

BALISAGE SUR LA COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DANS CERTAINS SECTEURS INDUSTRIELS ET PISTES DE SOLUTIONS

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Rapport final

16 décembre 2016



ECONOLER

SOMMAIRE

La politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec prévoit que la Régie de l'énergie devra produire un avis proposant des solutions tarifaires « qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment, une simplification des options offertes aux clients¹. »

Dans sa lettre du 10 juin 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles demande à la Régie un avis sur des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles qui prend en considération que « malgré une position concurrentielle enviable, un certain effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité est constaté, lequel risque de miner la compétitivité de certains secteurs industriels québécois, particulièrement ceux soumis à la concurrence internationale². »

Le présent rapport fait donc l'analyse de la compétitivité des tarifs industriels d'électricité au Québec dans certains secteurs soumis à la concurrence internationale et présente des pistes de solutions qui s'inspirent des pratiques tarifaires rencontrées.

La consommation et les tarifs électriques des grands consommateurs d'électricité sont la plupart du temps confidentiels et dépendent de plusieurs aspects négociés à la pièce selon les besoins des parties prenantes. De plus, l'autoproduction d'électricité est une réalité répandue au sein des grands consommateurs dans certains marchés où il existe des conditions favorables sur le prix des combustibles fossiles utilisés pour alimenter ces unités de production électrique.

Ce rapport donne donc un ordre de grandeur des tarifs payés par les grands consommateurs alimentés à partir du réseau selon l'hypothèse que ceux-ci sont indicatifs des tarifs négociés ou des coûts d'autoproduction. Dans la mesure du possible, ce rapport présente les ententes et les contrats spéciaux relevés lors du balisage.

Les tarifs et les mesures tarifaires publiquement disponibles en Inde, en Chine, dans le Conseil de coopération du Golfe (Dubai et Abu Dhabi), en Norvège, au Chili, et aux États-Unis (États de New York, de l'Ohio, de l'Iowa et de la Géorgie), pour les sous-secteurs économiques à forte consommation électrique suivants, ont été analysés :

- › Sidérurgie (SCIAN 3311);
- › Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313);
- › Fonte et affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium (SCIAN 33141);
- › Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152);
- › Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181);
- › Usines de pâte à papier (SCIAN 32211);

¹ R-3972-2016, pièce B-0001, p. 1

² R-3972-2016, pièce B-0001, p. 1 et 2

- › Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518).

Les juridictions ont été identifiées à l'aide de rapports, de statistiques publiques et de consultations auprès d'associations sectorielles. Il s'agit de juridictions où la concurrence avec les entreprises québécoises est la plus forte et non systématiquement celles où l'électricité est la moins chère. Cette approche permet de mettre en relief les tarifs d'électricité par rapport au large éventail de paramètres déterminant l'attractivité économique de ces juridictions.

Le tarif de grande puissance du Québec (tarif L) est le plus compétitif après celui de la Norvège en plus d'afficher une croissance stable et inférieure à celle des autres juridictions (sauf la Norvège). Cette croissance stable offre une bonne prévisibilité des tarifs, ce qui devrait réduire les risques opérationnels. De plus, le taux d'émissions de GES par kilowattheure (kWh) au Québec est le plus faible au sein des juridictions étudiées.

L'effritement de la compétitivité du tarif de grande puissance (tarif L) entre 2002 et 2011 par rapport à la compétitivité des tarifs de certains États américains est principalement dû à la croissance de la devise canadienne par rapport à la devise américaine. La chute des prix du gaz naturel, depuis environ 2008, a permis de réduire les tarifs électriques des États ayant une forte proportion de leur électricité produite à partir du gaz naturel. Par contre, cette baisse n'a pas permis de les réduire au point d'atteindre les tarifs des États utilisant le charbon pour produire l'électricité. La croissance des tarifs électriques des États américains produisant l'électricité à partir du charbon, en devise américaine, est supérieure à celle du tarif L en devise canadienne.

L'effritement de la compétitivité du tarif de grande puissance (tarif L) le plus important observé lors du balitage est par rapport à la compétitivité des tarifs de la Norvège. En effet, entre 2013 et 2015, la Norvège a affiché une baisse tarifaire en raison d'une baisse de la demande, d'une croissance des ressources hydriques et d'un accroissement de la production d'autres sources d'énergies renouvelables. Cette baisse tarifaire a engendré des tarifs inférieurs à ceux du Québec en 2015. Les données des statistiques publiques affichent par contre une remontée des tarifs en 2016.

La Chine et l'Inde sont deux pays à forte croissance économique où la production électrique suit difficilement la croissance de la demande. Une observation similaire peut être faite pour le charbon qui représente la principale source d'énergie primaire entrant dans la fabrication d'électricité. En 2015, les deux pays étaient importateurs nets de charbon. Cela soulève des doutes quant à l'accès à très bas coûts à l'électricité, car cette dernière est produite à partir de charbon à la valeur marchande. Les réformes visant à assurer la croissance de l'offre dans les deux pays, tout en maintenant les prix compétitifs, engendrent des distorsions qui tendent à déséquilibrer l'offre et la demande. Le tout soulève des questionnements quant à la stabilité des prix à long terme. Bien que l'autoproduction permette de réduire certains risques d'approvisionnement, les entreprises produisant leur électricité doivent acheter ou extraire le charbon, ce qui occasionne inévitablement des investissements majeurs et des risques importants. En Chine, des documents publics mentionnent l'intervention des gouvernements provinciaux afin de réduire les tarifs électriques dans le secteur de l'aluminium. Cette

intervention illustre l'influence de l'État en Chine qui peut se matérialiser de multiples façons au-delà de la tarification électrique. Cette situation permet difficilement de conclure les prix réellement payés par les grands consommateurs.

Dans le Conseil de coopération du Golfe (CCG), les tarifs électriques sont subventionnés et sont équivalents au tarif L. Par contre, dans un contexte où le prix du baril de pétrole est bas et que l'exploitation de ce dernier représente la principale source de financement, rien n'indique que cette pratique est viable à long terme. De plus, les Émirats arabes de Dubaï et d'Abu Dhabi sont maintenant importateurs nets de gaz naturel, ce qui pourrait limiter la croissance de l'offre.

Le Chili et l'Inde illustrent bien les risques d'approvisionnement en énergie primaire. L'Argentine ayant coupé l'approvisionnement aux autres pays afin de régler sa crise énergétique, le Chili a connu une croissance rapide des prix. Le Chili affiche actuellement le tarif industriel le plus élevé des juridictions étudiées. Quant à l'Inde, son principal fournisseur de charbon, l'Indonésie, a ajusté son prix du charbon sur celui du marché international. Le tout a mené à une croissance des coûts de production des centrales au-delà du prix de vente aux distributeurs, les forçant à produire à perte.

En ce qui concerne le Québec, il est important de mentionner que les ajouts de capacité de production se font à des coûts supérieurs à ceux des juridictions étudiées. Ainsi, la gestion de l'accroissement de l'offre et de la demande au Québec pourrait avoir, à long terme, des effets sur la compétitivité des tarifs.

Différentes pratiques tarifaires visant à stimuler la croissance économique par l'accès à l'électricité ont été recensées. Ces pratiques sont présentées comme des pistes de solutions visant à stimuler les réflexions et incluent : les contrats spéciaux ou à partage de risques avec des mécanismes d'indexation au prix de commodité et au taux de change, une approche d'allocation des coûts de capacité de production additionnelle et de programmes visant à réduire la croissance des tarifs industriels, puis une plus grande flexibilité de la tarification électrique - tarifs différenciés dans le temps. À ces pratiques s'ajoute un mécanisme de valorisation de l'électricité verte du Québec afin de réaliser le plein potentiel de l'énergie produite au Québec.



TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
1 MÉTHODOLOGIE	3
1.1 Sélection des secteurs industriels	3
1.2 Sélection des juridictions en concurrence avec le Québec	3
1.3 Analyse comparative.....	4
1.3.1 Profils types	4
1.3.2 Analyse.....	5
1.4 Constats et pistes de solutions.....	5
1.5 Hypothèses générales.....	5
2 ANALYSE DES TARIFS ÉLECTRIQUES AU QUÉBEC	6
2.1.1 Sources d'énergie primaire pour la production électrique.....	6
2.1.2 Tarifs électriques.....	6
2.1.3 Ententes négociées.....	6
2.1.4 Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives	6
2.1.5 Perspective historique.....	7
3 SECTEURS DE CONCURRENCE INTERNATIONALE	8
3.1 Balisage sectoriel	8
3.1.1 Sidérurgie (SCIAN 3311)	8
3.1.2 Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313)	9
3.1.3 Fonte et affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium (SCIAN 33141).....	11
3.2 Juridictions	12
3.2.1 Inde.....	12
3.2.2 Chine	18
3.2.3 Conseil de coopération du Golfe (CCG)	24
3.2.4 Norvège	29
3.2.5 Chili.....	33
3.3 Analyse comparative.....	38
4 SECTEURS DE CONCURRENCE NORD-AMÉRICAINS.....	42
4.1 Balisage sectoriel	42
4.1.1 Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152).....	42
4.1.2 Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181)	43
4.1.3 Usines de pâte à papier (SCIAN 32211)	44
4.1.4 Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518) ..	45



4.2	Juridictions	46
4.2.1	Ohio	48
4.2.2	New York	52
4.2.3	Géorgie	58
4.2.4	Iowa	63
4.3	Analyse comparative	67
4.3.1	Profils types	67
4.3.2	Analyse comparative (selon les profils types)	68
4.3.3	Analyse comparative (selon les perspectives historiques)	70
4.3.4	Analyse comparative (émissions de GES)	72
5	CONSTATS ET PISTES DE SOLUTIONS	73
5.1	Constats	73
5.1.1	Compétitivité des tarifs et émissions de GES en 2015	73
5.1.2	Effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité entre 2001 et 2015	74
5.1.3	Rabais, options tarifaires et autres considérations en lien avec les tarifs d'électricité destinés aux secteurs industriels	77
5.2	Pistes de solutions	78
5.2.1	Contrats spéciaux ou à partage de risques	79
5.2.2	Mécanisme de valorisation de l'électricité verte du Québec	79
5.2.3	Approche d'allocation des coûts de capacité de production additionnelle	80
5.2.4	Flexibilité de la tarification électrique - tarifs différenciés dans le temps	82
6	LIMITE DES RÉSULTATS	83
	CONCLUSION	84
	ANNEXE I PARTIES PRENANTES CONSULTÉES	85
	ANNEXE II HYPOTHÈSES	86
	ANNEXE III PROFILS TYPES	88
	ANNEXE IV BALISAGE	93

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Production d'aluminium en 2015	9
Tableau 2 : Coûts d'approvisionnement en électricité en Inde	16
Tableau 3 : Coûts d'approvisionnement en électricité en Inde	23
Tableau 4 : Coûts d'approvisionnement en électricité dans le CCG	28
Tableau 5 : Coûts de l'électricité en Norvège pour le secteur industriel (avant taxes)	31
Tableau 6 : Coûts d'approvisionnement en électricité dans le CCG	32
Tableau 7 : Coût d'électricité au Chili	36
Tableau 8 : Coûts d'approvisionnement en électricité au Chili	37
Tableau 9 : Tarifs moyens pour les juridictions de concurrence internationale, incluant une estimation des émissions de GES (GES/kWh)	40
Tableau 10 : Marché des fonderies aux États-Unis (année 2012)	43
Tableau 11 : Marché des usines de pâte à papier (SCIAN 32211) en 2012	45
Tableau 12 : Résumé des tarifs industriels de l'Ohio Power Company	50
Tableau 13 : Résumé des tarifs industriels offerts par National Grid	54
Tableau 14 : Tarifs offerts dans le cadre du programme ReCharge New York	56
Tableau 15 : Résumé des tarifs industriels de Georgia Power Company	61
Tableau 16 : Résumé des tarifs industriels de MidAmerican Energy	65
Tableau 17 : Profils types des sous-secteurs	68
Tableau 18 : Coût de l'électricité de chacune des juridictions (CAD/kWh)	70
Tableau 19 : Émissions de GES des juridictions de concurrence nord-américaine	72
Tableau 20 : Parties prenantes consultées	85
Tableau 21 : Taux de change historique	86
Tableau 22 : Production de gaz à effet de serre lors de génération d'électricité par différents combustibles	87
Tableau 23 : Profils du secteur de l'acier	88
Tableau 24 : Profils du secteur de l'aluminium	89
Tableau 25 : Profils du secteur du cuivre	89
Tableau 26 : Profils du secteur des fonderies	90
Tableau 27 : Profils du secteur fabrication d'alcalis et de chlore	90
Tableau 28 : Profils types du secteur fabrication de pâte à papier	91
Tableau 29 : Profils du secteur de traitement de données, d'hébergement de données et des services connexes	91
Tableau 30 : Facteur d'utilisation	92
Tableau 31 : Tarifs Grande puissance d'Hydro-Québec	93
Tableau 32 : Options applicables au tarif	94
Tableau 33 : Tarif électrique à Jharkhand (Inde)	95



Tableau 34 : Tarifs d'approvisionnement d'électricité avec l'entreprise Elecda, novembre 2016	97
Tableau 35 : Tarif PLL-11 (> 500 kW)	98
Tableau 36 : Tarif PLH-11 (> 10 000 kW, F.U >75 %)	99
Tableau 37 : Tarif GS-3 (≥ 10 kW)	100
Tableau 38 : Tarif GS-4 (>8 000 kW, $\geq 2,4$ kV).....	101
Tableau 39 : Tarif du programme <i>ReCharge New York</i> (RNY-1).....	102
Tableau 40 : Tarif Large General SC-3 (>100 kW).....	102
Tableau 41 : Tarifs électriques selon l'entente spéciale entre Alcoa et NYPA.....	103
Tableau 42 : Tarif LS (<69 kV)	104
Tableau 43 : Tarif SS (<15 000 kW, ≥ 69 kV)	104
Tableau 44 : Tarif ICR ($\geq 15 000$ kW).....	105



LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Évolution du tarif d'électricité industriel au Québec (tarif L)	7
Figure 2 : Production d'aluminium	10
Figure 3 : Sources d'électricité des fonderies d'aluminium	10
Figure 4 : Prix de l'aluminium LME 3 Mo	11
Figure 5 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique en Inde	13
Figure 6 : Prix spot moyen (fourniture uniquement) de la zone E1	14
Figure 7 : Prix historiques du charbon australien et indien	17
Figure 8 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique en Chine	18
Figure 9 : Tarifs d'électricité de 2014 des quatre groupes de grands consommateurs d'électricité en Chine	22
Figure 10 : Prix historiques du charbon australien et chinois	24
Figure 11 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique au Moyen-Orient	25
Figure 12 : Prix de l'électricité en Europe pour les grands consommateurs en 2015	29
Figure 13 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique en Norvège	30
Figure 14 : Volatilité du prix de l'électricité pour les consommateurs industriels en Norvège ayant un profil de consommation annuelle entre 20 000 et 70 000 kWh	33
Figure 15 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique au Chili	35
Figure 16 : Prix de l'électricité pour les clients industriels au Chili	38
Figure 17 : Évolution du prix de l'électricité dans les juridictions internationales	41
Figure 18 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de l'Ohio (2015)	49
Figure 19 : Évolution du prix de l'électricité, du charbon et du gaz naturel en Ohio	52
Figure 20 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de l'État de New York (2015)	53
Figure 21 : Répartition des zones électriques de l'État de New York	57
Figure 22 : Évolution du prix de l'électricité, du charbon et du gaz naturel dans l'État de New York	58
Figure 23 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de la Georgia Power Company (2015)	60
Figure 24 : Évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel en Géorgie	63
Figure 25 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de l'Iowa (2014)	64
Figure 26 : Volatilité du coût de l'électricité des clients industriels de l'Iowa	67
Figure 27 : Comparaison du prix de l'électricité pour les cinq profils utilisés	69
Figure 28 : Prix industriel moyen de l'électricité dans certains États américains	70
Figure 29 : Taux de change annuel moyen (USD/CAD)	71
Figure 30 : Projection des tarifs (USD nominaux) selon l'EIA	72
Figure 31 : Comparaison des tarifs électriques, 2015 (CAD/kWh) et des émissions de GES (CO ₂ e/kWh)	74
Figure 32 : Évolution de 2002 à 2015 du prix de l'électricité des différentes juridictions	75
Figure 33 : La consommation finale d'électricité par secteur et par tarif (2003-2015)	81

ACRONYMES

AE	Émirats arabes unis
AED	Dirham (devise des Émirats arabes unis)
BRICS	Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud
Btu	British Thermal Unit
CAD	Dollar canadien
CCG	Conseil de coopération du Golfe
CO ₂ e	Équivalent en dioxyde de carbone
Codelco	Corporación Nacional del Cobre (Société nationale du cuivre, Chili)
DEWA	Dubai Electricity and Water Authority
EDPAB	Economic Development Power Allocation Board
EIA	Energy Information Administration
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FOB	Freight on board
GES	Gaz à effet de serre
GWh	Gigawattheure
IEA	International Energy Agency (Agence internationale de l'énergie)
INR	Roupie (devise nationale en Inde)
ISO	Independent System Operator (Gestionnaire de réseau indépendant, États-Unis)
IUB	Iowa Utilities Board
kg	Kilogramme
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampère
kW	Kilowatt



kWh	Kilowattheure
LME	London Metal Exchange
mmBtu	Million de British Thermal Unit
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NOK	Couronne norvégienne (devise nationale de la Norvège)
NYISO	New York Independent System Operator
NYPA	New York Power Authority
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
PJM	Pennsylvania – New Jersey – Maryland
RMB	Renminbi (devise nationale de la Chine)
RNY	ReCharge New York
SCIAN	Système de classification des industries de l'Amérique du Nord
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
t	Tonne
TOU	Time of use
USD	Dollar américain
V	Volt

INTRODUCTION

La politique énergétique 2030 du Gouvernement du Québec prévoit que la Régie de l'énergie devra produire un avis proposant des solutions tarifaires « qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment, une simplification des options offertes aux clients³. »

Dans sa lettre du 10 juin 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles demande à la Régie, en vertu de l'article 42 de sa loi constitutive, un avis sur des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles ainsi que la situation des consommateurs d'électricité et de gaz naturel.

