



Bureau de la
Responsabilité
Financière de l'Ontario

ACCORD D'ÉCHANGE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Évaluation de l'Accord d'échange d'énergie
électrique entre l'Ontario et le Québec

Printemps 2018

À propos du présent document

Établi en vertu de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*, le Bureau de la responsabilité financière (BRF) a pour mandat de fournir une analyse indépendante de la situation financière de la province, des tendances de l'économie provinciale et de toute autre question relevant de l'Assemblée législative de l'Ontario.

Le BRF réalise des analyses indépendantes à l'initiative du directeur de la responsabilité financière. En réponse aux demandes des députés et des comités de l'Assemblée, le directeur doit aussi estimer les coûts ou avantages financiers pour la province de tout projet de loi ou de toute proposition relevant de la législature.

Le présent rapport a été préparé sur ordre du directeur de la responsabilité financière, en réponse à la demande d'un député. En accord avec le mandat du BRF consistant à fournir à l'Assemblée législative de l'Ontario des analyses financières et économiques indépendantes, le rapport ne présente pas de recommandations de politiques.

L'analyse a été préparée par Matt Gurnham, sous la supervision de Jeffrey Novak. Plusieurs réviseurs externes ont examiné et commenté les versions préliminaires de ce commentaire. Toutefois, ces réviseurs n'engageaient aucunement leur responsabilité envers le produit final; cette responsabilité repose entièrement sur le BRF.

Table des matières

1 	Points essentiels	1
2 	Contexte	4
3 	Analyse de l'Accord	6
	Achat d'électricité	7
	Cyclage d'électricité	7
	Vente de capacité	9
	Valeur globale pour les usagers	9
4 	Effets de l'Accord sur la production d'énergie au gaz naturel et l'émission de GES	11
5 	Annexes	13
	Annexe A : Tarification de l'électricité en Ontario	13
	Annexe B : Tarification du gaz naturel et de l'énergie importée	15
	Annexe C : Tendances québécoises d'importation et d'exportation	18
	Annexe D : Production du présent rapport	19

Tableau des sigles

Sigle	Signification
AIE	Agence d'information sur l'énergie
BTU	Unité thermique britannique (British Thermal Unit)
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
GES	Gaz à effet de serre
HQ	Hydro-Québec
Mt	Mégatonne
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
THEO	Tarif horaire de l'énergie en Ontario
TWh	Térawattheure

1 | Points essentiels

En 2016, l'Ontario et le Québec ont signé une série d'accords (collectivement, l'Accord d'échange d'énergie électrique) visant à faciliter le commerce d'électricité entre eux. Le gouvernement de l'Ontario a conclu l'Accord dans le but de remplacer la production locale de gaz naturel par l'importation d'énergie québécoise, de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et de faire économiser les usagers ontariens.

Le présent rapport fait l'analyse financière des retombées de l'Accord pour les usagers ontariens et examine ses effets sur la production au gaz naturel et les émissions de GES dans le secteur de l'électricité.

Retombées de l'Accord pour les usagers ontariens

- Le BRF estime que l'Accord d'échange d'énergie électrique fera baisser la facture d'électricité des usagers ontariens d'un total net de 38 M\$ de 2017 à 2023.

Ventilation des retombées financières totales de l'Accord pour les usagers ontariens

Volet de l'Accord	Valeur pour les usagers
Achat d'électricité	Coût de 187 M\$
Cyclage d'électricité	Économie de 99 M\$
Vente de capacité	Économie de 126 M\$
Total	Économie de 38 M\$

Note : Le BRF estime à 32 M\$ la valeur actualisée nette (VAN) des économies en dollars de 2017.
Source : BRF.

L'Accord d'échange d'énergie électrique consiste en trois volets :

Achat d'électricité

- Le volet d'achat d'électricité établit pour l'Ontario une promesse bilatérale d'achat-vente de 2 TWh par année en provenance du Québec de 2017 à 2023

(pour un total de 14 TWh) à un tarif établi par l'Accord.

- Le BRF estime qu'il en coûtera 187 M\$ de plus aux usagers d'importer l'électricité québécoise dans le cadre de l'Accord que de produire cette énergie localement ou de l'importer sans l'Accord.

Cyclage d'électricité

- Le volet de cyclage d'électricité prévoit que l'Ontario peut exporter de l'électricité au Québec lorsque la demande et les tarifs ontariens sont faibles, et importer (« récupérer ») cette énergie lorsque la demande et les tarifs sont élevés. Le cyclage d'électricité n'implique aucune transaction pécuniaire.
- Le BRF estime que le cyclage garantit à l'Ontario un total de 2,1 TWh d'importations québécoises de 2017 à 2023 et fera épargner 99 M\$ aux usagers.

Vente de capacité

- Le volet de vente de capacité prévoit que l'Ontario mettra un bloc de puissance excédentaire de 500 MW à la disposition du Québec chaque hiver de 2016-2017 à 2022-2023. En échange, le Québec lui versera des mensualités qui, d'après les estimations du BRF, entraîneront des économies additionnelles de 126 M\$ pour les usagers.

Valeur globale pour les usagers

- Au total, le BRF estime que les trois volets de l'Accord entraîneront des économies nettes de 38 M\$ pour les usagers ontariens de 2017 à 2023. La SIERE a indiqué au BRF que l'Accord avait été négocié globalement, et que ses volets n'auraient pu être conclus séparément. Selon cette prémisse, le fait que les tarifs du volet d'achat d'électricité sont plus élevés que le prix du marché semble raisonnable, puisqu'ils sont amplement contrebalancés par les économies des volets du cyclage d'électricité et de la vente de capacité.

