,74	6,56	6,46	6,12	6,37

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

Source : SIERE

Class B

Mois (¢/kWh)	JANV 2016	FÉVR 2016	MARS 2016	AVR 2016	MAI 2016	JUIN 2016	JUIL 2016	AOÛT 2016	SEPT 2016	OCT 2016	NOV 2016	DÉC 2016	JANV 2017	FÉVR 2017	MARS 2017	2017 CDA
THEO*	1,37	1,26	0,59	0,61	1,34	2,02	2,34	3,29	1,75	1,24	1,61	2,09	2,16	2,11	2,60	2,29
Rajustement global (client de catégorie B)	9,18	9,85	10,61	11,13	10,75	9,55	8,31	7,10	9,53	11,23	11,11	8,71	8,23	8,64	7,14	8,00
Coût total du produit	10,55	11,11	11,20	11,74	12,09	11,57	10,65	10,39	11,28	12,47	12,72	10,80	10,39	10,75	9,74	10,29

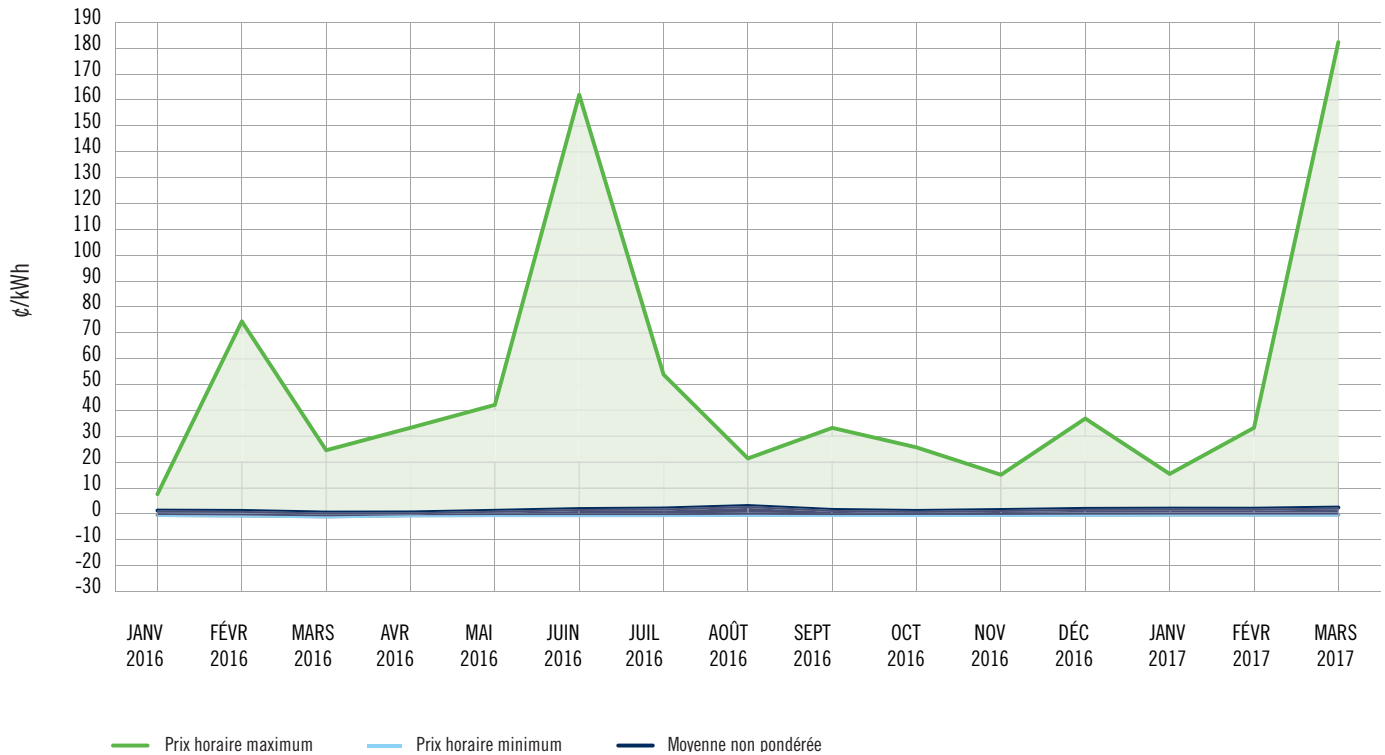
**Les moyennes sont établies en fonction de la quantité d'électricité consommée à grandeur de la province pour chaque heure afin de refléter de manière générale le profil de consommation pour les consommateurs de catégorie B (c.-à-d. du secteur résidentiel et commercial).