Le ministre souhaite que la réalisation de l'avis s'appuie sur un balisage par des experts et que des pistes de solution soient soumises à la consultation publique.

Le présent rapport vise donc à répondre à la requête de prendre en considération que, « malgré une position concurrentielle enviable, un certain effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité est constaté, lequel risque de miner la compétitivité de certains secteurs industriels québécois, particulièrement ceux soumis à la concurrence internationale⁴. »

En réalité, l'attractivité économique d'une juridiction dépend d'un large éventail de paramètres. Les décisions d'affaires se prennent sur la rentabilité globale d'un projet et non uniquement sur les tarifs électriques, et ce, même si l'électricité de certaines entreprises en est la principale dépense. Dans les faits, l'attractivité dépend de l'accès à la matière première et à une main-d'œuvre qualifiée, le coût de la main-d'œuvre, le fardeau fiscal et les programmes de mesures incitatives, les tarifs énergétiques (incluant la variation du coût des combustibles fossiles tels que le pétrole et le charbon), l'image de marque, la proximité avec les marchés desservis, les risques politiques et économiques, la demande et les prix des produits finis, la variation des taux de change entre les économies et bien d'autres facteurs. Le présent rapport se limite à une comparaison directe des tarifs d'électricité.

La consommation et les tarifs électriques des grands consommateurs d'électricité sont rarement publics. Les tarifs payés dépendent de plusieurs aspects négociés à la pièce selon les besoins des parties prenantes. Ces derniers peuvent inclure des clauses de variation du prix de l'énergie en fonction de la variation des prix des produits finis sur le marché international. De plus, l'autoproduction d'électricité est une réalité répandue au sein des grands consommateurs et certains marchés ont des conditions très favorables sur le prix des combustibles fossiles utilisés pour alimenter ces unités de production électrique. L'objectif de ce rapport est donc de comparer l'information publiquement disponible sur les coûts de l'électricité de différents marchés afin de donner un ordre de grandeur des tarifs payés par les grands consommateurs alimentés à partir du réseau avec l'hypothèse que ces tarifs sont indicatifs des tarifs négociés ou des coûts d'autoproduction.

³ R-3972-2016, pièce B-0001, p. 1

⁴ R-3972-2016, pièce B-0001, p. 1 et 2



Ce rapport fait l'analyse de l'impact de la tarification électrique sur les secteurs industriels à plus forte intensité énergétique présents au Québec et assujettis à la concurrence mondiale, soit :

- › Sidérurgie (SCIAN 3311);
- › Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313);
- › Fonte et affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium (SCIAN 33141);
- › Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152);
- › Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181);
- › Usines de pâte à papier (SCIAN 32211);
- › Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518).

Le présent rapport décrit la méthodologie utilisée pour la sélection des secteurs industriels, le balisage et l'élaboration de pistes de solutions (section 1), un survol des tarifs en vigueur au Québec (section 2) une analyse de la compétitivité des juridictions internationales (section 3) et nord-américaines (section 4) qui représentent des juridictions en concurrence avec le Québec pour au moins un des secteurs industriels étudiés, les constats et les pistes de solutions (section 5), un énoncé des limites d'interprétation des résultats (section 6) et, finalement, la conclusion de l'étude (section 0).

Le balisage a été segmenté entre les secteurs économiques, s'ils sont principalement assujettis à la concurrence des juridictions nord-américaines ou internationales. Cette segmentation repose essentiellement sur des critères de similitude des conditions du marché et d'accès à l'information.

1 MÉTHODOLOGIE

La présente section décrit la méthodologie utilisée pour déterminer les secteurs industriels à l'étude (section 1.1), la sélection des juridictions qui entrent en concurrence avec le Québec pour les secteurs industriels établis (section 1.2), la portée de l'analyse comparative (section 1.3), la portée des constats et les pistes de solution (section 1.4) puis les hypothèses générales émises pour la réalisation du mandat (section 1.5).

1.1 Sélection des secteurs industriels

Les secteurs industriels suivants, à plus forte intensité énergétique et présents au Québec, ont été déterminés notamment à partir de la demande du distributeur de la création du tarif de développement économique, dans le cadre du dossier R-3905-2014.

La liste des sous-secteurs économiques cible les sous-secteurs énergivores pertinents dans le contexte industriel québécois selon les données de Statistique Canada et des échanges avec les associations sectorielles.

Ainsi, les secteurs industriels suivants ont fait l'objet de la présente étude :

- › Sidérurgie (SCIAN 3311);
- › Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313);
- › Fonte et affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium (SCIAN 33141);
- › Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152);
- › Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181);
- › Usines de pâte à papier (SCIAN 32211);
- › Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518).

1.2 Sélection des juridictions en concurrence avec le Québec

Le balisage vise à déterminer les juridictions à l'échelle mondiale en concurrence directe avec les entreprises québécoises des secteurs industriels définis précédemment. Le résultat du balisage initial permettra de déterminer si la concurrence de chaque sous-secteur économique se retrouve principalement sur la scène internationale ou nord-américaine. Cette distinction découle du fait que certains produits doivent être distribués dans une région géographique proche des usines de production pour rester compétitifs, alors que d'autres peuvent être livrés partout dans le monde. De plus, cette segmentation est intéressante compte tenu de la plus grande accessibilité de l'information en Amérique du Nord. L'analyse comparative se base sur les tarifs moyens industriels pour la concurrence internationale, tandis que l'analyse nord-américaine est plus détaillée.

Le choix des juridictions faisant l'objet d'un balilage s'est principalement fait en s'appuyant sur des données économiques publiques, des données de marché et la consultation de différentes associations sectorielles et d'intervenants clés des secteurs visés. La liste des entités contactées dans le cadre du présent mandat est présentée à l'ANNEXE I. Cette approche permet d'assurer la validité des choix de juridictions.

Une ou deux juridictions pour chaque secteur industriel visé ont ainsi été étudiées pour une analyse comparative de leur contexte concurrentiel avec le Québec.

Les paramètres suivants ont été étudiés pour chacune d'elle :

- › Source d'énergie primaire pour la production électrique;
- › Tarifs électriques;
- › Rabais, programmes spéciaux, mesures d'attractivités;
- › Ententes négociées;
- › Perspective historique.

1.3 Analyse comparative

L'analyse comparative de la concurrence internationale repose sur des tarifs industriels moyens en raison d'absence de données de grilles tarifaires officielles pour la Chine et la Norvège, tandis que les grilles tarifaires pour l'Inde, le GCC et le Chili ont été utilisées.

L'analyse comparative de la concurrence nord-américaine repose sur l'usage de profil type de consommation annuelle d'électricité afin de comparer les coûts d'approvisionnement en électricité dans la juridiction définie avec ceux du Québec. Cette analyse permet de comparer directement les coûts d'approvisionnement en électricité du Québec avec ceux des juridictions en concurrence pour les secteurs industriels à l'étude.

1.3.1 Profils types

Les cinq profils types utilisés pour l'analyse comparative de l'Amérique du Nord en raison de la disponibilité des grilles tarifaires sont présentés dans la section 4.3.1.

Chacun des profils comprend les variables suivantes sur une base annuelle :

- 1 Tension (kV);
- 2 Facteur d'utilisation (%);
- 3 Puissance maximale appelée (kW);
- 4 Énergie (kWh).



Ces profils annuels ne permettent pas une analyse des tarifs horaires, saisonniers ou interruptibles. Pour ce faire, un profil détaillé donnant la consommation horaire ou mensuelle et reflétant la capacité de l'entreprise à réduire sa consommation ou à autoproduire son énergie serait requis.

1.3.2 Analyse

L'analyse vise à déterminer dans quelle mesure les tarifs électriques affectent la compétitivité en comparant la tarification électrique entre les juridictions compétitives et le Québec. Cette comparaison se fait selon les critères suivants :

- › Coûts de l'électricité;
- › Stabilité du coût de l'électricité;
- › Émission de gaz à effet de serre par kilowattheure produit (GES/kWh)

Il est important de noter qu'étant donné l'accès plus difficile à l'information, les tarifs moyens industriels ont été utilisés pour les juridictions internationales.

1.4 Constats et pistes de solutions

Cette section vise à résumer les résultats de l'analyse comparative et à présenter des pistes de solutions tarifaires afin de maintenir ou d'améliorer l'attractivité du Québec dans ce secteur. Elle se base sur une analyse des principaux facteurs pouvant influencer le prix de l'électricité dans les différents marchés retenus pour l'étude comparative.

1.5 Hypothèses générales

Les hypothèses concernant la conversion des devises, l'élaboration des profils types et l'estimation des émissions de gaz à effet de serre par kilowattheure (GES/kWh) sont présentées à l'ANNEXE II.

Les tarifs ont été convertis en dollars canadiens (CAD) lorsqu'ils sont comparés avec ceux du Québec. Les tarifs ont été conservés dans la devise d'origine afin d'illustrer la volatilité des tarifs à l'intérieur d'une juridiction. Cette approche est requise afin de ne pas introduire la variabilité du taux de change dans les graphiques d'évolution des tarifs.

2 ANALYSE DES TARIFS ÉLECTRIQUES AU QUÉBEC

La présente section résume les options tarifaires et le mixte énergétique du Québec. Les données recueillies dans cette section seront utilisées comme base comparative lors du balilage des juridictions mondiales et nord-américaines.

2.1.1 Sources d'énergie primaire pour la production électrique

Le Québec est reconnu pour sa production d'électricité à faible empreinte carbone. En effet, 99,8 % de l'électricité produite par Hydro-Québec provient de l'hydroélectricité, le reste étant associé à des centrales thermiques⁵.

En tenant compte de ce mixte énergétique, l'empreinte carbone de la production électrique s'élève ainsi à 0,001 kg des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) par kilowattheure.

2.1.2 Tarifs électriques

Au Québec, les clients de grande puissance ont le choix entre 6 tarifs (voir Tableau 31 de l'ANNEXE IV). Afin de comparer les tarifs des autres juridictions avec le Québec, le tarif L a été retenu. En utilisant un facteur d'utilisation de 85 %, cela donne un coût d'électricité de 0,0533 CAD/kWh, avec comme hypothèse un profil de consommation mensuelle constante, et égal à la puissance souscrite multiplié par le nombre d'heures dans le mois.

2.1.3 Ententes négociées

Le Québec publie les ententes spéciales dans la gazette officielle du Québec. La majeure partie des ententes obtenues concernent le secteur de l'aluminium, dont certaines comprennent des tarifs avec des mécanismes d'inflation selon le prix de l'aluminium.

2.1.4 Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Hydro-Québec propose plusieurs options afin de minimiser l'impact de la variation de la consommation d'électricité en raison d'essais d'équipement, de difficulté économique ou de consommation anormale pour le rodage d'équipement (voir Tableau 32 ANNEXE IV). De plus, Hydro-Québec propose 3 tarifs interruptibles et un tarif de développement économique. Ce dernier propose des économies de 20 % aux entreprises qui s'engagent à implanter et à mettre en service une nouvelle installation ou a effectué une expansion qui créerait du développement économique avec une puissance appelée minimale de 1 MW.

⁵ HYDRO-QUÉBEC. *Production, achats et ventes d'électricité* [En ligne]. <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/energie-environnement/production-achats-et-ventes-electricite.html> (page consultée le 22 novembre 2016).



En plus du tarif de développement économique, le gouvernement annonçait, en 2016, une mesure supplémentaire donnant un rabais supplémentaire aux 150 grands consommateurs de 20 % sur quatre ans pour des projets de conversion ou d'efficacité permettant de récupérer 40 % des investissements.

2.1.5 Perspective historique

Les coûts d'une grande proportion de l'électricité au Québec varient peu, car ils sont moins assujettis à la variation des combustibles fossiles. Pour les actifs de production déjà construits, les coûts de production dépendent, entre autres, de la fluctuation des taux d'intérêt sur la dette et des coûts d'exploitation et d'entretien. Le graphique suivant présente l'évolution du tarif L au cours des dernières années. Un facteur d'utilisation de 85 % a été utilisé afin d'évaluer le prix moyen de l'électricité par kilowattheure. Le taux de croissance moyen du tarif L (voir Figure 1) se limite à 1,7 % par année, depuis 2004.

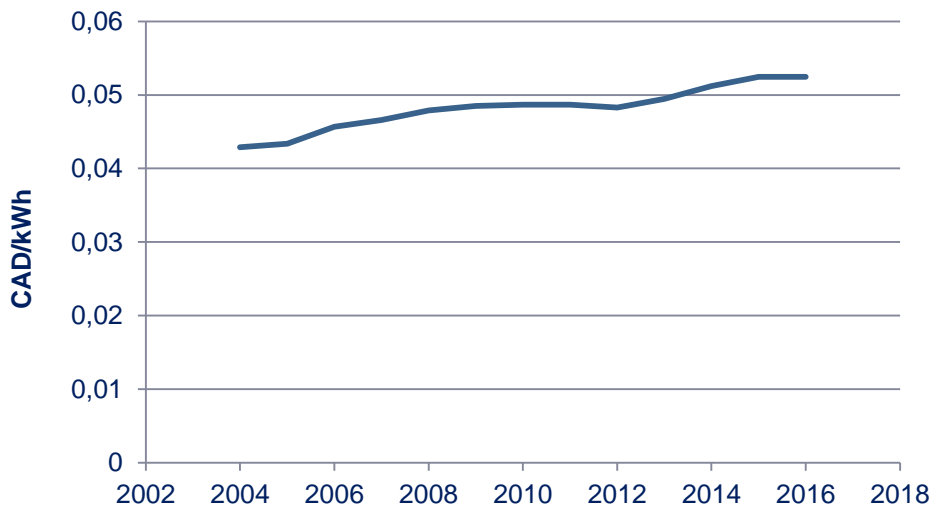


Figure 1 : Évolution du tarif d'électricité industriel au Québec (tarif L)



3 SECTEURS DE CONCURRENCE INTERNATIONALE

Dans un premier temps, les secteurs de la sidérurgie (3311), de la production d'aluminium (3313) et des métaux non ferreux (33141) seront analysés. Ces secteurs font tous l'objet d'une concurrence internationale. Bien que la principale juridiction en concurrence avec le Québec ne soit pas toujours la même, la concurrence dominante de ces secteurs provient des pays émergents, plus particulièrement de la Chine.

Cette section débute par l'identification des juridictions compétitives pour chaque sous-secteur, suivie d'une analyse comparative des juridictions et des sous-secteurs économiques. Des indications sur les prix sont présentées pour chacune des juridictions à partir des tarifs ou documents publics. Ces indications peuvent différer des tarifs réellement payés par les entreprises ayant des ententes spéciales ou des installations autoproductrices.

3.1 Balisage sectoriel

La présente section décrit les différents sous-secteurs économiques et définit, pour chacun d'eux, les principales juridictions en concurrence directe avec les industries québécoises. La sidérurgie est analysée dans le chapitre 3.1.1, la production et transformation d'alumine et d'aluminium dans le chapitre 3.1.2 et, finalement, la fonte et l'affinage de métaux non ferreux (sauf l'aluminium) dans la section 3.1.3.

3.1.1 Sidérurgie (SCIAN 3311)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale consiste à fondre du minerai de fer et des débris d'acier pour produire du fer en gueuse sous forme liquide ou solide et à transformer du fer de première fonte en acier après avoir retiré le carbone qu'il contient par combustion dans des fours⁶.

Selon le rapport *World Steel in Figures 2016*, le plus grand pays producteur d'acier est la Chine, suivi par le Japon et l'Inde. Cependant, la production d'acier à partir d'énergie électrique (four à arc électrique et four à induction) est une production à plus haute intensité électrique qui se situe davantage en Inde, où environ 56 % de l'acier est produit en utilisant un procédé électrique⁷.

Selon l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)⁸, l'Inde est le pays qui aura effectué le plus d'ajouts de capacité de production d'acier pour la période 2014-2017.

⁶ STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016)

⁷ STEEL 360. *Electric Arc Furnace for Clean Steel & Environment* [En ligne]. <http://news.steel-360.com/steel/electric-arc-furnace-clean-steel-environment/> (Consulté le 3 novembre 2016).

⁸ ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). *Capacity Developments in the World Steel Industry* [En ligne], 2015. <https://www.oecd.org/sti/ind/Capacity-Developments-Steel-Industry.pdf>



L'Inde a été retenue pour une analyse plus détaillée en raison de sa part de marché et des prévisions de croissance.

Un des plus grands producteurs d'acier d'Inde est le groupe Tata Steel. Ce dernier est fourni en électricité par Industrial Energy Limited, une entreprise subsidiaire de Tata Power. Les installations principales de Tata Steel sont situées à Jamshedpur, dans l'État du Jharkhand.

3.1.2 Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale consiste à extraire de l'alumine, généralement à partir de bauxite, ou à produire de l'aluminium à partir d'alumine⁹.