Effets de l'Accord sur la production d'énergie au gaz naturel et les émissions du secteur de l'électricité

- Les importations prévues par l'Accord viendront remplacer 2,3 TWh d'électricité produite au gaz naturel chaque année et ainsi réduire les émissions de GES de 0,92 Mt d'équivalent en dioxyde de carbone par année. Cependant, selon l'évaluation du BRF, les importations au titre de l'Accord ne s'ajoutent pas à ce que l'Ontario importe déjà du Québec sur le marché libre.
- Même si l'Accord n'augmente pas le volume des importations québécoises, il réduit possiblement le risque que ces importations se tarissent dans le futur : selon les projections, le Québec produira de l'électricité excédentaire au long de la durée de l'Accord, mais la province cherche aussi à conclure plusieurs importants accords bilatéraux d'échange d'électricité qui pourraient absorber son excédent. Quoi qu'il en soit, l'établissement en Ontario de la tarification du carbone par le Programme de plafonnement et d'échange pourrait tout aussi bien diminuer le risque futur d'amenuisement des importations du Québec. En effet, la tarification du carbone fera grimper le coût de la production au gaz naturel en Ontario, et donc gonfler les tarifs de façon à rendre l'importation d'électricité québécoise attrayante pour s'y substituer.

2 | Contexte

Les réseaux de transport électrique de l'Ontario et du Québec sont reliés en six points – des interconnexions¹ – par lesquelles l'électricité peut circuler entre les deux provinces. En 2017, l'Ontario a importé 4,2 TWh (térawattheures) d'électricité du Québec, soit assez pour alimenter environ 460 000 foyers².

Le Québec génère d'importants surplus d'électricité, principalement de centrales hydroélectriques exemptes d'émissions, et ses tarifs sont les plus bas au pays. Étant donné la proximité entre le Québec et les grands centres de l'Ontario, l'idée pour celle-ci de combler ses besoins par l'importation d'électricité québécoise est attrayante.

Le 25 novembre 2016, la province de l'Ontario, représentée par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), et la province du Québec, représentée par Hydro-Québec (HQ), ont signé une série d'accords (collectivement, l'Accord d'échange d'énergie électrique) visant à faciliter le commerce d'électricité entre les deux provinces. L'Accord comporte trois grands volets.

Achat d'électricité

- Chaque année, du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2023, la SIERE aura le droit d'acheter 2 000 000 MWh (2 TWh) d'électricité au Québec, moyennant paiement du tarif fixé dans l'accord³.

Cyclage d'électricité

- Chaque année, du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2023, la SIERE exportera (« cyclera ») une quantité d'électricité pouvant aller jusqu'au maximum établi dans l'accord avec Hydro-Québec⁴. En retour, le BRF estime que la SIERE pourra

¹ Une interconnexion permet au courant électrique de circuler d'un réseau électrique à l'autre.

² Les importations totales étaient de 5,8 TWh; de cette énergie, seuls 4,2 TWh ont été utilisés dans la province.

³ Le BRF ne peut divulguer le tarif stipulé dans l'accord en raison de l'interdiction énoncée à l'article 13 de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

⁴ Le BRF ne peut divulguer le volume d'électricité cyclable stipulé dans l'accord en raison de l'interdiction énoncée à l'article 13 de la *Loi de 2013*.

importer (« récupérer ») un maximum de 0,3 TWh par année⁵. Le cyclage d'électricité n'implique aucune transaction pécuniaire.

Vente de capacité

- Chaque période hivernale (soit du 1^{er} décembre au 31 mars), de 2016-2017 à 2022-2023, l'Ontario fournira au Québec un bloc de 500 MW de capacité de production, en échange de quoi HQ versera des mensualités à la SIERE⁶.

La province a conclu l'Accord dans le but de remplacer la production locale de gaz naturel par l'importation d'énergie québécoise, de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et de faire économiser les usagers ontariens⁷.

Le présent rapport vise à :

- exposer et expliquer les trois volets de l'Accord d'échange d'énergie électrique;
- analyser les retombées financières de l'Accord pour les usagers ontariens;
- analyser ses effets sur la production d'électricité de l'Ontario et les cibles d'émissions de GES provinciales.

L'annexe D fournit de l'information complémentaire sur l'élaboration du présent rapport.

⁵ SIERE, *Ontario-Québec Interconnection Capability - A Technical Review*, mai 2017. On arrive à 0,3 TWh d'électricité cyclée en calculant la différence entre l'estimation, par la SIERE, de l'électricité totale obtenue en vertu de l'Accord (2,3 TWh) et les importations de 2 TWh prévues dans le volet d'achat de l'Accord.

⁶ Le BRF ne peut divulguer le montant des mensualités en raison de l'interdiction énoncée à l'article 13 de la *Loi de 2013*.

⁷ Salle de presse du gouvernement de l'Ontario. *Vente et échanges d'électricité : Le Québec et l'Ontario concluent un partenariat économique historique*, 15 déc. 2016.

3 | Analyse de l'Accord

Le BRF estime que l'Accord d'échange d'énergie électrique fera baisser la facture d'électricité des usagers ontariens d'un total net de 38 M\$ de 2017 à 2023, selon les composantes suivantes :

- L'achat d'électricité fera payer aux usagers 14 TWh d'électricité québécoise plus cher que le prix du marché, ce qui fera grimper le coût total de l'électricité de 187 M\$.
- Le cyclage d'électricité viendra contrebalancer le coût de la production de 2,1 TWh d'électricité pour faire épargner 99 M\$ aux usagers.
- La vente de capacité générera des économies supplémentaires de 126 M\$ pour les usagers.