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 de gros maximal, minimal et 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, comme illustré ci-dessous.



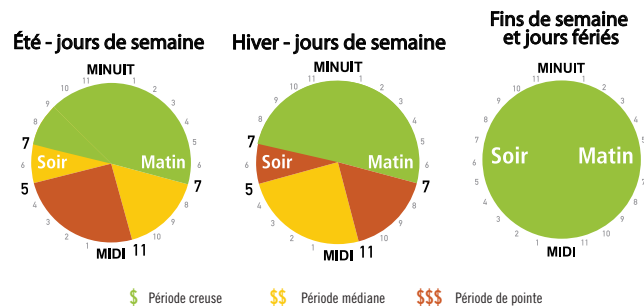
Source : SIERE

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

En accord avec le mandat qui lui a été assigné en vertu de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, la CEO a établi une grille tarifaire réglementée (GTR) qui offre aux clients résidentiels et aux petites entreprises des tarifs stables et prévisibles pour l'électricité, encourage les économies d'énergie et garantit que le prix payé par les clients reflète le prix payé aux centrales. La grille tarifaire est en vigueur depuis 2005.

La GTR est établie selon la prévision du coût de l'approvisionnement pour les clients bénéficiant de la GTR sur l'année à venir et la détermination des tarifs qui recouvreront ces coûts prévisionnels des clients admissibles. Les clients équipés de compteurs électriques horaires (ou « intelligents ») admissibles capables de déterminer à quel moment est consommée l'électricité dans la journée paieront la GTR d'après la structure de tarifs selon l'heure. 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 s'aligner avec les habitudes de consommation électrique de ces saisons.

Heures de consommation d'été et d'hiver



Source : CEO

Les tarifs de la GTR reflètent une prévision des prix sur le marché de l'électricité de gros de l'Ontario ainsi que sur les autres composantes des coûts d'approvisionnement, tels que ceux découlant de contrats. Ces coûts sont répartis sur les différentes périodes de consommation selon l'heure en fonction du type d'approvisionnement fournissant de la valeur durant la période en question. Par exemple, les coûts pour les sources permanentes de production de charge de base (telles que le nucléaire) sont répartis sur toutes les périodes, alors que les coûts pour les programmes d'économies d'énergie en fonction de la demande ne sont imputés qu'aux périodes de pointe. Le tarif le moins élevé (période creuse) est inférieur au coût d'approvisionnement moyen de la GTR alors que les deux autres périodes sont supérieures. Les tarifs selon l'heure applicables au T1 2017 pour les clients équipés de compteurs intelligents admissibles sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tarifs selon l'heure de la GTR en vigueur le 1 novembre 2016

Tarifs selon l'heure de la GTR	Période creuse	Période médiane	Période de pointe	Prix moyen
Prix (¢)	8,7	13,2	18,0	11,1
% de la consommation basée sur la TSHC	65 %	17 %	18 %	

Exemple de facture mensuelle résidentielle

	Électricité	Livraison	Réglementation	RLD	TVH	POEP	Total de la facture
Coût mensuel (\$)	83,54	53,94	4,92	0,00	18,51	0,00	160,91

*La Redevance de liquidation de la dette (RLD) a cessé d'être en vigueur le 31 décembre 2015.

Source : CEO

Ce tableau montre la facture mensuelle d'un client résidentiel de Toronto Hydro facturé selon la GTR et l'heure de consommation.