La liste des juridictions utilisées pour la comparaison a été élaborée à l'aide des statistiques de production mondiale de 2015¹⁰. Le Tableau 1 présente la production mondiale d'aluminium par région en 2015 ainsi que les fractions de l'énergie consommée par les alumineries autoproductrices.

Ce tableau démontre qu'en 2015, 49 % de la production d'aluminium mondiale provenait d'alumineries générant elles-mêmes leur énergie, alors que cette proportion était de 26 % en 2005.

Tableau 1 : Production d'aluminium en 2015

Pays	Production d'aluminium (millier de tonnes)	Pourcentage de la production mondiale	Pourcentage de l'autoproduction d'électricité
Chine	31 672	55 %	63 %
Conseil de coopération du Golfe (CCG)	5 104	9 %	91 %
Amérique du Nord	4 469	8 %	35 %
Europe de l'Est et Europe centrale	3 829	7 %	2 %
Europe de l'Ouest	3 745	6 %	2 %
Asie (excepté la Chine)	3 001	5 %	100 %
Océanie	1 978	3 %	0 %
Afrique	1 687	3 %	0 %
Amérique du Sud	1 325	2 %	28 %
Autres	1 080	2 %	N/D
Total	57 890	100 %	49 %

Source : <http://www.world-aluminium.org>

⁹ STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016).

¹⁰ THE INTERNATIONAL ALUMINIUM INSTITUTE. *Primary Aluminium Production* [En ligne]. <http://www.world-aluminium.org/statistics/#data> (Consulté le 31 octobre 2016).



La Chine domine la production d'aluminium depuis une quinzaine d'années. Comme illustré à la Figure 2, la Chine et le Conseil de coopération du Golfe (CCG) accaparent pratiquement toute la croissance de la production depuis 2010. Les graphiques de la Figure 3 et le Tableau 1 indiquent que dans ces deux juridictions, l'autoproduction est l'option principale d'approvisionnement en électricité.

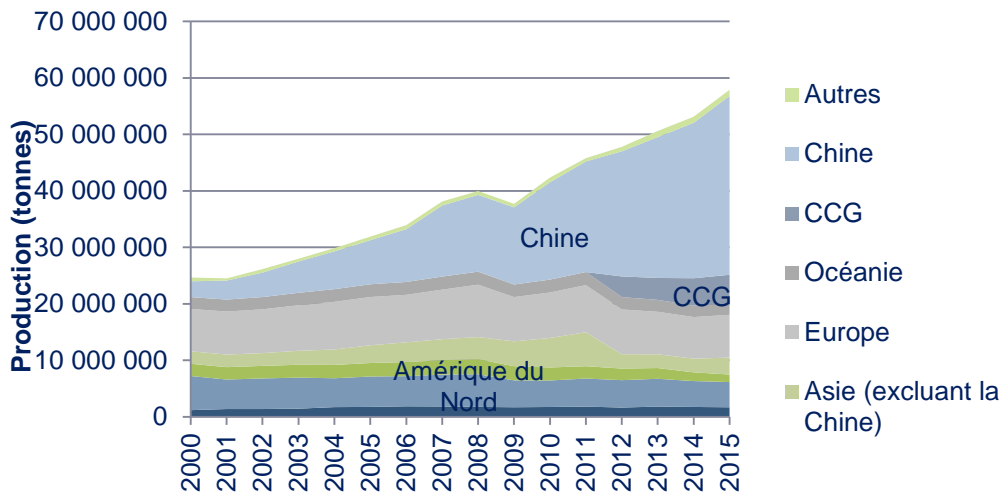


Figure 2 : Production d'aluminium¹¹

Toujours selon les données de l'International Aluminium Institute (IAI), l'Europe a vu sa part de marché croître de 1,1 % entre 2000 et 2015, tandis que l'Amérique du Nord a vu sa part de marché décroître de 26 %.

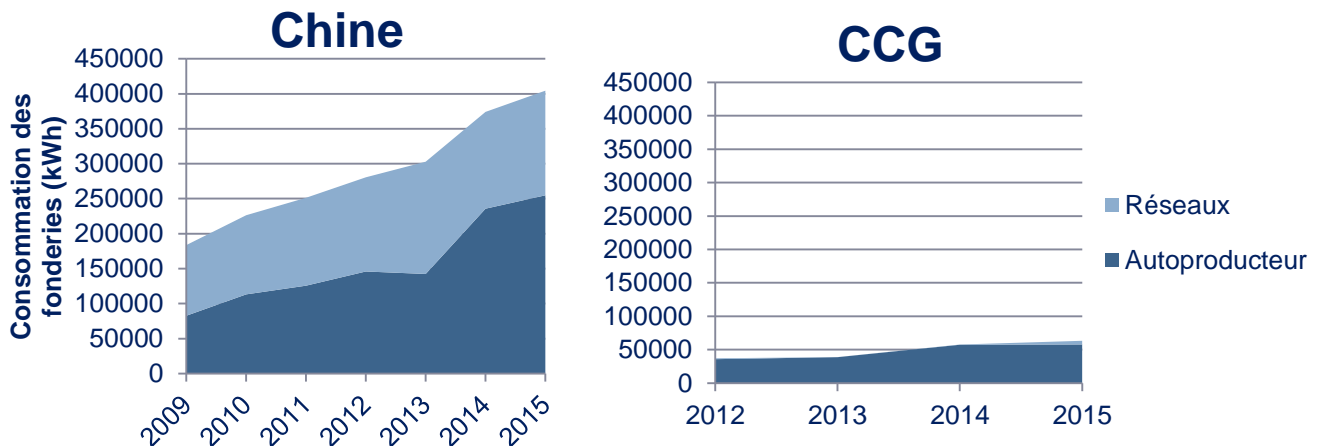


Figure 3 : Sources d'électricité des fonderies d'aluminium¹²

¹¹ THE INTERNATIONAL ALUMINIUM INSTITUTE. *Primary Aluminium Production* [En ligne]. <http://www.world-aluminium.org/statistics/#data> (Consulté le 31 octobre 2016).



Malgré la croissance de la demande mondiale, le ralentissement de la croissance de la demande intérieure chinoise a mené à des surplus de production et d'inventaire accumulés qui firent chuter les prix entre 2010 et 2015, comme l'illustre bien la Figure 4.

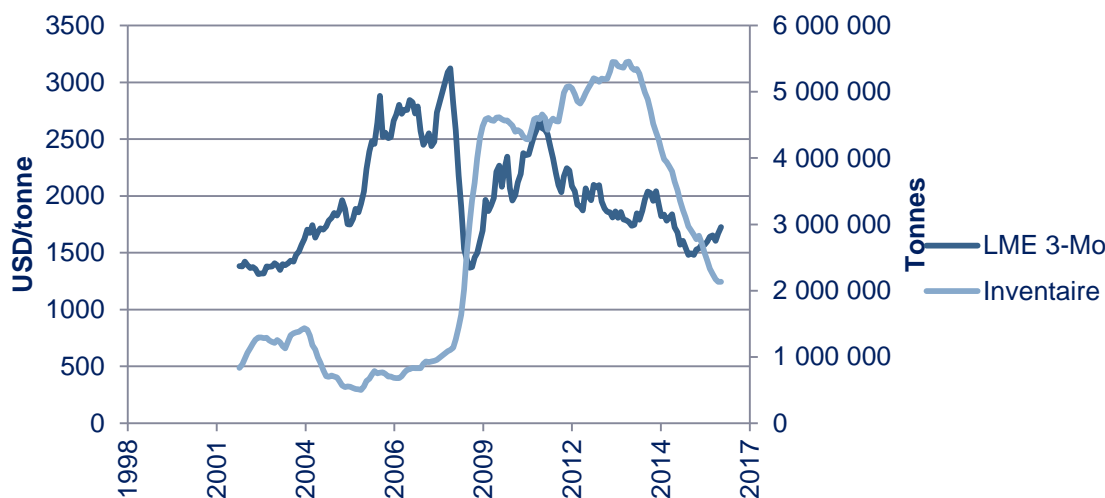


Figure 4 : Prix de l'aluminium LME 3 Mo¹³

La Chine et le CCG ont été retenus pour une analyse plus détaillée en raison de leur part de marché et des tendances à la hausse de leur production. La Norvège a, quant à elle, été retenue en raison de la similitude de son mixte énergétique avec celui du Québec, une particularité mentionnée par l'Association de l'Aluminium du Canada (AAC).

En Chine, les provinces de Xingjiang, du Shandong et de la Mongolie-Intérieure ont été plus précisément identifiées comme étant en concurrence avec le Québec par l'AAC. Pour le CCG, Dubaï et Abu Dhabi sont les régions choisies. Pour la Norvège, le département de Nordland a été choisi puisqu'il compte d'une des plus grandes alumineries d'Europe, la Norsk Hydro.

3.1.3 Fonte et affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium (SCIAN 33141)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale consiste à fondre, à partir de minerais, des métaux non ferreux autres que l'aluminium ou à raffiner ces métaux par des procédés électrolytiques ou autres. Ce sous-secteur inclut les métaux tels que le cuivre, le titane, le zinc, le nickel et bien d'autres¹⁴.

¹² THE INTERNATIONAL ALUMINIUM INSTITUTE. *Primary Aluminium Production* [En ligne]. <http://www.world-aluminium.org/statistics/#data> (Consulté le 31 octobre 2016).

¹³ WEST METALL. *Market data* [En ligne] <http://www.westmetall.com/en/markdaten.php> (consulté le 21 novembre 2016).

¹⁴ STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016).



Le balisage se concentre sur l'industrie du cuivre qui, après l'aluminium, est le métal non ferreux le plus utilisé dans le monde.

La sélection des juridictions en concurrence avec le Québec dans ce secteur s'est effectuée à partir des statistiques du *World Copper Factbook 2016*¹⁵. La Chine est le pays faisant le plus de raffinage suivie par le Chili et le Japon. Les tarifs électriques de la Chine et l'Inde seront donc analysés pour ce sous-secteur industriel.

3.2 Juridictions

Dans la présente section, les juridictions mentionnées dans le chapitre 3.1 sont analysées afin de les comparer ultérieurement avec le Québec dans la section 3.3.

La section 3.2.1 présente l'analyse de l'Inde, la section 3.2.2 celle de la Chine, la section 3.2.3 celle du CCG, la section 3.2.4 portera sur la Norvège et la section 3.2.5 sur le Chili.

Dans le cadre de la Chine, les grilles tarifaires officielles ne sont pas accessibles pour la juridiction analysée. Les tarifs électriques présentés pour la Chine sont donc des prix industriels moyens. Dans le cas des autres juridictions, les données sont un peu plus accessibles. Les grilles tarifaires sont présentées aussi que les prix industriels moyens. L'analyse comparative de la section 3.3 sera toutefois basée sur les prix industriels moyens.

3.2.1 Inde

L'Inde est l'un des quatre pays du BRICS (Brésil, Russie, Chine, Inde et Afrique du Sud) qui regroupe les principaux pays en émergence. Son produit intérieur brut se classe parmi les dix plus grand de la planète avec la deuxième plus grande population et le septième plus grand territoire. Le secteur industriel représente 26 % de son produit intérieur brut (PIB) et regroupe des secteurs tels que le textile, les télécommunications, la production de produit chimique, le secteur des mines, des cimenteries et des aciéries.

Afin d'analyser les conditions du marché favorisant la compétitivité de l'Inde dans le secteur de la sidérurgie, les recherches ont plus spécifiquement porté sur l'industrie des aciéries utilisant un procédé de fonte à l'arc électrique.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

L'Inde a une production d'électricité principalement basée sur le charbon (60 %), suivi par l'hydroélectricité (15 %) et le gaz naturel (8 %)¹⁶ (voir Figure 5).

¹⁵ INTERNATIONAL COPPER STUDY GROUP. *The World Copper Factbook 2016* [En ligne]. <http://www.icsg.org/index.php/component/jdownloads/finish/170/2202> (Consulté le 3 novembre 2016).

¹⁶ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *India Energy Outlook* [En ligne], OECD/IEA, IEA PUBLICATIONS, 2015. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2015/IndiaEnergyOutlook_WEO2015.pdf (Consulté le 3 novembre 2016).

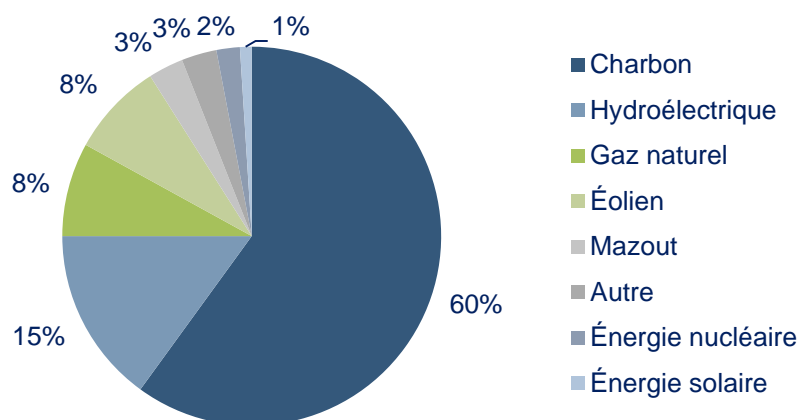


Figure 5 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique en Inde

Ce mixte énergétique correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,63 kg par kilowattheure (kWh) produit.

L'Inde possède la quatrième plus grande réserve mondiale prouvée de charbon, ce qui explique la prédominance de ce dernier dans le mixte énergétique du pays.

Tarifs électriques

Dans cette section, les tarifs électriques du distributeur à l'achat sur le marché de gros ou par autoproduction sont analysés. Une analyse du marché du charbon en Inde suit, car ce dernier a une incidence directe sur le prix de l'électricité dans ce pays.

Achat d'électricité du distributeur

La grille tarifaire de l'électricité pour l'État du Jharkhand est présentée à l'ANNEXE IV. Les tarifs industriels de cet État ont été estimés à l'aide de la grille tarifaire. Ils étaient de 0,086 CAD/kWh (4,31 INR/kWh)¹⁷ en 2015 pour une fonderie à l'arc électrique¹⁸.

Achat d'électricité sur le marché de gros

La présence de l'Indian Energy Exchange (IEX) est une plateforme électronique permettant à plus de 3 000 établissements industriels à accéder au marché au comptant (*spot market*) d'achat d'électricité directement d'un des 300 producteurs. Le marché au comptant de l'électricité en Inde en 2016 est avantageux pour les industries, compte tenu des surplus qui ne peuvent être écoulés auprès des firmes de distribution en raison des problèmes structurels du marché de l'électricité. Les récents ajustements au prix du charbon ont causé une hausse des prix de vente de la part des producteurs. Par conséquent, les distributeurs qui ne peuvent ajuster leurs prix de vente aux consommateurs finaux réagissent en diminuant la fourniture d'électricité (coupures programmées) pour réduire leurs

¹⁷ Estimé à l'aide de la grille tarifaire (440 INR/kVA/mois + 3,500 INR/kWh) et un facteur d'utilisation de 85%.

¹⁸ CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY, GOVERNMENT OF INDIA. *Tariff & duty of electricity supply of India*, 2016.



perdes financières entre les coûts d'achat et les coûts de vente d'électricité. La Figure 6 illustre le prix moyen soumis la veille (*day ahead*), entre 2008 et 2016, pour la zone E1 (incluant Jharkhand).

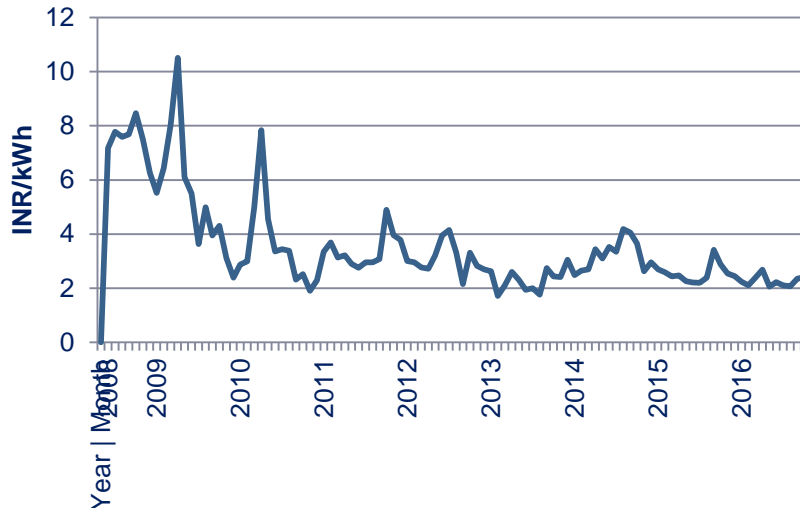


Figure 6 : Prix spot moyen (fourniture uniquement) de la zone E1¹⁹

En octobre 2016, les établissements industriels ont, par exemple, accès à l'énergie pour environ 0,045 CAD/kWh (2,3 INR/kWh). Une simulation des coûts de transmission réalisée dans l'État du Jharkhand donne un coût à la livraison de 0,064 CAD/kWh (3,22 INR/kWh).

Autoproduction de l'électricité

Un des plus grands producteurs d'acier d'Inde est le groupe Tata Steel. Ce dernier est fourni en électricité par Industrial Energy Limited, une entreprise subsidiaire de Tata Power. Puisque Industrial Energy Limited génère et fournit de l'électricité exclusivement pour Tata Steel.