Ventilation des retombées financières totales de l'Accord pour les usagers ontariens

Volet de l'Accord	Valeur pour les usagers
Achat d'électricité	Coût de 187 M\$
Cyclage d'électricité	Économie de 99 M\$
Vente de capacité	Économie de 126 M\$
Total	Économie de 38 M\$

Note : Le BRF estime à 32 M\$ la valeur actualisée nette (VAN) des économies en dollars de 2017.
Source : BRF.

Puisque les usagers ontariens paient environ 20 G\$ annuellement pour leur électricité⁸, les économies de 38 M\$ sur sept ans paraîtront très peu sur leur facture d'électricité.

La province, elle, avait estimé que l'Accord générerait des économies de 70 M\$ de 2017 à 2023⁹. Cette estimation ne diffère pas considérablement de celle du BRF.

⁸ SIÈRE, *Perspectives de planification de l'Ontario*, sept. 2016.

⁹ Salle de presse du gouvernement de l'Ontario, *Vente et échanges d'électricité : Le Québec et l'Ontario concluent un partenariat économique historique*, 15 déc. 2016.

Les sections suivantes expliquent chacun des volets.

Achat d'électricité

Le volet d'achat d'électricité de l'Accord établit pour l'Ontario une promesse bilatérale d'achat-vente de 2 TWh d'électricité annuellement en provenance du Québec de 2017 à 2023 (pour un total de 14 TWh) à un tarif établi l'Accord¹⁰. L'Ontario a prévu ses importations pour coïncider avec ses pics de demande et ainsi remplacer une partie de la production de ses centrales au gaz naturel, qui émettent beaucoup de GES.

Le BRF estime que de 2017 à 2023, il en coûtera 187 M\$ de plus aux usagers d'importer les 14 TWh d'électricité québécoise prévus par l'Accord que de produire cette énergie localement ou de l'importer sans l'Accord. Les usagers ontariens achèteront l'électricité plus cher dans le cadre de l'Accord puisque, d'après les projections, le prix fixé à payer à Hydro-Québec excédera les tarifs de l'électricité en Ontario pour la production locale comme sur le marché de l'importation¹¹.

Cyclage d'électricité

Le volet de cyclage d'électricité de l'Accord permet à la SIERE d'envoyer (« cycliser ») vers le Québec une certaine quantité d'électricité établie dans l'Accord. En retour, selon les estimations du BRF, la SIERE peut importer (« récupérer ») un maximum de 0,3 TWh par année de 2017 à 2023, pour un total de 2,1 TWh. Par cette manœuvre, l'Ontario peut de fait « stocker » son électricité dans les réservoirs hydroélectriques du Québec.

Actuellement, le Québec achète de l'électricité à l'Ontario lorsque la demande et les tarifs y sont faibles, et la lui revend lorsque la demande et les tarifs sont élevés. En 2017, le Québec a ainsi acheté 2,0 TWh d'électricité à l'Ontario au prix moyen de 9,4 \$/MWh, et lui a revendu 5,8 TWh d'électricité au prix moyen de 21,5 \$/MWh¹². Grâce au volet de cyclage d'électricité, la SIERE pourra cycliser et récupérer sans frais une petite

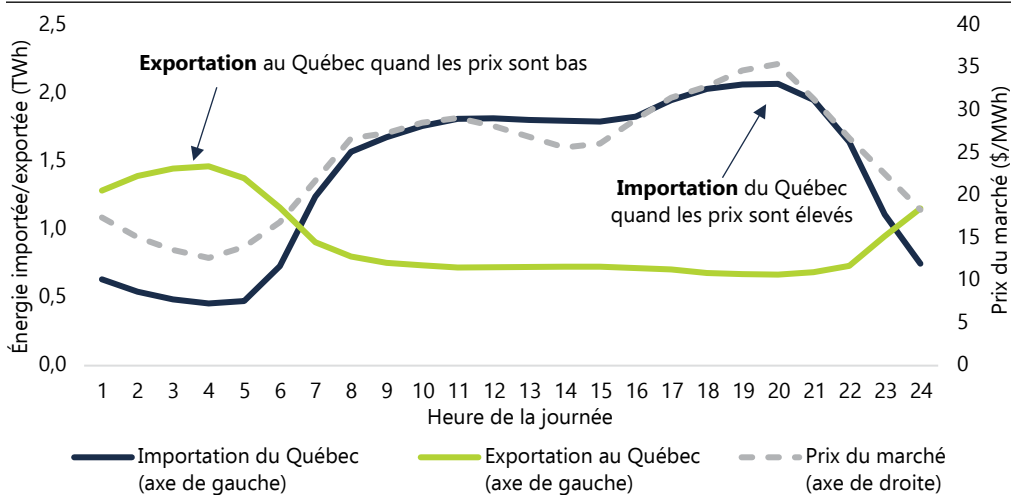
¹⁰ Le BRF ne peut divulguer le tarif prévu dans l'accord en raison de l'article 13 de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

¹¹ Voir les analyses aux annexes A et B.

¹² L'électricité n'est pas toute consommée par le marché ontarien.

portion de l'électricité qui s'échange entre les deux provinces. Sans l'Accord, le Québec continuerait d'enregistrer des profits sur les transactions.

Importations et exportations Ontario-Québec et prix du marché (moyenne horaire de 2010 à 2017)



Source : Analyse du BRF des données de la SIERE.

La SIERE vise les périodes où l'Ontario enregistre une production de base excédentaire pour cycliser son électricité vers le Québec, soit lorsque la demande sur le marché ontarien est inférieure à la production de base des centrales nucléaires, hydroélectriques et éoliennes de la province¹³. Ce sont à ces moments que le prix du marché¹⁴ de l'électricité est à son plus bas. À titre de référence, le prix du marché de l'électricité en Ontario a été nul ou négatif pendant 23 % de l'année en 2016, et la province a exporté 0,62 TWh vers le Québec durant cette période¹⁵. Cela signifie que les usagers ontariens ont payé au tarif contractuel des producteurs 0,62 TWh d'électricité qui a été revendue au Québec pour 0 \$ ou moins¹⁶.