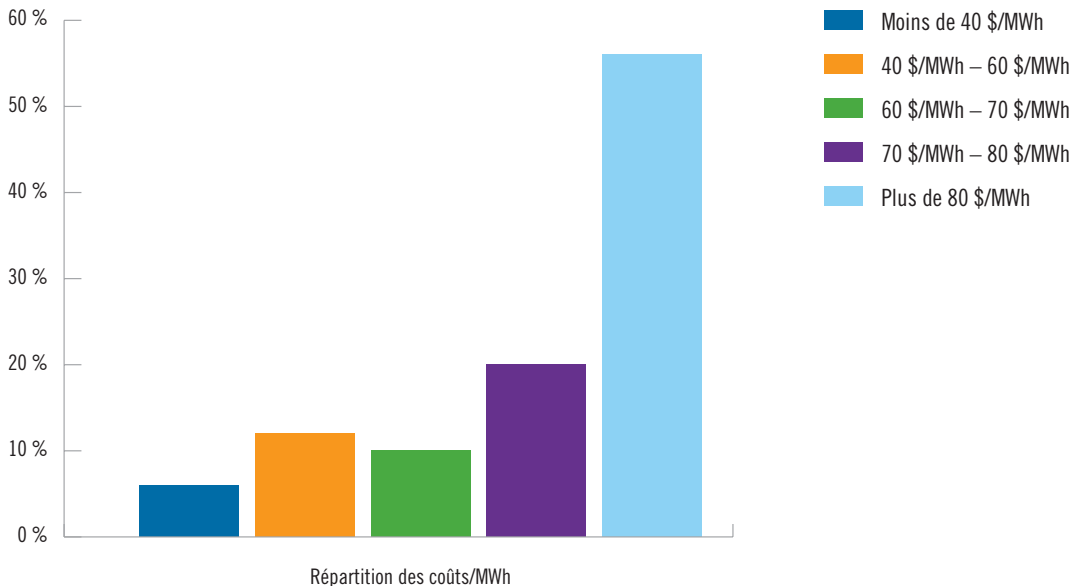
Sa consommation mensuelle s'élève à 750 kWh⁴ au 1 mai 2016, dont 65 % en période creuse, 17 % en période médiane et 18 % en période de pointe. Pour les clients se trouvant dans d'autres zones de desserte, le coût de livraison varie et est fixé en fonction des tarifs de distribution de leur distributeur local (tels qu'approuvés par la CEO). Pour obtenir de plus amples renseignements, consultez la calculatrice de la CEO à l'adresse www.oeb.ca/fr/protection-des-consommateurs/contrats-dapprovisionnement-en-energie/calculatrice-de-facture.

4. Le 14 avril 2016, publication du rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario : Description du consommateur d'électricité moyen en Ontario, rapport dans lequel la CEO établit que la consommation de 750 kWh par mois serait la norme à titre indicatif.

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 2016. 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 gros client industriel consomme d'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 transport⁵ (2016)



Source: IESO and OEB

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.⁶

Tarifs de l'électricité pour les clients industriels raccordés au réseau de distribution (2015)

\$/MWh	Windsor (EnWin)	Hamilton (Horizon)	Ottawa	Sudbury	Toronto*
THEO*	21,76 \$	21,79 \$	21,81 \$	22,60 \$	21,84 \$
Rajustement global - Catégorie A	46,26 \$	46,33 \$	46,37 \$	48,05 \$	46,44 \$
Livraison	14,55 \$	19,12 \$	19,10 \$	17,08 \$	17,43 \$
Réglementation	5,73 \$	5,73 \$	5,74 \$	5,95 \$	5,75 \$
RLD	7,00 \$	7,00 \$	6,90 \$	7,00 \$	7,00 \$
Tarif global	95,29 \$	99,97 \$	99,91 \$	100,68 \$	98,46 \$

*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

**Le PHEO est la moyenne arithmétique pour toutes les heures en 2016. Le Rajustement global figurant dans le tableau est une moyenne de tous les clients de catégorie A raccordés au réseau de distribution en 2016. 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.

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

6. Les données de ce tableau sont celles d'un client hypothétique avec 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 2016. 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 - sur la base de 30 jours.

Prix indicatifs de l'électricité en 2015 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 depuis le début de l'année jusqu'en mai 2015. 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. Manitoba	4,67	22. Oregon	7,72	43. Virginie	9,23
2. Québec	5,17	23. Virginie-Occidentale	7,80	44. Dakota du Sud	9,31
3. Washington	5,64	24. Saskatchewan	7,81	45. Kansas	9,54
4. Alberta	5,87	25. Nevada	7,83	46. Nebraska	9,56
5. Nord de l'Ontario	6,35	26. Arizona	8,00	47. Pennsylvanie	9,59
6. Oklahoma	6,64	27. Idaho	8,05	48. Wisconsin	9,87
7. Montana	6,68	28. Caroline du Nord	8,09	49. Nouvelle-Écosse	10,02
8. Kentucky	6,80	29. Nouveau-Mexique	8,09	50. Dakota du Nord	10,75
9. Colombie-Britannique	7,04	30. Illinois	8,24	51. Floride	10,79
10. Iowa	7,06	31. Sud de l'Ontario	8,35	52. Delaware	10,96
11. Louisiane	7,06	32. Mississippi	8,41	53. Maryland	11,86
12. Moyenne au Canada	7,31	33. Terre-Neuve	8,65	54. Maine	12,64
13. Missouri	7,32	34. Moyenne aux É.-U.	8,71	55. Vermont	13,14
14. Géorgie	7,35	35. New York	8,72	56. Californie	13,85
15. Texas	7,37	36. Indiana	8,74	57. New Jersey	14,44
16. Nouveau-Bunswick	7,48	37. Ohio	8,75	58. New Hampshire	17,17
17. Arkansas	7,49	38. Wyoming	8,87	59. Massachusetts	17,56
18. Tennessee	7,53	39. Minnesota	8,89	60. Connecticut	17,58
19. Alabama	7,58	40. Île-du-Prince-Édouard	8,90	61. Alaska	18,85
20. Caroline du Sud	7,68	41. Colorado	9,05	62. Rhode Island	19,97
21. Utah	7,70	42. Michigan	9,13	63. Hawaïi	31,10