Les coûts de production pour une nouvelle centrale au charbon en Inde étaient estimés à 0,038 CAD/kWh²⁰ (0,034 USD/kWh) en 2014, et ce, à condition que le producteur soit en mesure de s'approvisionner en charbon à environ 22 CAD/tonne (20 USD/tonne), selon un rapport de Bloomberg New Energy Finance²¹. En supposant que le charbon représente 70 %²² des coûts totaux de production, à un coût de 66 CAD/tonne (52 USD/tonne), le coût de production d'une centrale grimperait à 0,078 CAD/kWh.

¹⁹ INDIAN ENERGY EXCHANGE. Site Web officiel [En ligne]. www.iexindia.com (Consulté le 23 novembre 2016).

²⁰ 0,038 CAD/kWh = 0,034 USD/kWh x 1,104 CAD/USD en dollars de 2014.

²¹ BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. *H2 2014 APAC LCOE Update: A race between renewable penetration and fuel prices* [En ligne], publié le 12 août 2014. http://first.bloomberglp.com/documents/93517_LevelisedCostofElectricityUpdate.pdf

²² ENERGY INFORMATION AGENCY. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook* [En ligne], 2015. http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/allen2/docs/electricity_generation.pdf

Marché du charbon

Les coûts du charbon indien ont subi une hausse notable en juin 2016. En effet, des augmentations de 13 % à 19 % ont été rapportées en réponse à la mise en application de hausse salariale chez Coal India. Cette hausse suit une augmentation du *Clean Environment cess*²³, une taxe environnementale imposée à la tonne de charbon produite qui est passée de 3,92 à 6,84 CAD/tonne (200 à 400 INR/tonne) en février 2016. De plus, les royautés sur la production de charbon ont récemment été augmentées de 14 % à 18 %, faisant monter le prix du charbon indien.

La firme d'analyses India Rating and Research estime que ces augmentations combinées rendront le charbon importé plus avantageux. Ceci pourrait entraîner un accroissement des achats de charbon étranger, plus particulièrement pour les unités de production situées près des ports de mer²⁴.

Malgré les importantes réserves de charbon de l'Inde, le pays est importateur net de charbon. En 2014, l'Inde était le deuxième plus grand importateur après la Chine, ayant ainsi un impact important sur le prix des nouveaux approvisionnements. En 2011, l'Indonésie, son principal fournisseur, a effectué une réforme de la tarification du charbon afin de s'aligner sur les prix internationaux. Cette réforme a fait croître les prix payés par les entreprises indiennes de façon radicale. Face à cette situation, l'Inde investit massivement afin de satisfaire sa demande intérieure en accroissant sa production d'ici 2017²⁵. La production de charbon en Inde est dominée par trois sociétés d'État, dont la Coal India Limited (CIL) qui représente 80 % de la production domestique. La CIL affichait un prix de 64 USD/tonne (3 210 INR/tonne) en 2015.

Bien que l'Inde possède une grande réserve de charbon, la qualité et la viabilité économique de l'extraction et la préparation du charbon pour le secteur de la génération d'électricité reste incertaine. La CIL ne possède pas d'infrastructure moderne d'extraction, requiert une grande main-d'œuvre affichant un taux d'extraction par employé largement inférieur à la Chine²⁶ et, à de nombreuses reprises, n'a pas été en mesure de rencontrer les cibles d'augmentation de production. La production privée pour les secteurs de la production d'électricité, des aciéries, des cimenteries et du lavage de charbon est possible depuis 1993 grâce à l'amendement de la Loi sur les mines de charbon²⁷. L'extraction du charbon par les entreprises privées pour leurs propres besoins se limite pour l'instant à 6 %. De plus, l'allocation de réserve de charbon au secteur privé a fait l'objet d'un jugement de la Cour suprême qui a annulé, en 2014, 204 des 208 réserves allouées en raison d'irrégularités dans le processus.

²³ TIMES OF INDIA. *Govt doubles Clean Energy Cess on coal to Rs 400 per tonne* [En ligne], article publié le 29 février 2016. <http://timesofindia.indiatimes.com/budget-2016/industry/Union-Budget-2016-Govt-doubles-Clean-Energy-Cess-on-coal-to-Rs-400-per-tonne/articleshow/51191619.cms>

²⁴ THE ECONOMIC TIMES. *Coal India's price hike makes imported coal cheaper in coastal regions: India Ratings* [En ligne] article publié le 3 juin 2016. http://articles.economictimes.indiatimes.com/2016-06-03/news/73540540_1_imported-coal-coal-india-domestic-coal

²⁵ OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. *Indian Steam Coal Imports: The Great Equation* [En ligne], 2016. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/03/Indian-Steam-Coal-Imports-The-Great-Equation-CL-3.pdf>

²⁶ OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. *Energy in India*, [en ligne], 2015. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/03/OEF-99.pdf>

²⁷ Coal Mine - Nationalization - Act, 1973.

Selon une étude de l'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA)²⁸, la centrale de 4 000 MW de l'entreprise Tata Power vendait sa production électrique sous entente ferme à 0,041 CAD/kWh (2,26 IRN/kWh) en 2014, et ce, sans mécanisme d'inflation. Selon l'étude, ce prix serait insuffisant pour assurer la rentabilité de la centrale en raison des coûts grandissants d'importation du charbon. Selon ce même rapport, un prix de 0,097 CAD/kWh (5,4 INR/kWh) serait requis pour justifier la construction de nouvelles centrales en Inde en se basant sur les coûts d'approvisionnement de charbon à partir de l'Australie. Toujours selon cette étude, deux producteurs indiens ont fait l'acquisition des droits miniers pour deux projets de mines de charbon en Australie. Une option que l'étude conclue comme peu rentable.

Sommaire

Les coûts d'approvisionnement en électricité pour une aciérie varient selon l'option d'approvisionnement. Le Tableau 2 résume les coûts selon les différentes options en Inde.

Tableau 2 : Coûts d'approvisionnement en électricité en Inde

Tarifs du distributeur (CAD/kWh)	Tarifs du marché du gros (CAD/kWh)	Coût de production de l'autoprodacteur
0,086	0,064	0,078

Les coûts réellement payés par l'autoprodacteur dépendent des coûts de construction des centrales et d'approvisionnement en charbon. Ces ententes n'étant pas publiques, il est impossible d'estimer de façon précise les coûts de l'énergie.

Afin de comparer le prix payé par ce type d'industrie en Inde avec celui du Québec, le tarif industriel payé dans la région du Jharkhand (0,086 CAD/kWh) a été retenu.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Les recherches n'ont pas permis de trouver des rabais, des programmes spéciaux ou autres mesures incitatives liées aux secteurs industriels à l'étude, outre l'allocation de réserve de charbon à faible redevance. Le montant de redevance n'a cependant pas été obtenu.

Ententes négociées

Étant donné que les grands producteurs d'acier semblent autoproduire leur électricité ou s'approvisionner auprès d'un fournisseur d'électricité exclusif, aucune entente négociée ni aucun autre mécanisme de fixation du prix d'électricité n'a été mentionné dans l'information diffusée au public.

Les recherches n'ont également pas permis de relever des ententes ou d'autres mécanismes de fixation du prix pour l'approvisionnement en charbon des grands établissements industriels.

²⁸ INSTITUTE FOR ENERGY ECONOMICS AND FINANCIAL ANALYSIS (IEEFA). *Briefing Note Indian Power Prices* [En ligne], 2014. www.ieefa.org/wp-content/uploads/2014/05/IEEFA-Briefing-Note_IndianElectricityCoalPricing_4-May-2014.pdf

Perspective historique

Comme le précise la section précédente, l'accroissement de la production électrique en Inde pourrait s'appuyer sur un accroissement du charbon importé soit pour des raisons de coûts d'approvisionnement, de qualité du produit ou de la capacité de production intérieure. La variabilité des coûts de l'électricité pour les autoproducteurs pourrait donc s'ajuster sur le prix du charbon selon la provenance des contrats d'approvisionnement.

La Figure 7 indique la tendance du prix du charbon sur les marchés australiens et les prix annuels de la CIL depuis 2011. La baisse marquée depuis 2010 a culminé avec un prix moyen près de 66 CAD/tonne (52 USD/tonne) en 2015, pour remonter en 2016. La CIL, quant à elle, affichait en 2016 un prix similaire de 64 USD/tonne (3 210 INR/tonne)²⁹ pour le grade G2³⁰ avant les frais de transport, les taxes et les royautés.

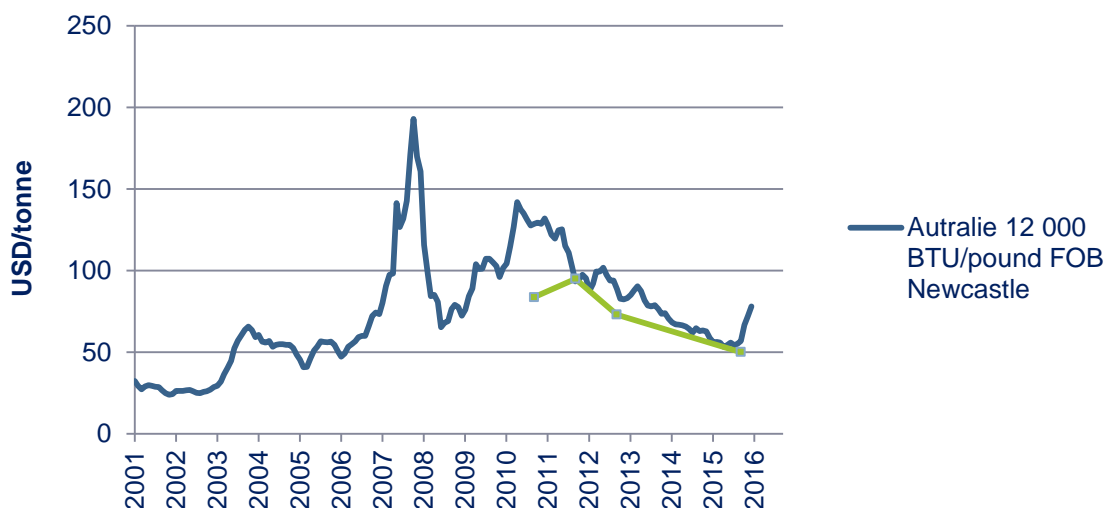


Figure 7 : Prix historiques du charbon australien³¹ et indien³²

²⁹ Price Notification NO-01: CIL:S&M: GM(F)/Pricing 2016/294, du 29 mai 2016.

³⁰ 6700 à 7000 Kcal/Kg.

³¹ INDEX MUNDI. *Coal, Australian thermal coal Monthly Price - US Dollars per Metric Ton* [En ligne]. <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=coal-australian&months=180> (Consulté le 14 novembre 2016).

³² COAL INDIA. *Price Notification NO-01: CIL:S&M: GM(F)/Pricing*, 2014, 2013, 2012, 2011.

3.2.2 Chine

La Chine est l'un des cinq pays du BRICS qui regroupe les principaux pays en émergence. Son produit intérieur brut (PIB) se classe parmi les trois plus grands de la planète avec la plus grande population et l'un des trois plus grands territoires. Le secteur industriel représente environ 70 % de son PIB et regroupe le secteur des mines, des aciéries, des alumineries, des métaux non ferreux, des cimenteries, de production de produits chimiques et bien d'autres. La Chine est le premier producteur mondial d'aluminium, d'acier et de cuivre, les trois sous-secteurs économiques qui sont analysés dans cette section du rapport.

Bien que la Chine domine dans les trois sous-secteurs, la recherche tarifaire en Chine se concentre uniquement sur l'industrie de l'aluminium avec l'hypothèse que les constats et les observations sont similaires pour les autres secteurs.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

En 2015, la Chine a produit la plus grande portion de son électricité à partir du charbon (66 %), suivi par l'hydroélectricité (22 %), l'énergie éolienne (5 %), le gaz naturel (3 %) et les autres énergies (4 %) (voir Figure 8)³³.

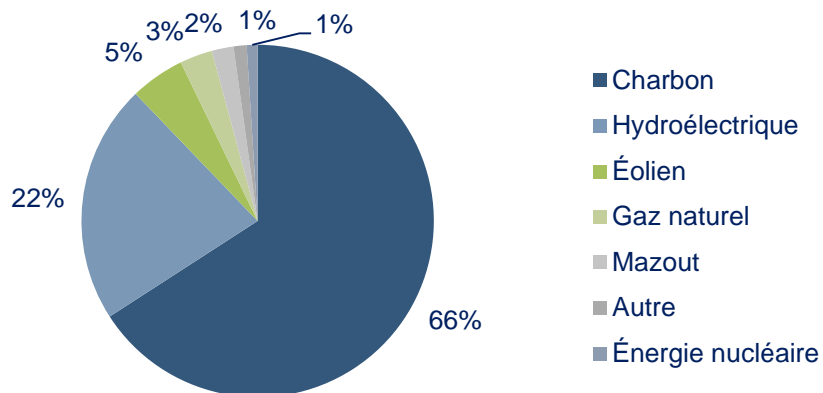


Figure 8 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique en Chine

Ce mixte énergétique correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,71 kg par kilowattheure (kWh).

³³ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *China Overview* [En ligne], publié le 14 mai 2015. http://energy.gov/sites/prod/files/2016/04/f30/China_International_Analysis_US.pdf (Consulté le 1^{er} novembre 2016).

Tarifs électriques

Le gouvernement central publie annuellement les tarifs selon les profils de consommateurs. La production est un marché ouvert. Cinq sociétés d'État produisent moins de 20 % de l'électricité et cinq grands producteurs, dont la société d'État China Huaneng Group, assurent 49 % de la fourniture électrique. Les prix d'achat sur le marché de gros sont déterminés par la National Development and Reform Commission (NDRC). Les sociétés d'État State Grid Corporation of China (SGCC), China Southern Power Grid (CSG) et Inner Mongolia Power Group assurent la transmission et la distribution de l'électricité de réseaux en Chine³⁴.

La Chine a réformé son secteur de l'électricité à de nombreuses reprises durant les 30 dernières années afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Les tarifs imposés par le gouvernement central sont déterminés afin de stimuler la croissance économique et le développement social du pays. Les prix de vente imposés aux distributeurs n'étant pas nécessairement en adéquation avec les coûts de production des producteurs d'électricité et de charbon, cela engendre de nombreuses distorsions dans le marché où les coupures électriques sont encore fréquentes. Plusieurs modifications du secteur ont tenté d'en structurer la croissance tout en assurant la viabilité économique pour les producteurs et les distributeurs.

Les forces du marché déterminant les coûts de production électrique sont constamment ajustées et l'équilibre dans un contexte de forte croissance est précaire. Les incertitudes motivent l'ajout de politique d'achat contournant les entreprises de distribution et donnant aux entreprises plus de flexibilité dans la l'optimisation des tarifs. À cet effet, une politique d'achat de l'électricité directement des producteurs (*Tentative Measures of Pilot Projects on Direct Power Purchase from Generation Enterprise by Users*³⁵) a commencé à changer le secteur de l'électricité. Selon un article de CEE News³⁶, plus de 20 plateformes d'échange direct d'électricité sont déjà en place, permettant ainsi aux clients d'acheter directement des producteurs.

Des mesures annoncées en 2015 par la National Development and Reform Commission (NDRC) vont rendre le marché de l'électricité en Chine plus compétitif, tout en allégeant le contrôle de l'État sur le prix et en réduisant la position dominante des entreprises d'État dans ce secteur.

³⁴ BLOOMBERG NEWS. *China Issues Rules to Reform Electricity System, NE21.Com Says* [En ligne], article du 25 mars 2015. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-03-23/china-issues-rules-to-reform-electricity-system-ne21-com-says> (Consulté le 16 novembre 2016).

³⁵ WORLD BANK GROUP. *China Legal Framework - Energy Laws and Regulations* [En ligne]. <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/china-legal-framework-energy-laws-and-regulations> (Consulté le 18 novembre 2016).

³⁶ CEE NEWS. *Surge of direct electricity trading centers in China* [En ligne], article publié le 10 juin 2016. <http://ceenews.info/en/surge-of-direct-electricity-trading-centers-in-china/>

Achat d'électricité du distributeur

Le tarif de 0,119 CAD/kWh (0,586 RMB/kWh) Beijing a été estimé à partir de la grille tarifaire de la province avec un facteur d'utilisation et de puissance de 85 % et 90 %. La grille est présentée à l'ANNEXE IV.

En 2015, plusieurs producteurs d'aluminium ont vu leurs tarifs sur réseaux être réduits grâce à l'intervention des gouvernements provinciaux chinois afin d'éviter la fermeture de certaines usines. Par exemple, l'aluminerie Chalco Liancheng, située dans la province de Gansu, a vu son prix passer de 0,073 à 0,051 CAD/kWh (0,36 à 0,25 RMB/kWh) en 2015³⁷.

Une autre analyse mentionne un prix moyen de 0,074 CAD/kWh (55 USD/MWh) pour les alumineries chinoises³⁸ et une baisse récente des prix pour l'alimentation sur le réseau à partir de centrales au charbon appliquée depuis janvier 2016. La baisse du prix du charbon dans les dernières années laisse entrevoir des possibilités de contrats d'approvisionnement électrique plus avantageux pour les alumineries. Les provinces de Xinjiang ont en outre vu la mise sur pied de centrales à des coûts d'exploitation bas et une certaine flexibilité du gouvernement chinois a été démontrée pour la négociation d'ententes directes d'approvisionnement électrique entre les producteurs et les grandes entreprises³⁹. Ces effets combinés auraient produits une réduction des coûts d'alimentation de 15,1 % en Chine, en 2014.