La SIERE cherchera à récupérer l'électricité du Québec lors des pics de la demande et des tarifs afin de remplacer la production au gaz naturel. Ses importations les plus coûteuses en 2016 ont été constituées par 0,3 TWh qu'elle a achetés alors que le prix du marché excédait les 41 \$/MWh.

Globalement, le volet de cyclage de l'Accord entraînera pour les usagers des économies correspondant à la différence entre le prix du marché de l'électricité qui aura été cyclée et celui de l'électricité qui sera récupérée. Le BRF estime que cette différence se

¹³ Il est prévu dans la conception et les tarifs des producteurs de base que ceux-ci génèrent constamment de l'électricité.

¹⁴ Le prix du marché est représenté par le tarif horaire de l'énergie en Ontario (THEO).

¹⁵ Ces calculs ne tiennent compte que de l'interconnexion de CCHT de l'Outaouais.

¹⁶ L'annexe A explique plus en détail le prix du marché de l'électricité en Ontario.

chiffre en moyenne à 47 \$/MWh sur la durée de l'Accord, pour des économies de 99 M\$¹⁷.

Vente de capacité

Le volet de vente de capacité de l'Accord est une version modifiée de la convention pour le partage saisonnier de capacité conclue le 8 mai 2015. Au titre de cette convention, l'Ontario devait mettre un bloc de puissance de 500 MW à la disposition du Québec lors des hivers 2015-2016 et 2016-2017¹⁸, en échange de quoi elle avait droit à un bloc équivalent en été pendant les deux années de son choix entre 2015 et 2025¹⁹.

L'Accord modifie la convention de 2015 pour convertir le tout en vente pure et nette de capacité de production ontarienne au Québec. Ainsi, pour chaque période hivernale (soit du 1^{er} décembre au 31 mars) de 2016-2017 à 2022-2023, la SIERE mettra un bloc de puissance de 500 MW à la disposition d'HQ²⁰, qui lui versera des mensualités en échange²¹.

Le BRF estime que la conversion dans le cadre de l'Accord de la convention de partage de 2015 en convention de vente générera une valeur additionnelle de 126 M\$ pour les usagers. Les produits de la vente de capacité serviront à contrebalancer les coûts d'électricité que paieraient autrement les usagers ontariens.

Valeur globale pour les usagers

Essentiellement, le volet d'achat d'électricité de l'Accord établit que l'Ontario pourra importer un total de 14,0 TWh du Québec de 2017 à 2023. Le BRF estime que les usagers paieront cette électricité 187 M\$ de plus dans le cadre du volet d'achat d'électricité de l'Accord que si elle était produite localement ou importée sans l'Accord. Le cyclage permettra de remplacer 2,1 TWh d'énergie au gaz naturel par des importations québécoises, ce qui fera épargner 99 M\$ aux usagers ontariens selon les estimations du BRF. Ensemble, les volets d'achat et de cyclage assureront l'importation d'un total de 16,1 TWh d'électricité du Québec de 2017 à 2023, soit 1,6 % de la demande ontarienne estimée, au coût net combiné de 88 M\$.

17 Voir les analyses aux annexes A et B.

18 L'Ontario avait aussi l'option de fournir une capacité hivernale (et de recevoir une capacité estivale) jusqu'à deux ans de plus.

19 *SIERE, Summary of Capacity Sharing Agreement between Ontario and Québec.*

20 L'Ontario a aussi droit à un bloc de puissance estival avant 2030 en échange du bloc fourni au Québec à l'hiver 2015/2016.

21 Le BRF ne peut divulguer le montant des paiements mensuels pour la capacité en raison de l'interdiction énoncée à l'article 13 de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*. Toutefois, ayant mis en parallèle ces mensualités avec les autres paiements de capacité versés aux producteurs d'énergie au gaz naturel de l'Ontario, le BRF a conclu qu'elles étaient d'un montant suffisant pour que les usagers ontariens recouvrent le coût de production des 500 MW.

Ce coût net de 88 M\$ pour l'obtention des 16,1 TWh d'électricité québécoise dans les volets d'achat et de cyclage de l'Accord sera amplement contrebalancé par les économies additionnelles de 126 M\$ pour le volet de vente de capacité. La demande en électricité fluctue de manière tant horaire que saisonnière, et l'Ontario a besoin d'une capacité de production suffisante pour répondre à la demande en période de pointe. Et puisque la demande est actuellement un peu plus élevée en été qu'en hiver dans la province, l'Ontario pourra vendre son surplus de capacité hivernale au Québec pour générer un revenu qui viendra en partie compenser les tarifs que paient les usagers aux producteurs d'électricité locaux sous-utilisés l'hiver.

Au total, le BRF estime que les trois volets de l'Accord entraîneront des économies nettes de 38 M\$ pour les usagers ontariens de 2017 à 2023. La SIERE a indiqué au BRF que l'Accord avait été négocié globalement, et que ses volets n'auraient pu être conclus séparément. Sur la base de cette prémisse, le fait que les tarifs du volet d'achat d'électricité sont plus élevés que le prix du marché semble raisonnable, puisqu'ils sont amplement contrebalancés par les économies des volets du cyclage d'électricité et de la vente de capacité.