Remarque : Les estimations peuvent différer des coûts réels assumés par le consommateur selon le lieu, la connexion et les caractéristiques opérationnelles. Les prix ne comprennent pas les taxes. Dans d'autres administrations, les prix ne tiennent pas compte de la participation aux programmes de prestation applicables.

Le prix pour le secteur industriel ontarien est basé sur le tarif global moyen depuis le début de l'année jusqu'en mai 2015, et comprend le prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne arithmétique), le rajustement global pour la catégorie A, les frais de livraison et de service sur le marché de gros et la Redevance de liquidation de la dette. La différence de 2 % par kilowattheure entre le nord et le sud de l'Ontario est due au Programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord.

Tous les autres tarifs du Canada (à l'exception de l'Ontario) sont issus de l'analyse comparative des prix de l'électricité en vigueur au 1er avril 2015 réalisée par Hydro-Québec, pour certaines sociétés de distribution locales desservant des villes précises. Lorsqu'Hydro-Québec indique les tarifs de deux villes dans la même province (p. ex., Calgary et Edmonton), nous utilisons la moyenne de ces deux tarifs. Lorsqu'Hydro-Québec indique le tarif d'une seule ville pour une province (p. ex., Vancouver en Colombie-Britannique, Montréal au Québec), c'est ce chiffre que nous utilisons à des fins de comparaison. Dans l'analyse comparative des prix de l'électricité d'Hydro-Québec, les clients de grande puissance ont une consommation mensuelle de 3 060 MWh et une puissance appelée de 5 MW.

Pour les États américains, il s'agit des données depuis le début de l'année jusqu'en mai 2015 provenant d'une étude réalisée par Energy Information Administration des États-Unis auprès de 500 grands distributeurs d'électricité. Le prix indiqué correspond à la moyenne des recettes déclarées par le distributeur pour l'électricité vendue au secteur industriel. Cette valeur représente une estimation du prix au détail moyen, mais ne traduit pas forcément le prix facturé à chaque consommateur. Les prix sont convertis à un taux de change de 1,30 (1 \$US = 1,30 \$CA). Il s'agit d'une approximation du taux de change moyen en 2015 (1 \$US = 1,2787 \$CA).

Nouveauté en matière d'électricité

Voici quelques rapports et publications sur l'électricité.

Renseignements	Publié par	Date
 Perspective sur 18 mois	SIERE	Le 21 mars 2017
 Rapport d'économie d'énergie trimestriel	SIERE	Le 21 mars 2017
 Rapport d'avancement sur l'approvisionnement en électricité sous contrat	SIERE	Le 21 mars 2017
 Rapports de données sur les émissions et l'environnement (Pickering, Darlington, gestion des déchets de l'Ouest)	OPG	Le 12 décembre 2016
 PowerNews	OPG	Le 12 décembre 2016
 Résultats financiers trimestriels d'OPG	OPG	Le 10 mars 2017
 Rapports de rendement (Pickering, Darlington)	OPG	Le 27 mars 2017
 Remise à neuf de Darlington – Rapport d'évaluation semestriel	OPG	Le 1 septembre 2016
 Rapport trimestriel d'Hydro One	Hydro One	Le 11 novembre 2016
 Dernier rapport sur les bénéfices (T1 2017) (en anglais)	Hydro One	Le 10 février 2017
 RTT – Tarifs du gaz naturel réglementé	CEO	Le 22 septembre 2016
 Plan des tarifs réglementés : Rapport sur les tarifs, du 1 novembre 2016 au 31 octobre 2017	CEO	Le 19 octobre 2016