Autoproduction de l'électricité

La plus grande aluminerie au monde⁴⁰ – Huomei Hongjun Aluminium Smelter – se trouve en Chine, dans la province de la Mongolie intérieure⁴¹. Le prix payé par cette aluminerie possédant sa propre centrale électrique⁴² alimentée au charbon n'est pas disponible.

Le coût d'exploitation d'une centrale dédiée autonome était estimé à 0,050 CAD/kWh (0,039 USD/kWh)⁴³, dont 67 % pour l'achat du charbon, 5 % pour les autres coûts d'exploitation et d'entretien et 27 % pour la construction.

³⁷ CRU GROUP. *China aluminium smelters' power costs on downtrend* [En ligne], article du 25 décembre 2015. http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/China_aluminium_smelters_power_costs_on_downtrend?ReturnUrl=/site_maps/Search_page/&Search=china%20electricity (Consulté le 1^{er} novembre 2016).

³⁸ ALUMINIUM INSIDER, *Global Aluminium Smelter production cost on decline* [En ligne], article du 20 avril 2016. <http://aluminiuminsider.com/global-aluminium-smelters-production-costs-on-decline/>

³⁹ CRU GROUP. *Aluminium power tariffs, winners and losers* [En ligne], article du 19 mai 2015. http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/Aluminium_Smelter_Power_Tariffs_Winners_and_Losers?print=true

⁴⁰ GULF BUSINESS. *Top 10 largest aluminium smelters in the world* [En ligne]. <http://gulfbusiness.com/top-10-largest-aluminium-smelters-in-the-world/> (Consulté le 1^{er} novembre 2016).

⁴¹ CENTER OF MEDIA AND DEMOCRACY (CMD), *Hongjun Aluminium power station*. http://www.sourcewatch.org/index.php/Hongjun_Aluminum_power_station (Consulté le 1^{er} novembre 2016).

⁴² Ibid.

⁴³ WORLD ENERGY COUNCIL (WEC). *World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies* [En ligne], 2013. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf

Marché du charbon

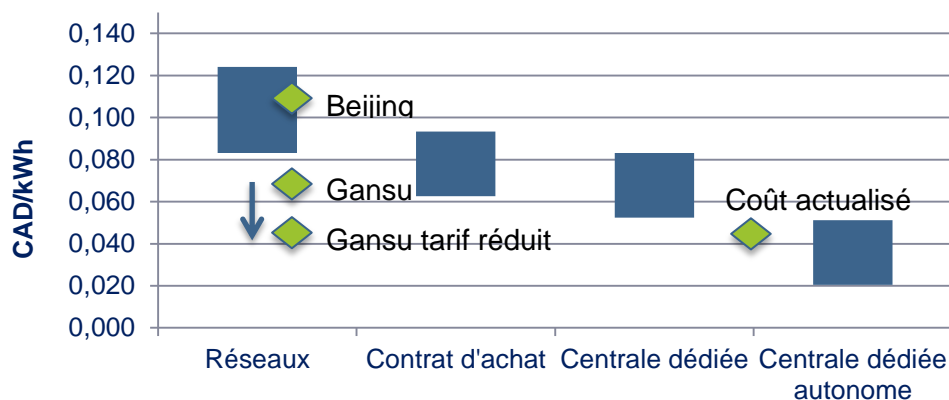
Le prix du charbon en forte croissance a fait grimper les coûts de production entre 2004 et 2008 et a forcé le gouvernement à instaurer un mécanisme d'ajustement de prix de gros de l'électricité en fonction des coûts du charbon. Depuis, la tendance s'est inversée et la surcapacité de production de charbon a entre autres mené à une chute de prix menaçant maintenant le secteur d'extraction du charbon avec plus de 70 % des mines produisant à perte⁴⁴. La province de Shanxi, la plus grande productrice de charbon de la Chine, a dédommagé six producteurs de charbon en 2016 afin de réduire leur production et fermer les mines⁴⁵. Ces fermetures ont mené à une croissance du prix du charbon en 2016.

Mesure de maintien de l'emploi

Les baisses de tarifs à partir du réseau font partie des politiques de maintien de l'emploi du gouvernement chinois qui causent une distorsion du marché international par le maintien d'usines qui ne sont plus rentables. Cette assistance directe auprès des producteurs chinois force d'autres producteurs internationaux à réduire leur production ou à cesser leurs activités. En effet, ces derniers doivent faire face aux conditions du marché sans l'appui similaire de leur gouvernement. Par conséquent, leurs décisions sont directement liées à leur productivité.

Sommaire

Un article de l'AME Group datant de 2014 présente les tarifs payés par les grands consommateurs (notamment les alumineries) (Figure 9).



Source : AME, calculs

⁴⁴ REUTERS UK. *Oil Report : China to cut on-grid thermal power tariffs -state media* [En ligne], article du 27 mars 2015. <http://uk.reuters.com/article/china-power-prices-idUKL3N0WQ34O20150327> (consulté le 25 novembre 2016).

⁴⁵ REUTERS AFRICA. *China's Shanxi gives coal firms \$142 million for capacity cuts* [En ligne], article du 5 septembre 2016. <http://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL3N1BH4EL> (consulté le 25 novembre 2016).

**Figure 9 : Tarifs d'électricité de 2014 des quatre groupes de grands consommateurs
d'électricité en Chine**

Les tarifs présentés sur la Figure 9 sont divisés en quatre groupes :

- › Réseaux : Connecté au réseau;
- › Contrat d'achat : Entente d'achat direct avec des producteurs d'électricité;
- › Centrale dédiée : Centrales dédiées avec frais d'approvisionnement en charbon;
- › Centrale dédiée autonome : Entreprises verticalement intégrées exploitant directement des réserves de charbon afin de répondre à leurs besoins.

Cette figure montre bien que l'option de centrale dédiée autonome permet d'avoir les coûts d'électricité les plus faibles. Le tarif de Beijing (calculé à partir de la grille tarifaire), celui de Gansu (avant et après l'intervention du gouvernement central) et le tarif estimé pour une centrale dédiée sont présentés sur la Figure 9 à l'aide de losanges verts.

Il est intéressant de noter qu'une des références consultées lors de l'étude⁴⁶ conclut que les alumineries ayant les plus bas coûts de production sont situées au Canada. L'article cite par exemple le cas de l'usine de Kitimat de Rio Tinto dont le coût en électricité s'établirait à moins de 0,008 CAD/kWh (6 USD/MWh). Rappelons que cette usine possède son propre barrage hydroélectrique. D'autres usines de Rio Tinto au Canada auraient des prix d'approvisionnement à moins de 0,0095 CAD/kWh (7 USD/MWh). Le même article souligne que depuis 2012, plusieurs usines d'électrolyses chinoises ont également rejoint le peloton de tête des usines ayant les plus bas coûts de production. Ceci est observé principalement dans la province de Xinjiang, située au nord-ouest du pays, qui affiche des coûts d'électricité – liés à des coûts très avantageux du charbon – ainsi que des technologies modernes d'électrolyse consommant moins de 13 000 kWh par tonne d'aluminium.

Au prix actuel de l'aluminium – c'est-à-dire autour de 1 712 CAD/Mt en décembre 2016 – et en assumant une efficacité de 15 000 kWh par tonne produite et l'hypothèse qu'un tiers des coûts finaux de l'aluminium sont des coûts énergétiques, les alumineries devraient pouvoir s'alimenter à un coût de 0,0385 CAD/kWh pour être rentables. Ceci qui est évidemment peu plausible, sauf pour les usines possédant leurs propres centrales hydroélectriques construites il y a de nombreuses années.

Les coûts d'approvisionnement en électricité pour une aluminerie varient selon l'option d'approvisionnement. Le Tableau 2 résume les coûts selon les différentes options en Chine.

⁴⁶ ALUMINIUM INSIDER, *Global Aluminium smelter's production costs on decline* [En ligne], article du 20 avril 2016. <http://aluminiuminsider.com/global-aluminium-smelters-production-costs-on-decline/>

Tableau 3 : Coûts d'approvisionnement en électricité en Inde

Tarifs du distributeur (CAD/kWh)	Tarifs du marché du gros (CAD/kWh)	Coût de production de l'autoprodacteur
0,051	N/D	0,050

Les coûts réellement payés par l'autoprodacteur dépendent des coûts de construction des centrales et d'approvisionnement en charbon. Ces ententes n'étant pas publiques, il est impossible d'estimer de façon précise les coûts de l'énergie.

Afin de comparer le prix payé par ce type d'industrie en Chine avec celui du Québec, le tarif payé par l'usine Chalco Liancheng (0,051 CAD/kWh) en 2015 a été retenu. Il est important de noter que ce prix équivaut au prix supérieur des autoproduteurs autonomes (voir Figure 9).

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

La politique d'achat direct d'électricité (marché déréglementé) est utilisée par les grands consommateurs d'énergie, notamment les alumineries. Cette politique fait partie de l'actuelle réforme du marché de l'électricité en Chine⁴⁷. Elle permet aux alumineries ayant des technologies performantes sur le plan environnemental et énergétique de négocier des prix directement avec les producteurs d'électricité, auxquels sont ajoutés des frais de transmission et, le cas échéant, de distribution par les sociétés responsables⁴⁸.

De plus, avec des redevances minières quasiment nulles pour le charbon, les grands consommateurs ayant des usines dédiées autonomes ont accès à du charbon au prix de l'extraction⁴⁹.

Ententes négociées

Les articles de presse font état d'ententes négociées sous l'influence des gouvernements provinciaux afin d'aider les alumineries en difficulté⁵⁰.

Les recherches n'ont pas permis de retracer d'ententes ou tout autre mécanisme de fixation de prix pour l'approvisionnement en charbon des grands établissements industriels.

Perspective historique

Le marché du charbon est très fragmenté en Chine. Il contient plus de 10 000 entreprises d'extraction de charbon avec un taux de production moyen de moins de 300 000 tonnes, dont la plus grande, la

⁴⁷ CRU GROUP. *China aluminium smelters' power costs on downtrend* [En ligne], article du 25 décembre 2015. http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/China_aluminium_smelters_power_costs_on_downtrend?ReturnUrl=/site_maps/Search_page/&Search=china%20electricity (Consulté le 1^{er} novembre 2016).

⁴⁸ AME GROUP. *Aluminium Feature Article–Aluminium Smelter Electricity Costs in China* [En ligne]. <http://www.amegroup.com/Website/FeatureArticleDetail.aspx?falid=73> (Consulté le 18 novembre 2016).

⁴⁹ Ibid.

⁵⁰ CRU GROUP. *China aluminium smelters' power costs on downtrend* [En ligne], article du 25 décembre 2015. http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/China_aluminium_smelters_power_costs_on_downtrend?ReturnUrl=/site_maps/Search_page/&Search=china%20electricity (Consulté le 1^{er} novembre 2016).



Shenhua Group Corporation Ltd, produit plus de 350 000 000 de tonnes par année. La Shenhua Group Corporation Ltd est aussi productrice d'électricité. Elle affichait un coût de vente domestique moyen de 60 CAD/tonne (42 USD/tonne, 292,9 RMB/tonne) et 67 CAD/kWh (53 USD/kWh - 331 RMB/kWh) en 2015⁵¹. La Figure 10 illustre la variation du prix du charbon et de l'électricité vendus par la Shenhua Group Corporation Ltd depuis 2009 ainsi que le prix du charbon australien (principal exportateur de charbon vers la Chine). Les revenus moyens par kilowattheure représentent le prix de fourniture moyen excluant le transport et la distribution et tout autre frais imposé par le distributeur. La Figure 10 montre que le prix du charbon domestique en Chine n'est pas significativement moins cher que celui de l'Australie.

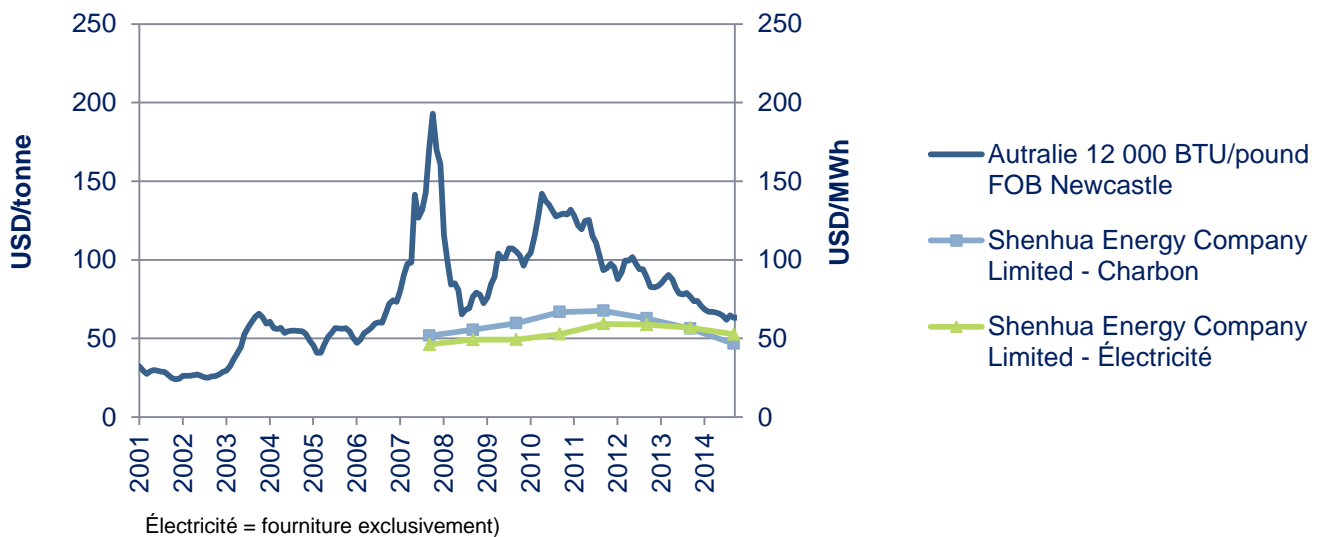


Figure 10 : Prix historiques du charbon australien⁵² et chinois⁵³

3.2.3 Conseil de coopération du Golfe (CCG)

Le Conseil de coopération du Golfe (CCG) est une organisation régionale regroupant six États membres : l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis (AE), le Koweït, le Qatar, le Bahreïn et Oman. La présence de cette juridiction dans le marché de l'aluminium est relativement récente puisqu'elle date de 2011.

Plus connu pour son industrie pétrolière, le CCG est devenu une juridiction très compétitive sur le marché de l'aluminium, et ce, en moins de 5 ans. La recherche tarifaire du CCG se concentre sur l'industrie de l'aluminium, plus particulièrement dans les Émirats de Dubaï et Abu Dhabi, les principaux acteurs du marché de l'aluminium dans le CCG.

⁵¹ SHENHUA ENERGY COMPANY LIMITED. 2015 Annual Report [En ligne], 2015. http://www.csec.com/uploadfiles/shenhua_china_en/1460691175488.pdf

⁵² INDEX MUNDI. Coal, Australian thermal coal Monthly Price - US Dollars per Metric Ton [En ligne]. <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=coal-australian&months=180> (Consulté le 14 novembre 2016).

⁵³ SHENHUA ENERGY COMPANY LIMITED. Annual Report, 2015, 2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009 et 2008.



La région du CCG accueille plusieurs grandes fonderies, ce qui la classe au deuxième rang des producteurs d'aluminium. Les AE possèdent deux des dix plus grandes fonderies d'aluminium au monde : Dubaï Aluminium (DUBAL), située à Dubaï, et Emirates Aluminium (EMAL), à Abu Dhabi. Notons que le Bahreïn possède également la cinquième usine de production au monde avec une capacité de 890 000 tonnes métrique par année.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

Au Moyen-Orient, la production électrique de 2014⁵⁴ est principalement faite à partir de gaz naturel (62 %) et de mazout (35 %) (voir Figure 11).

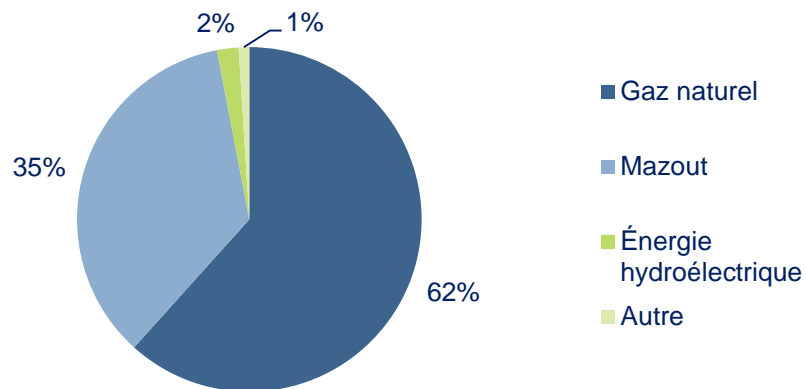


Figure 11 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique au Moyen-Orient

Ce mixte énergétique correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,61 kg par kilowattheure.

Tarifs électriques

Dans cette section, les tarifs électriques du distributeur et par autoproduction sont analysés. Une analyse du marché du gaz naturel dans les Émirats arabes unis suit puisqu'il a une incidence directe sur le prix de l'électricité dans cette juridiction.

Achat d'électricité du distributeur

Dans l'Émirat de Dubaï, les tarifs de 2016 sont de 0,080 CAD/kWh (23 fils/kWh)⁵⁵ pour les industries consommant moins de 10 MWh par mois alors que les autres paient 0,132 CAD/kWh (38 fils/kWh)⁵⁵.