4 | Effets de l'Accord sur la production d'énergie au gaz naturel et l'émission de GES

L'un des principaux motifs de l'Accord est d'asseoir contractuellement l'importation d'électricité du Québec pour remplacer une partie de la production d'énergie au gaz naturel en Ontario, et ainsi réduire les émissions de GES. Le BRP estime que ces importations viendront remplacer 2,3 TWh d'électricité produite au gaz naturel chaque année pour réduire les émissions de GES de 0,92 Mt²² par année. Cependant, selon l'évaluation du BRP, les importations au titre de l'Accord ne s'ajoutent pas à ce que l'Ontario importe déjà du Québec sur le marché libre.

En effet, d'après la SIERE, les importations annuelles de 2,3 TWh dans le cadre de l'Accord ne seront effectuées que lors des « périodes de pointe » de la demande ontarienne²³. Il faut noter que ces 2,3 TWh représentent le volume maximal de production au gaz naturel qui, dans l'infrastructure de transport actuelle de l'Ontario, puisse être remplacé par des importations québécoises lorsqu'il y a pic de la demande²⁴. Or le BRP estime qu'en 2016 – année précédant la signature de l'Accord –, l'Ontario importait déjà 2,2 TWh du Québec en période de pointe et, par conséquent, que l'Accord noue un contrat ferme pour obtenir, à un prix plus élevé, l'électricité que l'Ontario allait déjà chercher chez sa voisine.

Depuis 2013, l'Ontario importe déjà la majeure partie de l'électricité dont l'Accord lui assure l'obtention

Année	Importations en période de pointe (TWh)	Pourcentage de 2,3 TWh	Prix moyen (\$/MWh)
2013	1,4	62 %	31
2014	1,5	67 %	45
2015	1,7	76 %	34
2016	2,2	96 %	25

Note : La « période de pointe » se compose des 16 heures de forte demande les jours de semaine en été et en hiver, et des 5 heures de forte demande les jours de semaine au printemps et à l'automne. Les importations annuelles totales en provenance du Québec sont exposées à l'annexe C.

Source : Analyse du BRP des données sur l'énergie de la SIERE.

22 Le symbole *Mt* signifie ici « mégatonnes d'équivalent CO₂ ». Le BRP estime à 0,43 Mt/TWh le taux d'émission des centrales au gaz naturel de l'Ontario.

23 Le BRP définit la « période de pointe » comme les 16 heures de forte demande les jours de semaine en été et en hiver et les 5 heures de forte demande les jours de semaine au printemps et à l'automne.

24 SIERE, *Ontario-Québec Interconnection Capability - A Technical Review*, mai 2017. Les importations passeront toutes par l'interconnexion de CCHT de l'Outaouais, qui a une capacité de 1 250 MW.

Même si l'Accord n'augmente pas le volume des importations en provenance du Québec, il réduit possiblement le risque que dans le futur, l'Ontario se trouve dans l'impossibilité de remplacer de façon économique les quantités actuelles d'énergie produite au gaz naturel (et de réduire les émissions de GES qui y sont associées) par de l'électricité québécoise. En effet, selon les projections, le Québec produira constamment de l'électricité excédentaire au long de la durée de l'Accord, mais comme il cherche aussi à conclure d'autres importants accords bilatéraux d'échange d'électricité, son excédent pourrait s'en retrouver réduit²⁵. Par exemple, le Québec était en train de négocier une entente pour fournir 9,45 TWh d'électricité au Massachusetts à compter de 2020²⁶.

Cela dit, l'établissement en Ontario de la tarification du carbone par le Programme de plafonnement et d'échange vient aussi diminuer ce risque. En effet, la tarification du carbone fera grimper le coût de la production au gaz naturel, et du coup, le prix du marché de l'électricité ontarienne en période de pointe²⁷, ce qui rendra le marché ontarien attrayant pour la vente des surplus d'électricité du Québec en offrant de futurs tarifs d'exportation élevés pour son énergie à faibles émissions.

Bref, le BRF conclut que l'Accord n'aura pas d'effets appréciables sur la production d'énergie au gaz naturel en Ontario ni sur les émissions de GES. En effet, la province remplace déjà en période de pointe le volume d'électricité quasi maximal qui puisse passer par son infrastructure de transport actuelle. Dans la mesure où l'Ontario avait besoin de se prémunir contre le risque de diminution des importations du Québec, la tarification du carbone par le Programme de plafonnement et d'échange fournira un incitatif pour que les importations du Québec remplacent le gaz naturel en offrant au Québec un prix du marché plus élevé pour ses exportations en Ontario.

25 Hydro-Québec, *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, oct. 2016.

26 Le projet Northern Pass, qui avait initialement été choisi par le Massachusetts, n'a pas reçu les autorisations réglementaires; Hydro-Québec a négocié une entente de rechange qui devrait entrer en vigueur en 2022. CBC News, *Hydro-Québec welcomes new plan to supply power to US after Northern Pass rejected*, 28 mars 2018.

27 Voir l'analyse à l'annexe B.

Annexe A : Tarification de l'électricité en Ontario

La présente annexe traite plus en détail de la tarification de l'électricité en Ontario. Le prix que paient les usagers ontariens pour leur électricité compte deux grandes composantes : le prix du marché et le rajustement global.

Prix du marché et rajustement global

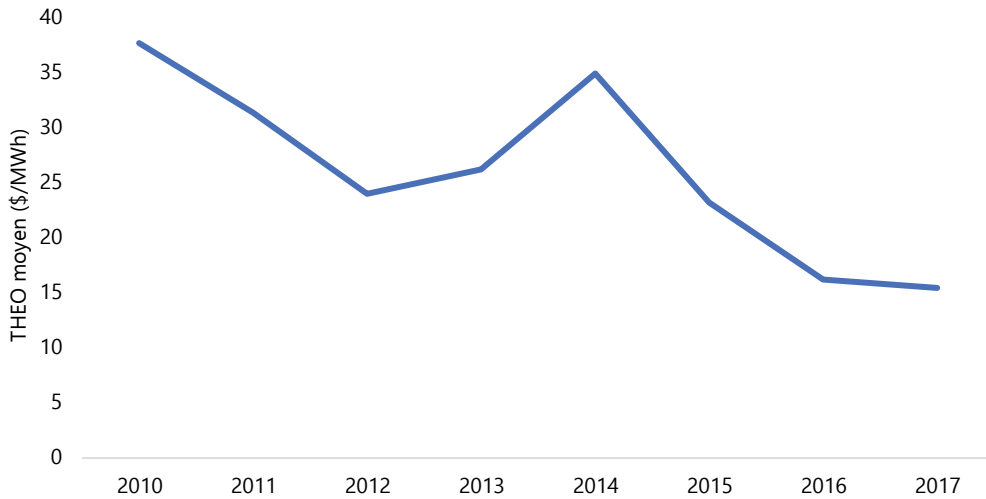
Le marché ontarien de l'électricité fonctionne actuellement en temps réel. L'énergie s'y vend au tarif horaire de l'énergie en Ontario (THEO), un prix d'équilibre variant au gré de l'offre et de la demande²⁸. Les producteurs d'électricité et les territoires voisins qui participent au marché formulent pour l'Ontario des offres indiquant la quantité d'électricité qu'ils sont prêts à vendre et le prix demandé. Puis, la SIERE retient suffisamment d'offres pour combler la demande ontarienne et fixe le prix d'équilibre en fonction du coût de production le plus élevé parmi les producteurs retenus²⁹. Ce prix représente le coût de production du prochain mégawattheure (MWh), c'est-à-dire le coût marginal de production.

Le THEO moyen a diminué de 2010 à 2017, passant de 38 \$ à 15 \$/MWh. Outre une baisse de la demande ontarienne en électricité, cette chute s'explique principalement par le remplacement de l'énergie tirée des combustibles fossiles par les énergies nucléaire et renouvelables, dont le coût marginal de production est nettement inférieur. Elle est aussi attribuable à la faiblesse du prix du gaz naturel, qui plombe le cours de l'électricité en période de pointe.

²⁸ Le THEO est la moyenne des prix d'équilibre des douze intervalles de cinq minutes qui précèdent immédiatement sa fixation.

²⁹ Les producteurs sont tous payés au prix du marché.

Chute du THEO de 2010 à 2017



Source : Analyse du BRF de données de la SIERE.

Ce n'est toutefois pas le prix de l'électricité sur le marché que les usagers paient. Le mécanisme du THEO vise à créer un marché où la SIERE peut commander toutes les ressources disponibles, y compris celles qui sont produites à faible coût.

La plupart des producteurs d'électricité en Ontario sont rémunérés à un taux fixe établi par la Commission de l'énergie de l'Ontario ou dans un contrat conclu avec la SIERE. L'énergie qu'ils produisent est tout de même vendue au THEO, mais les transactions dont elle fait l'objet sont effectuées hors du marché et à des prix qui, établis par contrat ou par règlement, dépassent de loin le prix moyen du marché. On appelle « rajustement global » la différence entre les prix du marché et les prix fixés par contrat qui sont imposés aux usagers. Le Tableau 5-1 présente la moyenne des coûts imposés aux usagers pour chaque source d'énergie.

Tableau 5-1 : Coût unitaire de la production d'électricité en Ontario selon la source d'énergie

Source	Pourcentage de la production totale	Coût unitaire (\$/MWh)
Énergie nucléaire	60 %	69
Hydroélectricité	24 %	58
Énergie éolienne	8 %	173
Gaz naturel	6 %	205
Énergie solaire	2 %	480
Bioénergie	0 %	131
Coût moyen		92

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, *Regulated Price Plan Price Report*.

Cette infériorité marquée du THEO par rapport au coût de production s'explique par le fait qu'il ne reflète que le coût marginal de production. En 2016, plus de 90 % de l'énergie consommée en Ontario provenait de producteurs de la filière nucléaire, éolienne ou hydroélectrique payés à des taux fixés par contrat, et dont les coûts marginaux de production sont négligeables. Ces derniers doivent donc vendre leur énergie à très bas prix. La différence entre ces prix et la rémunération des producteurs est récupérée par le rajustement global.

En 2017, le prix moyen de l'électricité sur le marché (c.-à-d. le THEO) était de 15 \$/MWh, alors que celui de sa production, selon les estimations du BRF, s'élevait à 92 \$/MWh. Par conséquent, le rajustement global a permis de récupérer 84 % (soit 77 \$/MWh) du coût de production pour cette année.

Annexe B : Tarification du gaz naturel et de l'énergie importée

Selon le BRF, le volet d'achat d'électricité de l'Accord coûtera 187 M\$ aux usagers, alors que le volet de cyclage d'électricité leur fera épargner 99 M\$. Ces estimations se fondent sur l'hypothèse que l'énergie importée en vertu de l'Accord remplacera une partie de la production au gaz naturel.

En vertu de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*, le BRF ne peut divulguer aucun renseignement non public sur l'Accord, notamment le prix fixé pour l'achat d'électricité et la méthode qu'utilisera le Québec pour offrir son énergie sur le marché ontarien. Le BRF ne peut donc pas divulguer ses calculs. Toutefois, la présente annexe étaye les conclusions du rapport en donnant de plus amples renseignements sur la tarification de la production au gaz naturel et l'importation d'énergie québécoise.