⁵⁴ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Statistics – Middle East: Electricity and heat 2014* [En ligne]. <https://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?country=MIDDLEEAST&product=electricityandheat&year=2014> (Consulté le 1^{er} novembre 2016).

⁵⁵ Taux de change selon la Banque du Canada 2015 : 0,3481 CAD/AED (100 fils = 1 AED).



De plus, une surcharge pour le carburant est également appliquée et varie selon les coûts réels de ce dernier. À titre d'exemple, ce surplus est de 0,024 CAD/kWh (6,5 fils/kWh) en date de novembre 2016.

Pour Abu Dhabi, les tarifs industriels de 2016 sont de 0,056 CAD/kWh (16 fils/kWh)⁵⁵ pour les industries qui ont une puissance inférieure à 1 MW, alors que les autres paient 0,104 CAD/kWh (30 fils/kWh) pour l'énergie consommée lors des périodes de pointe⁵⁶ et 0,056 CAD/kWh (16 fils/kWh) en-dehors de ces périodes.

Selon une étude du Rice University's Baker Institute for Public Policy⁵⁷, il en coûtait 0,096 CAD/kWh (0,087 USD/kWh)⁵⁸ en 2014 pour produire et distribuer l'électricité dans l'Émirat d'Abu Dhabi, et ce, malgré que le gaz naturel soit vendu de 1 à 2 USD/mmBtu aux utilités. Selon cette même étude, le gouvernement subventionnerait environ de 50 % des tarifs industriels et 80 % des tarifs résidentiels.

Autoproduction de l'électricité

Les alumineries DUBAL et EMAL produisent leur propre électricité à partir de centrales au gaz naturel. Selon un rapport du International Monetary Fund⁵⁹, le prix moyen du gaz naturel dans les AE serait de 0,96 CAD/mmBtu (0,75 USD/mmBtu)⁶⁰.

Le coût de production actualisé d'électricité d'une centrale au gaz naturel est évalué par l'Agence internationale de l'énergie (AIE)⁶¹, en 2010, à environ 0,062 CAD/kWh (0,060 USD/kWh)⁶² pour une nouvelle centrale au gaz naturel (60 % pour le gaz naturel, 12 % pour les coûts d'exploitation et d'entretien, 28 % pour les coûts de construction) en utilisant un prix du gaz d'environ 4,88 CAD/mmBTU (4,78 USD/mmBTU). En utilisant un coût de 0,96 CAD/mmBTU et en appliquant un taux d'inflation de 5 % sur les coûts de construction, les coûts d'autoproduction seraient d'environ 0,0482 CAD/kWh (0,0371 USD/kWh).

Il est important de noter que la plupart des alumineries du Moyen Orient situées en bordure de mer utilisent la chaleur résiduelle de leurs unités de cogénération pour la désalinisation de l'eau qui est ensuite vendue aux réseaux de distribution nationaux. Cette eau produite ajoute un revenu qui aide à maintenir le coût de l'énergie produite à un coût si bas.

⁵⁶ La période de pointe s'étend de 10h à 22h, du 1^{er} juin au 30 septembre.

⁵⁷ RICE UNIVERSITY'S JAMES A. BAKER III INSTITUTE FOR PUBLIC POLICY. *An Expensive Diversion: Abu Dhabi's Renewable Energy Investments Amid a Context of Challenging Demand* [En ligne], publié le 11 février 2014. <http://www.bakerinstitute.org/media/files/Research/3fd50ed2/Pub-CES-AbuDhabiRenewables-021314.pdf>

⁵⁸ Taux de change selon la Banque du Canada 2014 : 1,104 CAD/USD.

⁵⁹ INTERNATIONAL MONETARY FUND. *Energy Price Reforms in the GCC - What can be learned from international experiences?* [En ligne], Rapport de l'assemblée annuelle des ministres des Finances et des gouverneurs des banques centrales du CCG tenue le 10 novembre 2015, à Qatar. <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2015/111015b.pdf> (Consulté le 7 novembre 2016).

⁶⁰ Taux de change selon la Banque du Canada 2014 : 1,104 CAD/USD.

⁶¹ OECD PUBLICATIONS. *Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition* [En ligne]. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf (Consulté le 2 novembre 2016). Également disponible en français sous le titre *Coûts prévisionnels de production de l'électricité - Édition 2010*.

⁶² Les données de coûts pour le CCG ne sont pas disponibles alors les coûts moyens des pays du BRICS ont été utilisés.

Subventions remises en question

En raison de la baisse du prix du pétrole – principale source de revenus de ces États qui n'ont que peu ou pas d'impôt sur le revenu – les subventions sont remises en question, ce qui pourrait causer une hausse du prix de l'électricité dans le CCG. En janvier 2016, le ministre de l'Énergie des Émirats Arabes unis (AE), M. Suhail Al Mazrouei, a partagé son intention de retirer les subventions sur les tarifs gaziers et électriques⁶³.

Les Émirats Arabes unis (AE) ont l'intention d'augmenter leur production de gaz naturel dans les années futures. Étant donné de leurs réserves limitées, ils deviennent de plus en plus sensibles à l'importance de bien utiliser leurs ressources. Cet élément entraîne plusieurs pays du Golfe à reconnaître que leurs anciennes pratiques de subventions du gaz naturel et des combustibles fossiles destinés au secteur de la production électrique sont dépassées et qu'ils doivent s'ajuster pour viser des prix plus proches de ceux du marché international. Cette tendance s'accélère depuis le début de l'année 2015, avec la baisse d'environ 50 % des prix de vente du pétrole. Cela a causé d'importants déficits financiers dans les pays du Golfe, comme les AE dont la principale source de revenus vient de la vente des produits pétroliers.

Marché du gaz naturel

Bien que les AE sont producteurs de pétrole et de gaz naturel, un sous-produit des puits de pétrole conventionnels, ces derniers restent importateurs nets de gaz naturel⁶⁴. Cette tendance est à la hausse en raison de la demande électrique croissante.

Sommaire

La firme d'analystes du marché de l'Aluminium CAU estimait, en 2015, que le coût d'approvisionnement des usines situées au Moyen-Orient était très légèrement supérieur au prix du marché canadien, qui était alors le plus faible dans le monde⁶⁵.

Les coûts d'approvisionnement en électricité pour une aluminerie varient selon l'option d'approvisionnement. Le Tableau 4 résume les coûts selon les différentes options dans le CCG.

Les coûts réellement payés par l'autoproduiteur dépendent des coûts de construction des centrales et d'approvisionnement en gaz naturel. Ces ententes n'étant pas publiques, il est impossible d'estimer de façon précise les coûts de l'énergie.

⁶³ THE NATIONAL. *UAE to cut remaining energy subsidies, minister says* [En ligne], article mis à jour le 24 janvier 2016. www.thenational.ae/business/economy/uae-to-cut-remaining-energy-subsidies-minister-says (Consulté le 21 novembre 2016).

⁶⁴ DIPAOLA, Anthony. *U.A.E. Sees Natural Gas Imports Surging on Demand, Minister Says* [En ligne], article du 15 juin 2015. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-06-15/u-a-e-to-need-huge-natgas-imports-on-current-6-demand-growth>

⁶⁵ CRU GROUP. *Aluminium Smelter Power Tariffs : Winners and Losers* [En ligne], publié le 19 mai 2015. http://www.cru.com/about-cru/cruinsight/Aluminium_Smelter_Power_Tariffs_Winners_and_Losers

Tableau 4 : Coûts d'approvisionnement en électricité dans le CCG

Tarifs du distributeur (CAD/kWh)	Tarifs du marché du gros (CAD/kWh)	Coût de production de l'autoprodacteur
0,056	N/D	0,048

Afin de comparer le prix payé par ce type d'industrie dans le CCG avec celui du Québec, le tarif payé à Abu Dhabi (0,056 CAD/kWh) a été retenu.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Des articles font mention que l'État subventionne les tarifs électriques à raison de 50 % pour les entreprises du secteur industriel⁶⁶. Il est logique de croire que l'État subventionne aussi les entreprises autoproductrices en offrant le gaz naturel à un coût très faible ou à l'aide de toute autre forme d'allègement fiscal. Par contre, aucune entente n'a été mentionnée dans les données publiques disponibles.

Les fonds souverains découlant de l'exploitation des hydrocarbures représentent une source de capital importante dans la région, et ont permis la construction des fonderies d'aluminium⁶⁷ de grande capacité. Cette abondance de capitaux n'est pas une mesure incitative basée sur les tarifs d'électricité, mais pourrait expliquer la croissance imposante de ce secteur dans le CCG. En effet, la compagnie Emirates Global Aluminium⁶⁸ est possédée par le Fonds Mubala d'Abu Dhabi et Investment Corporation de Dubaï. Aucun investissement de la part des entreprises présentes en sol nord-américain n'a été réalisé dans le CCG.

Ententes négociées

Étant donné que les grands producteurs d'aluminium semblent tous autoproduire leur électricité ou s'approvisionner auprès d'un fournisseur d'électricité exclusif, aucune entente négociée ou tout autre mécanisme de fixation du prix de l'électricité n'a été obtenu dans l'information publique⁶⁹.

Les recherches n'ont également pas permis de retracer d'ententes ni d'autres mécanismes de fixation de prix pour l'approvisionnement en gaz naturel des grands établissements industriels.

⁶⁶ RICE UNIVERSITY'S JAMES A. BAKER III INSTITUTE FOR PUBLIC POLICY. *An Expensive Diversion: Abu Dhabi's Renewable Energy Investments Amid a Context of Challenging Demand* [En ligne], publié le 11 février 2014. <http://www.bakerinstitute.org/media/files/Research/3fd50ed2/Pub-CES-AbuDhabiRenewables-021314.pdf>

⁶⁷ INSTITUTIONAL INVESTOR. *Inside Bahrain's Sovereign Wealth Fund Mumtalakat* [En ligne], publié le 28 janvier 2016. <http://www.institutionalinvestor.com/article/3524388/investors-sovereign-wealth-funds/inside-bahrains-sovereign-wealth-fund-mumtalakat.html#.WCOBvS3hCM8>

⁶⁸ MUBADALA DEVELOPMENT COMPANY PJSC. *Emirates Global Aluminium* [En ligne]. <http://www.mubadala.com/en/what-we-do/metals/emirates-global-aluminium> (Consulté le 29 novembre 2016)

⁶⁹ Cette situation est typique des pays du Golfe. Econoler travaille actuellement sur un mandat avec la Banque mondiale pour la stratégie énergétique de Bahreïn, mais les données sur les coûts de gaz subventionnées aux grandes entreprises de l'État est une information qui reste très confidentielle.

Perspective historique

Le prix de l'électricité augmente sporadiquement depuis près d'une dizaine d'années dans la région. En 2008, Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) introduisait une nouvelle structure tarifaire visant à encourager les consommateurs à la conservation de l'énergie. Trois ans plus tard, le prix de l'électricité a augmenté d'environ 15 % entre 2015 et 2016, atteignant CAD/kWh (38 fils/kWh)⁷⁰ pour les entreprises consommant plus de 10 MWh/année. La surcharge pour le carburant a également été ajoutée en 2011⁷¹.

Pour Abu Dhabi, la structure des tarifs a été modifiée en 2016 et le prix de l'électricité a été vu à la hausse, passant de 0,052 CAD/kWh (15 fils/kWh)⁷² en tout temps à 0,104 CAD/kWh (30 fils/kWh)⁷² dans les heures de pointe et à 0,056 CAD/kWh (16 fils/kWh)⁷² le reste du temps.

3.2.4 Norvège

La Norvège est incluse dans cette analyse à cause de la similitude de son mixte énergétique avec celui du Québec. De plus, son réseau de transport et de distribution d'électricité est fiable et bien établi. Tout comme au Québec, la majeure partie de la production d'électricité de la Norvège est hydroélectrique.

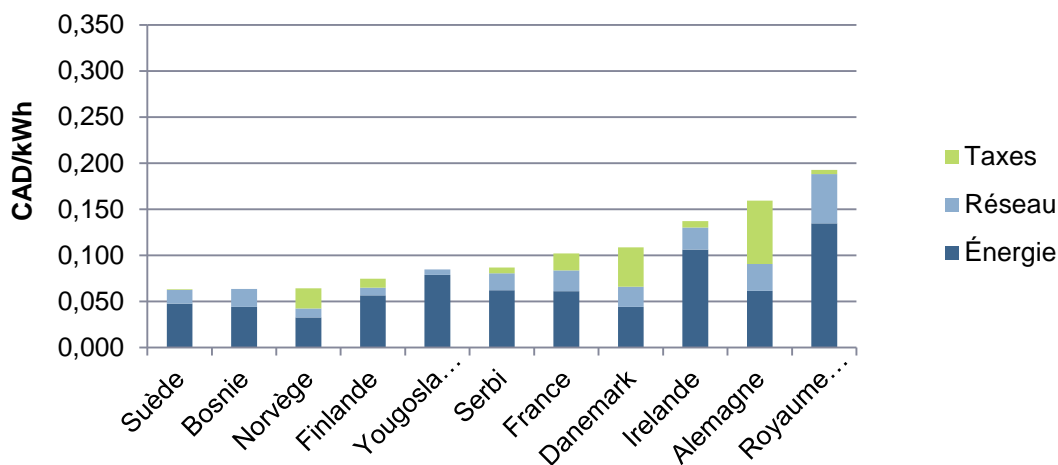


Figure 12 : Prix de l'électricité en Europe⁷³ pour les grands consommateurs en 2015

⁷⁰ Taux de change selon la Banque du Canada 2015 : 0,3481 CAD/AED (100 fils = 1 AED).

⁷¹ EMIRATES 24/7. *Electricity costs double in three years in Dubai* [En ligne], article publié le 9 février 2011. www.emirates247.com/news/emirates/electricity-costs-double-in-three-years-in-dubai-2011-02-09-1.354054 (Consulté le 7 novembre 2016).

⁷² Taux de change selon la Banque du Canada 2015 : 0,3481 CAD/AED (100 fils = 1 AED).

⁷³ EUROSTAT 2015. *Energy Data – Main Tables* [En ligne]. Dernière mise à jour le 11 novembre 2016. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables> (Consulté le 1^{er} décembre 2016).



Comme l'illustre la Figure 12, le prix de l'électricité en Norvège est, selon Eurostat, des plus compétitifs pour les grands consommateurs d'électricité en Europe⁷⁴, lorsque les taxes et les surcharges en sont déduites. Le secteur de la métallurgie, incluant les aciéries et les alumineries, est exempt des taxes sur l'électricité, des surcharges ainsi que des crédits verts.

Une autre similitude avec le Québec est que le secteur de l'électricité est principalement géré par des sociétés d'État (Statkraft et Statnett). Statkraft est la plus grande entreprise de production d'électricité de Norvège, alors que Statnett est l'entreprise responsable de la transmission.

La Norvège fait également partie du marché *Nord Pool Spot* des pays nordiques, qui regroupe, entre autres, la Norvège, la Suède et le Danemark. Ce marché de l'électricité influence grandement le prix de l'électricité dans ces régions.

La recherche tarifaire en Norvège se concentre sur l'industrie des alumineries.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

La production hydroélectrique représente 96 % de la production totale d'électricité du pays. Les autres sources sont l'énergie thermique et éolienne, qui représentent chacune 2 % de la production d'électricité nationale (voir Figure 13).

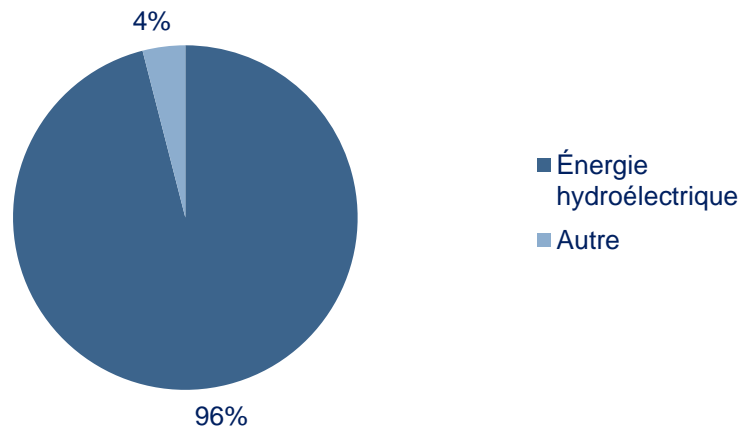


Figure 13: Sources d'énergie primaire pour la production électrique en Norvège

Ce mixte énergétique correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,01 kg par kilowattheure.

Tarifs électriques

Dans cette section, les tarifs électriques du distributeur à partir des données statistiques d'Eurostat sont analysés.

⁷⁴ Est considéré un grand consommateur toute entreprise dont la consommation se situe entre 20 et 70 GWh.

Achat d'électricité du distributeur

Seulement 2 % de l'énergie consommée dans le secteur de l'aluminium en Europe provient d'autoproduction (voir Tableau 1).