Tarification du gaz naturel

Comme l'indique l'annexe A, le coût moyen du gaz naturel en 2017 était de 205 \$/MWh, soit plus du double du coût de production moyen en Ontario. Ce montant tient cependant compte du paiement de capacité (ou « besoin en revenus nets ») qui, versé aux producteurs d'énergie au gaz naturel, est fixé hors du marché et recouvré auprès des usagers au moyen du rajustement global³⁰. Le besoin en revenus nets couvre les coûts fixes de la production au gaz naturel, ce qui en assure la disponibilité lorsque la

³⁰ Le paiement de capacité est fonction de la capacité de production devant être fournie au marché en vertu de l'Accord.

demande est suffisante. Le coût relativement élevé de cette source d'énergie en Ontario est attribuable à la sous-utilisation des centrales au gaz naturel de la province : en 2017, les producteurs d'énergie au gaz naturel n'ont généré que 5,9 TWh, soit 7 % de leur potentiel; ainsi, les paiements de capacité se sont étalés sur une minuscule production, d'où le coût unitaire élevé.

Le BRF prévoit que le remplacement, en application de l'Accord, de la production au gaz naturel par des importations ne réduira pas pour autant les paiements de capacité versés aux producteurs d'énergie au gaz naturel. Toutefois, les importations québécoises viendront éliminer le coût marginal de cette production, composé en gros du coût du carburant et des émissions de gaz³¹. Ces coûts, que les producteurs récupèrent principalement en vendant leur énergie au THEO, constituent les principaux déterminants du THEO lorsque la production d'énergie au gaz naturel sert d'appoint.

Pour 2016, le BRF estime que le coût de la production au gaz naturel dont l'Accord prévoit le remplacement se situait entre 25 \$ et 30 \$/MWh.

Sur la durée de l'Accord, le BRF projette que la hausse du tarif du carbone en vertu du Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario, ainsi que celle du prix au comptant du gaz naturel, fera monter le coût de la production au gaz naturel. Le Programme de plafonnement et d'échange a été lancé en 2017, fixant alors le prix du carbone à environ 18 \$ la tonne; on prévoit que ce prix sera porté à 24 \$ la tonne d'ici 2023³². Selon les estimations du BRF, une tarification à 18 \$ la tonne hausserait le prix du gaz naturel d'environ 7,7 \$/MWh, contre environ 10,2 \$/MWh pour 24 \$ la tonne. Qui plus est, l'Agence d'information sur l'énergie prévoit une hausse du prix du gaz naturel entre 2016 et 2023, ce qui conduirait à une augmentation d'environ 17 \$/MWh du coût de la production au gaz naturel selon les estimations du BRF. En raison d'une hausse concomitante des prix du gaz et du carbone, le BRF prévoit que le coût marginal de la production au gaz naturel que l'énergie importée du Québec doit remplacer atteindra entre 53 \$ et 57 \$/MWh d'ici 2023. On peut donc s'attendre à une augmentation du prix de l'électricité en Ontario aux heures de pointe, c'est-à-dire lorsque le THEO est fonction de la production au gaz naturel.

En additionnant pour chaque année jusqu'en 2023 la différence entre le prix d'importation de 2 TWh d'électricité au prix fixé par l'Accord et le coût marginal à payer pour la production au gaz naturel estimé par le BRF, on obtient les 187 M\$ que devront payer les usagers pour l'énergie qui sera importée en vertu de l'Accord. Quant à lui, le volet de cyclage d'électricité de ce dernier fera épargner aux usagers

31 Il tient également compte de coûts de fonctionnement variables.

32 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Long-term Carbon Price Forecast*, 19 juillet 2017.

la différence entre le prix de l'énergie cyclée sur le marché et le coût marginal du 0,3 TWh de production au gaz naturel qui sera remplacé chaque année. Le BRÉ estime à 47 \$/MWh la différence moyenne entre le prix de l'énergie cyclée et le coût de l'énergie récupérée sur la durée de l'Accord, ce qui représente une économie de 99 M\$ pour les usagers.