Le Tableau 5 présente les détails des coûts de l'électricité pour les différentes tranches de consommation selon Eurostat pour la deuxième moitié de 2015. Comme décrit dans le Tableau 5, les frais de transport et distribution sont largement inférieurs pour les grands consommateurs d'électricité tandis que la fourniture reste pratiquement identique. Les entreprises du secteur industriel ayant une consommation entre 20 GWh et 70 GWh ont payé 0,033 CAD/kWh pour la fourniture et 0,010 CAD/kWh pour les frais de réseau, pour un total de 0,043 CAD/kWh⁷⁵. Les industries du secteur de la métallurgie sont exemptes des taxes sur l'électricité et des certificats verts⁷⁶

Tableau 5 : Coûts de l'électricité en Norvège pour le secteur industriel (avant taxes)

Consommation annuelle	Énergie (CAD/kWh)	Réseau (CAD/kWh)	Total (CAD/kWh)
< 20 MWh	0,035	0,040	0,075
20 à 500 MWh	0,034	0,042	0,076
500 à 2 000 MWh	0,034	0,042	0,076
2 000 à 20 000 MWh	0,032	0,023	0,055
20 000 à 70 000 MWh	0,033	0,010	0,043

Source : Eurostat 2015

En Norvège comme dans la plupart, des pays, les statistiques pour les grands consommateurs, ne sont pas disponibles. Les frais payés par les entreprises énergivores peuvent donc différer de ceux indiqués. Une analyse réalisée en 2015 par le cabinet CRU estimait que la moyenne des coûts d'alimentation électrique pour les alumineries européennes était de 0,036 CAD/kWh⁷⁷, ce qui est inférieur au prix de l'électricité présentés dans le Tableau 5

Autoproduction de l'électricité

La plus grande usine d'aluminium de Norvège est Sunndal, qui en produit environ 400 000 tonnes par année⁷⁸. Cette usine appartient à Norsk Hydro, qui est également un producteur d'hydroélectricité en

⁷⁵ EUROSTAT. *Disaggregated price data for industrial consumers, 2015s2 (in EUR kWh)* [En ligne]. Dernière mise à jour le 11 novembre 2016. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Disaggregated_price_data_for_industrial_consumers_2015s2_\(in_EUR_kWh\).png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Disaggregated_price_data_for_industrial_consumers_2015s2_(in_EUR_kWh).png) (Consulté le 1^{er} décembre 2016).

⁷⁶ LOVDATA. *Règlement sur les droits d'accise*, LOV-1933-05-19-11-§1, Chapitre 3 article § 12.3.11. [En ligne]. https://lov.data.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451#KAPITTEL_3 (Consulté le 1^{er} décembre 2015).

⁷⁷ CRU GROUP. *Aluminium Smelter Power Tariffs : Winners and Losers* [En ligne], publié le 19 mai 2015. http://www.cru.group.com/about-cru/cruinsight/Aluminium_Smelter_Power_Tariffs_Winners_and_Losers

⁷⁸ NORSK HYDRO ASA. *Sunndal* [En ligne]. <http://www.hydro.com/en/About-Hydro/Hydro-worldwide/Norway/Sunndal/> (Consulté le 10 novembre 2016).

Norvège. Leurs centrales produisent de l'électricité pour plusieurs de leurs usines, ce qui les classe parmi les autoproducteurs d'électricité. Aucune entente concernant les redevances hydraulique n'a été identifiée.

Sommaire

Les coûts d'approvisionnement en électricité pour une aluminerie varient selon l'option d'approvisionnement. Le Tableau 2 résume les coûts selon les différentes options en Norvège.

Les coûts réellement payés par l'autoproducteur dépendent des coûts de construction des centrales et des redevances hydrauliques. Ces ententes n'étant pas publiques, il est impossible d'estimer de façon précise les coûts de l'énergie.

Tableau 6 : Coûts d'approvisionnement en électricité dans le CCG

Tarifs du distributeur (CAD/kWh)	Tarifs du marché du gros (CAD/kWh)	Coût de production de l'autoproducteur
0,043	N/D	N/D

Le tarif retenu afin de comparer le prix payé par ce type d'industrie en Norvège avec celui du Québec est celui payé par les industries du secteur de la métallurgie consommant entre 20 GWh et 70 GWh, soit 0,043 CAD/kWh sans les taxes ni les surcharges.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Les industries du secteur de la métallurgie sont exemptes des taxes sur l'électricité et des certificats verts⁷⁹, ce qui représente une réduction de 34 % par rapport au tarif d'électricité publié.

La plupart des grands consommateurs électriques se connectent directement aux réseaux centraux (300-420 kV) et régionaux (132 kV)⁸⁰ permettant de réduire les frais de distribution au travers d'une entente particulière. Aucune information concernant l'impact du type de connexion des alumineries n'a été recensée dans les données disponibles publiquement.

Ententes négociées

Des ententes tarifaires d'une durée de 7 à 20 ans incluant une indexation en fonction des taux de change ainsi que du prix des commodités permettent de réduire les risques d'exploitation des alumineries. À titre d'exemple, Alcoa possède des ententes négociées assurant :

- › Un approvisionnement en alumine avec le gouvernement norvégien, indexé au prix de l'aluminium;

⁷⁹ LOVDATA. *Règlement sur les droits d'accise*, LOV-1933-05-19-11-§1, Chapitre 3 article § 12.3.11. [En ligne], https://lov.data.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451#KAPITTEL_3 (consulté le 1^{er} décembre 2015)

⁸⁰ GOVERNMENT OF NORWAY. *Facts 2008 : Energy and Water Ressources in Norway* [En ligne], publié en septembre 2008. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/faktaheftet/evfakta08/evfacts08_start_eng.pdf

- › Un approvisionnement en électricité avec Vattenfall, indexé au prix de l'aluminium ainsi que sur le taux de change NOK/USD⁸¹.

Perspective historique

La Figure 14 présente le prix de l'électricité pour les consommateurs industriels en Norvège selon les statistiques d'Eurostat⁸². Ce prix est celui des industries consommant entre 20 GWh et 70 GWh par année. Le prix pour les entreprises consommant une plus grande quantité d'énergie peut diverger de ceux présentés.

Comme le démontre la Figure 14, le prix de l'électricité a diminué de façon importante en Norvège, depuis 2010. Cette tendance présente dans les différents pays nordiques serait attribuée à une augmentation de la production des énergies renouvelables, une baisse de la demande intérieure et à des précipitations supérieures à la moyenne, selon une étude de Svensk Energi, une utilité publique de la Suède.



Figure 14 : Volatilité du prix de l'électricité pour les consommateurs industriels en Norvège ayant un profil de consommation annuelle entre 20 000 et 70 000 kWh

3.2.5 Chili

Le Chili possède la plus grande réserve de cuivre au monde, suivi de l'Australie et du Pérou. Le Canada, quant à lui, se classe au dixième rang. Le produit intérieur brut (PIB) du Chili est fortement corrélé avec le prix du cuivre.

La recherche tarifaire au Chili se concentre donc exclusivement sur l'industrie du cuivre.

⁸¹ ALCOA NORWAY ANS. *Annual Report 2015* [En ligne], 2015. <https://www.alcoa.com/norway/no/pdf/annual-report.pdf>

⁸² EUROSTAT. *Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)*. [En ligne], mis à jour le 7 novembre 2016. http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en (Consulté le 9 novembre 2016).



Au Chili, il y a quatre distributeurs d'électricité, dont les deux plus importants sont le Sistema Interconectado Central (SIC) et le Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Le SIC possède 80 % de la capacité installée et fournit l'électricité dans les régions au centre du pays. Le SING possède, quant à lui, 19,2 % de cette capacité et fournit principalement de l'énergie à l'industrie des mines et minéraux dans le nord du pays.

La plus grande usine de raffinage chilienne est à proximité de la plus grosse mine de cuivre du pays, *Chuquicamata*. Elle appartient à la Corporación Nacional del Cobre (Codelco), une entreprise étatique de minage de cuivre. Située dans la région d'Autofagasta, dans le nord du pays, elle est donc alimentée par le SING.



Sources d'énergie primaire pour la production électrique

La capacité installée de production d'électricité du pays provient en grande partie du gaz naturel (25 %), du charbon (24 %), de l'hydroélectricité (19 %) et de l'huile diesel (17 %). Les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité représentent environ 15 % de cette capacité (voir Figure 15)⁸³. La production du SING est, quant à elle, davantage faite à partir de charbon (49 %) et de gaz naturel (36 %).

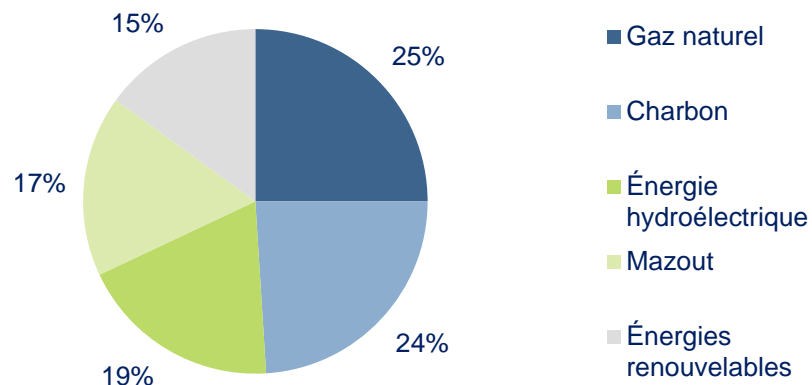


Figure 15 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique au Chili

Ce mixte énergétique correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,50 kg par kilowattheure.

Tarifs électriques

Dans cette section, les tarifs électriques du distributeur sont analysés à partir de grilles tarifaires officielles. Aucune option d'autoproduction n'a été prise en compte.

Achat d'électricité du distributeur

Les structures et les options tarifaires chiliennes sont établies par les distributeurs, mensuellement. Les distributeurs doivent rendre ces tarifs disponibles afin de respecter certains décrets (1T, 9T et 5T) du ministère de l'Énergie. L'entreprise Elecda est un des distributeurs dans la région d'Antofagasta. Selon sa grille tarifaire de novembre 2016, ce distributeur offre une dizaine de tarifs⁸⁴.

⁸³ ENERGIA ABIERTA. *Total installed capacity* [En ligne]. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/installed-capacity/?lang=en> (Consulté le 4 novembre 2016).

⁸⁴ ELECDA. *Tarifa de Suministro Electrico ELECDA – Noviembre 2016* [En ligne]. http://www.elecda.cl/wp-content/uploads/2016/10/Tarifas-de-Suministro_ELECDA_-Noviembre-2016.pdf (Consulté le 14 novembre 2016).



Deux grandes catégories de tarifs différencient les clients recevant l'électricité, sous basse tension ou sous haute tension (plus de 400 V). Chacun des tarifs, à l'exception du tarif résidentiel, est composé de frais fixes, de frais associés à la quantité d'électricité consommée et de frais associés à la puissance. Dans les tarifs industriels, certains (AT2 et AT3) ont des frais par rapport à la puissance présente dans la pointe et par rapport à la puissance partiellement présente dans la pointe, alors que les autres (AT4.1, AT4.2 et AT4.3) ont des frais par rapport à la puissance souscrite ou réelle d'approvisionnement à l'intérieur et à l'extérieur des heures de pointe.

Le prix qui serait payé pour une fonderie de cuivre avec une demande de pointe de 50 MW, un facteur d'utilisation de 85 % et une tension d'alimentation de 120 kV et achetant son électricité de Elecda dans la région d'Antofagasta est détaillé dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Coût d'électricité au Chili

Tarif	Tarif (CAD/kWh)
Tarif AT2	0,171 CAD/kWh
Tarif AT4.1	0,151 CAD/kWh

Source : ELECDA

Le tableau précédent démontre bien que le tarif AT4.1, qui demande au client de prendre des engagements par rapport à sa puissance est inférieur au tarif AT2.

Le tarif industriel moyen du pays a été évalué à 0,135 CAD/kWh (0,1058 USD/kWh)⁸⁵ par Organisation latino-américaine de l'énergie (OLADE) en 2015⁸⁶. On peut voir que le tarif pour la région d'Autofagasta est supérieur au tarif moyen recensé. Cette différence est possiblement due au désir d'avoir l'usine de raffinement le plus près possible du lieu d'extraction afin de réduire les frais de transport du minerai. La grille tarifaire d'ELECDA montre que certaines régions paient leur électricité beaucoup moins chère, notamment la région de Mejillones qui paie environ le tiers de celui d'Autofagasta. Un article du Wall Street Journal⁸⁷ publié en 2015 souligne que le prix de l'énergie électrique pour le secteur minier au Chili a doublé dans les 10 dernières années pour s'établir à 0,135 CAD/kWh (100 USD/MWh). Ce même rapport souligne que les énergies renouvelables peuvent actuellement concurrencer avec les combustibles fossiles avec un prix de revient à 0,108 CAD/kWh (80 USD/MWh).

⁸⁵ Taux de change selon la Banque du Canada 2015 : 1,28 CAD/USD.

⁸⁶ ORGANISATION LATINO-AMÉRICAINNE DE L'ÉNERGIE (OLADE). *Energy Economic Information System – Energy Statistics* [En ligne], 2015. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000540.pdf> (Consulté le 7 novembre 2016).

⁸⁷ WALL STREET JOURNAL. *Chile Mines Turn to Renewable Energy* [En ligne], article publié le 11 août 2015. <http://www.wsj.com/articles/chile-mines-turn-to-renewable-energy-1439337896>

Sommaire

Les coûts d'approvisionnement en électricité pour une fonderie de cuivre varient selon l'option d'approvisionnement. Le Tableau 2 résume les coûts selon les différentes options au Chili.

Tableau 8 : Coûts d'approvisionnement en électricité au Chili

Tarifs du distributeur (CAD/kWh)	Tarifs du marché du gros (CAD/kWh)	Coût de production de l'autoprodacteur
0,151	N/D	N/D

Afin de comparer le prix payé par ce type d'industrie au Chili avec celui du Québec, le tarif industriel le plus avantageux de la région d'Autofagasta, soit celui de 0,151 CAD/kWh, a été retenu.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Aucun rabais sur le coût de l'énergie ni aucune autre mesure incitative concernant les coûts de l'énergie n'est actuellement présent au Chili. Le Chili a toutefois mis en place des mesures temporaires de rachat de cuivre à prix supérieur au marché international pour permettre aux petits producteurs de poursuivre leurs opérations, et ce, même si le prix actuel du marché ne permet pas de conserver une viabilité financière dans ces mines.

Ententes négociées

Rien ne semble indiquer qu'il y a des ententes négociées entre les distributeurs et les gros consommateurs d'électricité.

Perspective historique

Peu d'information est disponible sur l'évolution du prix de l'électricité au Chili. La Figure 16 illustre la progression du tarif électrique au Chili selon un rapport de MaRS Advanced Energy Centre⁸⁸. Selon l'étude, le prix moyen pour le secteur industriel est passé de 0,071 CAD/kWh (47 571 USD/MWh)⁸⁹ en 2000 à 0,166 CAD/kWh (150,67 USD/MWh)⁹⁰ en 2014, soit un taux de croissance moyen de 6,2 % par année.

⁸⁸ MaRS ADVANCED ENERGY CENTRE. *Market Information Report : Chile* [En ligne], juillet 2015. https://www.marsdd.com/wp-content/uploads/2015/07/MAR-CHILE_REPORT_FINAL.pdf (Consulté le 15 novembre 2016).

⁸⁹ Taux de change selon la Banque du Canada 2000 : 1,48 CAD/USD.

⁹⁰ Taux de change selon la Banque du Canada 2014 : 1,10 CAD/USD.

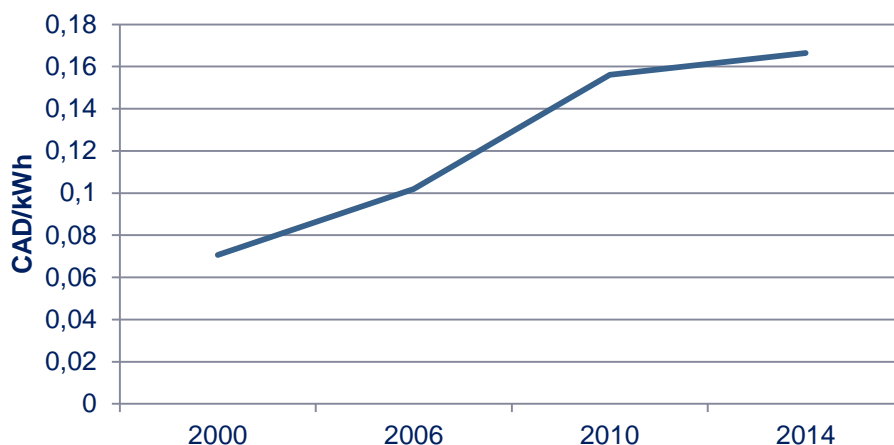


Figure 16 : Prix de l'électricité pour les clients industriels au Chili

L'importante augmentation du prix de l'électricité depuis 2015 est principalement due à la dépendance du Chili face à l'Argentine pour les importations de gaz naturel. Le Chili profitait de gaz naturel à bon prix jusqu'à ce que l'Argentine arrête son exportation afin de régler sa propre crise énergétique, au milieu des années 2000⁹¹. Cette tendance devrait s'inverser en 2017 puisque le Chili a été en mesure de sécuriser cet approvisionnement en énergie pour les 20 prochaines années, permettant des tarifs en dessous des 0,076 CAD/kWh (0,060 USD/kWh)⁹² dans un avenir rapproché.

3.3 Analyse comparative

La compétitivité des entreprises des différentes juridictions dépend de plusieurs facteurs tels que l'approvisionnement en matière première, les coûts de la main-d'œuvre, l'accès et les prix de l'énergie (électricité ou combustible), les coûts d'accès au capital, les stratégies étatiques, les normes et les réglementations, la perception des risques politiques et économiques et aux mesures fiscales d'appui. En outre, la rentabilité des entreprises est liée à la demande mondiale et à l'évolution du prix des produits finis. L'énergie est un élément de coûts non négligeable, mais doit être considérée conjointement avec plusieurs facteurs. Par exemple, un article avance que la croissance fulgurante du secteur de l'aluminium en Chine découlerait de politiques gouvernementales et de subventions⁹³.