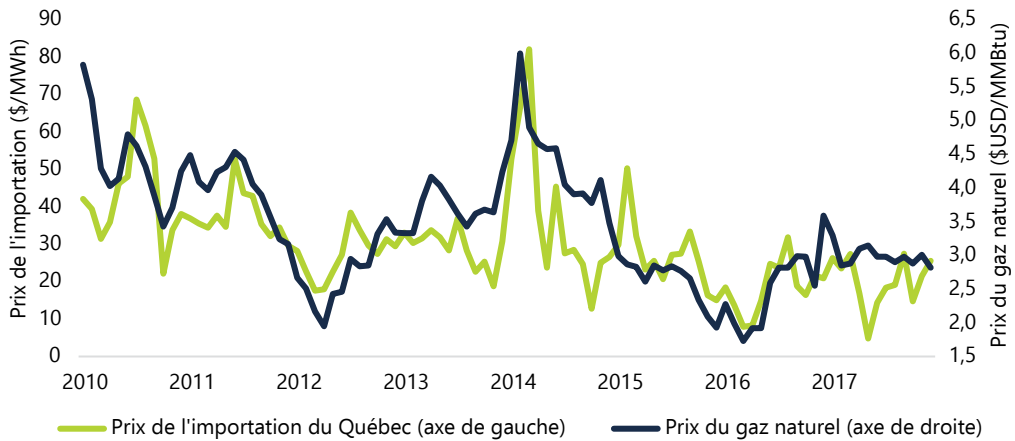
Tarification de l'énergie importée

En l'absence d'une entente formelle comme l'Accord, l'Ontario fait le commerce d'énergie avec d'autres territoires en fonction du coût marginal. Le Québec, comme les autres producteurs et territoires adjacents, peut offrir son énergie sur le marché ontarien; ses offres sont acceptées lorsqu'elles sont économiquement avantageuses. Les transactions entre l'Ontario et le Québec s'effectuent au prix d'équilibre; autrement dit, il n'y a pas de rajustement global pour les importations qui en découlent, quoiqu'un rajustement puisse être prévu en cas de congestion d'interconnexions. L'importation ne saurait toutefois déterminer le THEO; ainsi, le prix de l'énergie importée sur le marché est fixé selon la ressource ontarienne qui sert d'appoint au moment de l'importation³³. Or, en période de pointe (c'est-à-dire lorsque doivent s'effectuer les importations en vertu de l'Accord), il s'agit généralement du gaz naturel. Par conséquent, le coût marginal du gaz naturel reflète ce qui serait versé au Québec si les transactions s'effectuaient au prix du marché, plutôt qu'à celui fixé dans l'Accord.

La quantité d'énergie que le Québec est prêt à exporter en Ontario dépend de ses surplus et du prix que ses autres partenaires sont prêts à payer. Le Québec vend l'essentiel de ses surplus à la Nouvelle-Angleterre et à New York, où l'électricité est plus onéreuse qu'en Ontario. Ces territoires tirent l'essentiel de leur production énergétique du gaz naturel, dont le prix est étroitement lié à celui auquel le Québec exporte son électricité. On s'attend donc à ce que les revenus que tire le Québec de ces exportations suivent le prix du gaz naturel dans sa croissance. Le prix de l'énergie importée sur le marché, en l'absence d'entente, devrait donc augmenter en fonction de la hausse du prix du gaz naturel.

³³ Les importations, planifiées une heure à l'avance, sont considérées comme une charge non commandée. Bien qu'elles aient une incidence sur quelle ressource sert à la production d'énergie d'appoint, elles ne sauraient établir la marge.

Corrélation entre le prix de l'énergie importée du Québec et celui du gaz naturel



Source : Analyse du BRF des données de l'EIA et de la SIERE.

Annexe C : Tendances québécoises d'importation et d'exportation

Le réseau de transport d'électricité de l'Ontario est connecté à ceux du Québec, du Manitoba, du Michigan, de l'État de New York et du Minnesota. D'un point de vue global, l'Ontario est un exportateur net d'électricité : il en exporte plus qu'il n'en importe. Il est néanmoins un importateur net dans ses rapports avec le Québec et le Manitoba, et l'essentiel de l'énergie qu'il importe provient du Québec. En 2017, il a importé 6,6 TWh, dont 5,8 TWh du Québec, et exporté 19,1 TWh, dont 16,6 TWh sur les marchés du Michigan, de New York et du Minnesota.

Historique des importations et exportations d'énergie entre l'Ontario et le Québec

L'importation d'énergie québécoise connaît une hausse considérable depuis 2010³⁴. En 2016, le prix moyen du marché ontarien au moment des importations était de 19,7 \$/MWh.

³⁴ On doit cette baisse de 2017 à la raréfaction des transactions entre territoires non contigus. Par ailleurs, l'importation pour usage résidentiel a augmenté de 2016 à 2017.

Tableau 5-2 : Quantités et prix de l'énergie importée du Québec et exportée au Québec depuis 2010

Année	Énergie importée (TWh)	Prix moyen du marché ontarien au moment des importations (\$/MWh)	Énergie exportée (TWh)	Prix moyen du marché ontarien au moment des exportations (\$/MWh)
2010	2,4	42,9	4,8	32,9
2011	2,5	38,9	3,4	26,3
2012	3,9	28,2	1,4	21,9
2013	4,2	28,8	2,2	25,1
2014	3,6	41,7	3,5	34,3
2015	4,8	28,7	2,9	23,8
2016	6,8	19,7	1,8	12
2017	5,8	21,5	2	9,4

Source : Analyse du BRF de données de la SIERE.

Annexe D : Production du présent rapport

Pouvoir

À la demande d'un député de l'Assemblée législative, le Bureau du directeur de la responsabilité financière a accepté d'entreprendre l'analyse présentée dans ce rapport en vertu de l'alinéa 10(1)b) de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

Principales questions

Les questions principales ci-dessous ont guidé les recherches qui sous-tendent ce rapport :

- Quelle incidence aura l'Accord sur les usagers ontariens?
 - À combien évalue-t-on le coût de l'énergie qui sera importée du Québec (y compris les investissements à consentir pour le transport)?
 - Que paie le Québec pour les 500 MW que l'Ontario lui fournira en hiver?
 - Que paie l'Ontario pour cycler son énergie sur le réseau électrique québécois?
- Quelle incidence aura l'Accord sur les producteurs d'énergie ontariens?
 - À combien évalue-t-on le coût du remplacement de la production

d'électricité par l'importation ou le cyclage d'énergie?

- Quelle incidence aura le remplacement de la production locale par l'importation d'énergie sur l'emploi en Ontario?
- En quoi l'Accord concourt-il aux initiatives provinciales concernant le marché de l'énergie?
 - En quoi l'Accord concourt-il aux initiatives provinciales concernant les changements climatiques?
 - En quoi l'Accord concourt-il aux initiatives provinciales concernant la gestion de la demande?

Méthode

Le présent rapport se fonde sur l'information fournie par le ministère de l'Énergie et par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité ou obtenue lors de rencontres avec le personnel de ces deux organismes, ainsi que sur une recension des écrits pertinents et d'autres données publiques. Les sources sont indiquées au fil du texte.

Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens courants (non ajustés en fonction de l'inflation).

Tous les prix moyens sont pondérés.