⁹¹ BBC NEWS. *Argentina energy crisis spreads* [En ligne], article publié le 1^{er} avril 2004. <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/3589583.stm> (Consulté le 15 novembre 2016).

⁹² REUTERS. *UPDATE 1-Chile energy prices seen falling after massive auction* [En ligne], article publié le 16 août 2016. <http://www.reuters.com/article/chile-energy-idUSL1N1AX1HJ> (Consulté le 29 novembre 2016).

⁹³ FORBES. *Lessons From The Aluminum Industry: The Hidden Cost Of China's Cheap Solar* [En ligne], article publié le 29 mars 2016. <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2016/03/29/lessons-from-the-aluminum-industry-the-hidden-cost-of-chinas-cheap-solar/#558187275e2a>



Les prix du minerai, de l'énergie et des produits finis ont un effet combiné majeur sur la compétitivité des entreprises des secteurs de la sidérurgie, de l'aluminium et des métaux non ferreux. La Chine est, par exemple, devenue le plus grand producteur d'acier et d'aluminium, mais aussi le plus grand consommateur d'aluminium. La croissance de la production mondiale d'aluminium est étroitement liée à la demande intérieure de la Chine. Dans un contexte où la croissance de la demande chinoise a été plus faible qu'anticipé, on se retrouve avec une surcapacité de production qui affecte les producteurs internationaux et chinois. Au lieu d'équilibrer l'offre à la demande selon les forces du marché, les gouvernements sont en mesure de subventionner les entreprises afin de maintenir leur production. Ainsi, des politiques nationales, comme celle de maintien de l'emploi en Chine, peuvent provoquer des distorsions importantes du marché. En effet, les industries qui ne sont plus rentables au prix de vente déprécié sur le marché international sont maintenues en activité en vue de garder les emplois. Ceci contribue à maintenir un surplus de capacité ce qui, à son tour, se traduit par des baisses protégées de prix qui affectent tout un secteur de l'économie. Certains contrats d'approvisionnement en électricité des alumineries prennent en compte une indexation du prix de l'énergie à celui de l'aluminium. Cela permet d'amoindrir, pour ce secteur, les effets d'une baisse du prix des produits finis internationaux.

La fluctuation du taux de change a aussi une grande importance dans les décisions d'affaires. Des ententes dans le secteur de l'aluminium en Norvège font même état d'un mécanisme d'indexation du prix de l'électricité en fonction de la fluctuation de la couronne norvégienne comparativement au dollar américain. Ce type de mécanisme revient à un partage de risque entre les producteurs de métaux et les fournisseurs d'énergie et ne s'applique souvent que dans les cas où la production de l'énergie est contrôlée par l'État.

L'accès au capital a aussi un impact important sur la localisation de certaines unités de production. Par exemple, la production d'aluminium du CCG provient d'usines financées par les fonds d'investissement souverains à une époque où les revenus pétroliers permettaient ce genre de projets d'envergure. Ces usines ont également été implantées grâce à une politique nationale leur permettant d'utiliser les ressources fossiles nationales à un prix bien inférieur à celui du marché international. La réduction du prix des produits pétroliers internationaux et la réduction des réserves de ces pays viennent changer la donne. Ainsi, on observe un ajustement du prix de l'électricité fournie à ces grandes entreprises du Golfe, qui réduira leur compétitivité sur le marché international. Il est toutefois possible d'envisager qu'un mouvement de grande envergure de passage à l'énergie renouvelable, tel qu'observé en Amérique latine, vienne stabiliser le prix d'approvisionnement électrique de ces entreprises.

Concernant la tarification de l'électricité, la confidentialité des ententes entre les grands consommateurs et les producteurs ainsi que l'importance de l'autoproduction qui est souvent associée à des ententes de fourniture de combustibles fossiles à prix préférentiel ou l'accès à des réserves minières à faible redevance rendent la comparaison tarifaire directe complexe et peu fiable pour les grands consommateurs d'électricité. Certaines analyses macro-économiques réalisées par des firmes



d'analystes spécialisés dans le marché de l'aluminium permettent toutefois de percevoir les grandes tendances, incluant le coût relativement avantageux dont bénéficient les entreprises canadiennes, surtout si elles ont leur propre unité de production hydroélectrique.

Le Tableau 9 résume les tarifs présentés dans les sections 3.2.1 à 3.2.5 pour les différentes juridictions.

Dans les pays producteurs de charbon et de gaz naturel, et où le gouvernement donne un accès privilégié à ces ressources pour des unités d'autoproduction, il est évident que le coût de fourniture de l'énergie des grands consommateurs sera inférieur aux tarifs publiés, sans toutefois être nul. En effet, l'entreprise doit payer pour la construction et l'exploitation des centrales et pour l'extraction du charbon (ou le prix privilégié du gaz naturel), ce qui représente une partie non négligeable des coûts. De plus, l'Inde et la Chine sont deux importateurs nets de charbon tandis que les Émirats arabes unis (AE) sont importateurs nets de gaz naturel. Ainsi, les installations dans ces pays doivent parfois s'alimenter à un prix plus élevé si elles n'ont pas accès à la ressource locale bon marché. Bien que l'Inde vise une augmentation de la production intérieure lui permettant de cesser les importations d'ici 2017⁹⁴, cette augmentation se fera avec des investissements massifs qui devront se refléter dans les prix et qui requièrent une refonte du secteur qui risque d'influencer les prix.

Tableau 9 : Tarifs moyens⁹⁵ pour les juridictions de concurrence internationale, incluant une estimation des émissions de GES (GES/kWh)

Juridiction	Tarifs de 2015 (CAD/kWh)	GES (kg de CO ₂ /kWh)
Hydro-Québec	0,052 ⁹⁶	0,001
Inde	0,086	0,630
Chine	0,051	0,710
CCG (Abu Dhabi)	0,056	0,610
Norvège	0,043	0,010
Chili	0,150	0,500

La volatilité du prix de l'électricité à partir de combustibles fossiles est généralement plus forte que celle obtenue à l'aide de l'hydroélectricité dont les coûts marginaux d'exploitation sont très faibles.

⁹⁴ TOPF, Andrew. *Indian coal push hurting Indonesian exports* [En ligne], article publié le 14 juillet 2016. <http://www.mining.com/indian-coal-push-hurting-indonesian-coal-exports/> (Consulté le 14 novembre 2016).

⁹⁵ Tarifs moyens basés sur les coûts d'alimentation à partir du réseau. La majeure partie des grands consommateurs sont des autoproducteurs pour lesquels l'estimation des tarifs payés est complexe et peu fiable en raison du caractère confidentiel des coûts de construction et d'approvisionnement en énergie.

⁹⁶ Tarif L avec facteur d'utilisation de 85% avant taxes.



Comme il est illustré sur la Figure 17, seuls les tarifs publics de la Norvège se sont réellement rapprochés de ceux du Québec. Le tarif grande puissance en Norvège est passé en dessous de celui du Québec en 2015 à la suite d'une forte baisse amorcée en 2014 découlant de surplus énergétique. Cette tendance s'est inversée durant le premier semestre de l'année 2016.

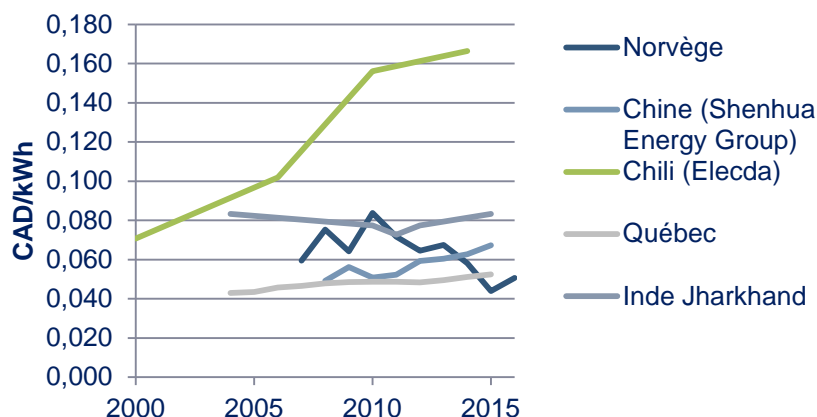


Figure 17 : Évolution du prix de l'électricité dans les juridictions internationales

Le prix du charbon découlant de la production intérieure en Chine et en Inde est influencé par les politiques des États et la qualité des infrastructures en place. Par exemple, des problèmes de congestion dans le réseau ferroviaire et des technologies d'extraction désuètes limitent l'extraction et le transport de la production intérieure indienne. L'incapacité à extraire et à transporter le charbon de façon efficace afin de répondre à la demande force le recours à l'importation de charbon. Cette solution est cependant assujettie à la volatilité des marchés et des politiques étrangères.

L'indépendance énergétique des pays importateurs de gaz naturel et de charbon est un facteur de stabilité important. L'exemple de l'impact de la hausse de la tarification du charbon indonésien sur le secteur de l'électricité de l'Inde ou des approvisionnements en gaz naturel du Chili sont des exemples éloquentes des enjeux d'un pays devant importer une grande partie de ces combustibles fossiles.

Pour conclure, les tarifs d'électricité offerts par Hydro-Québec découlent en partie des unités de production hydraulique amorties. Les nouvelles centrales hydroélectriques produisent à une fourchette de coûts oscillant entre 0,080 et 0,125 CAD/kWh tandis que l'éolien est d'environ 0,087 CAD/kWh. Cette croissance des coûts de production pourrait donc, à long terme, miner la compétitivité des tarifs au Québec dans un contexte où le secteur industriel a diminué sa consommation électrique.

La Norvège affiche le seul tarif officiellement plus attractif que le Québec. Selon des articles de presse, la Chine offrirait un prix similaire au tarif L de base pour les alumineries. Il est difficile de conclure si les tarifs de l'Inde, de la Chine et du CCG sont moins attractifs qu'au Québec. En effet, les politiques interventionnistes de ces juridictions et l'accès à l'énergie primaire à faible coût pour l'autoproduction pourraient permettre aux industries de s'alimenter à moindre coût.



4 SECTEURS DE CONCURRENCE NORD-AMÉRICAINS

Les secteurs des fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152), de la fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181), des usines de pâte à papier (SCIAN 32211) ainsi que du traitement, de l'hébergement de données et des services connexes (SCIAN 518) ont été regroupés dans la présente section, car ils sont en majorité dans un contexte de concurrence nord-américaine.

Cette section débute donc par l'identification des juridictions compétitives pour chaque sous-secteur pour ensuite faire l'analyse comparative de celles des sous-secteurs économiques. Des indications sur les prix sont présentées pour chacune des juridictions.

4.1 Balisage sectoriel

La présente section décrit les différents sous-secteurs économiques et décrit, pour chacun d'eux, les principales juridictions en concurrence directe avec le Québec. Les fonderies de métaux non ferreux sont analysées dans la section 4.1.1, la fabrication d'alcalis et de chlore dans la section 4.1.2, les usines de pâte à papier dans la section 4.1.3 et, finalement, l'hébergement de données dans la section 4.1.4.

4.1.1 Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale consiste à couler du métal fondu dans des moules ou des matrices pour fabriquer des pièces⁹⁷. Le sous-secteur 33152 des fonderies de métaux non ferreux, plus particulièrement le cuivre, a été étudié en profondeur. Le choix du cuivre se justifie par l'importance du secteur mondial (2^e en volume) et par le procédé de fonte à l'arc électrique.

Dix États américains accaparent 84 % du marché des fonderies, soit : l'Ohio, le Wisconsin, le Michigan, l'Indiana, la Pennsylvanie, l'Illinois, le Texas, l'Oregon, la Californie et le Tennessee. En 2012⁹⁸, ce marché était composé à 63 % de fonderies de métaux non ferreux.

Le Tableau 10 présente le nombre d'établissements de plus de 20 employés, les revenus et les investissements en capital par État durant l'année 2012. Les données plus récentes ne sont pas disponibles.

Les données de recensement indiquent que les États de l'Ohio et du Wisconsin avaient les plus importants revenus du secteur, en 2012. L'Ohio, bien qu'au 2^e rang, a le plus d'établissements et le

⁹⁷ STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016).

⁹⁸ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Energy Use in Selected Metalcasting Facilities – 2003* [En ligne], mai 2004. http://energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/energyuseinselectedmetalcasting_5_28_04.pdf

plus d'investissement en capital dans ce secteur. L'Ohio est donc l'État qui sera étudié dans la section 4.2.

Tableau 10 : Marché des fonderies aux États-Unis (année 2012)

États	Nombre d'établissements de plus de 20 employés	Revenu (1 000 USD)	Investissement en capital (1 000 USD)
Ohio	108	3 847 149	335 295
Wisconsin	80	4 259 252	143 513
Michigan	70	2 863 907	81 719
Indiana	57	2 845 426	263 900
Pennsylvanie	79	1 947 207	80 697
Illinois	57	1 582 684	65 162
Texas	59	1 532 801	50 628
Oregon	20	1 433 016	32 186
Californie	76	1 278 008	39 713
Tennessee	20	1 261 528	45 687
Alabama	26	1 065 422	N/D
Minnesota	37	1 042 749	67 450
Iowa	20	779 848	23 006
États-Unis	947	28 995 824	1 419 199

Source : Census EC1231A1

4.1.2 Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale est la fabrication de produits chimiques inorganiques de base⁹⁹. Le sous-secteur 325181 de la fabrication d'alcalis et de chlore est celui qui sera étudié plus en détail. Ce choix se justifie par la grande intensité énergétique associée à la fabrication de ces produits.

La concurrence du secteur se situe en Amérique du Nord en raison des coûts de logistiques élevées pour le transport et la manutention des matières dangereuses. Ainsi, il est plus rentable de fabriquer

⁹⁹ STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016).

certains produits chimiques à proximité des consommateurs. Le chlore est entre autres utilisé dans le secteur des pâtes et papiers, et des mines.

Selon l'Association canadienne de l'industrie de la chimie (ACIC), l'électricité représente 60 % des coûts variables de la production de chlore. Selon l'association, les usines sont en mesure d'optimiser la production entre leurs différentes usines de façon journalière. En 2014, alors que le taux de change était de 1,10 CAD/USD, des entreprises québécoises auraient vu leur production coupée au profit d'usines des États-Unis¹⁰⁰.

Bien que l'État du Texas possède le plus grand nombre d'établissements, les États du nord-est, et plus particulièrement New York, ont été identifiés comme particulièrement compétitifs par l'ACIC. L'état de New York a donc été retenu.

4.1.3 Usines de pâte à papier (SCIAN 32211)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale consiste à fabriquer de la pâte à papier, du papier ou du carton, en combinaison ou non avec la transformation du papier¹⁰¹.

Puisque le procédé de production de pâte requiert à la fois une grande quantité d'énergie thermique et électrique, la production d'électricité à l'aide d'unité de cogénération est répandue dans les usines de ce secteur. Le programme de rachat d'électricité provenant des usines de cogénération a eu un impact important sur la vitalité du secteur au Québec. À l'extérieur du Québec dans les marchés déréglementés, les usines de pâte tirent des revenus de la revente d'électricité durant les périodes de pointe tarifaire électrique. Pour les raisons évoquées précédemment, une attention particulière a été accordée à la revente d'électricité par les unités de cogénération.

Les coûts d'exploitation d'une usine de pâte thermomécanique sont typiquement regroupés par quarts postes de dépense : 29 % d'électricité, 27 % de matière première, 18 % de main-d'œuvre et de 13 % de transport. Dans la situation actuelle, les industries les plus compétitives bénéficient de prix d'électricité et de fibre attractifs.

Aux États-Unis, un programme de plantation dans le sud des États-Unis a permis à l'industrie de s'approvisionner en fibre à bon marché. Ainsi, les principales juridictions concurrentes aux industries québécoises se trouvent dans le sud des États-Unis. Les États du Wisconsin et de la Pennsylvanie sont des juridictions compétitives. Par contre, ces États se concentrent dans la production de papier tissu fait à partir de fibres recyclées, un procédé moins énergivore. Selon les données de l'U.S.

¹⁰⁰ JOURNAL DE MONTRÉAL. MORIN, Michel. *Olin blâme Hydro pour les pertes d'emplois* [En ligne], article publié le 12 décembre 2014. <http://www.journaldemontreal.com/2014/12/12/olin-blame-hydro-pour-les-pertes-demplois> (Consulté le 12 décembre 2016).

¹⁰¹ STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016).



Census Bureau, la Géorgie serait l'État dominant dans la fabrication du papier (SCIAN 322). Le marché de la Géorgie correspondait à 12 milliards USD en 2012.

Le Tableau 11 présente le nombre d'établissements par État ainsi que les revenus et les investissements en capital pour ce sous-secteur durant l'année 2012.

Tableau 11 : Marché des usines de pâte à papier (SCIAN 32211) en 2012

États	Nombre d'établissements de plus de 20 employés	Revenus (1 000 USD)	Investissements en capital (1 000 USD)
Géorgie	4	N/D	309 035
Floride	3	1 142 730	82 028
Maine	3	334 247	N/D

Source : Census EC1231A1

La Géorgie a été sélectionnée pour le balilage en raison de sa production annuelle, de l'importance de ces investissements en capital et pour la recommandation émise par le Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ).

4.1.4 Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518)

Ce sous-secteur économique se définit par des entreprises dont l'activité principale consiste à offrir l'infrastructure nécessaire pour les services de traitement et d'hébergement des données et les services connexes¹⁰².

Les centres d'hébergement de données sont des grands consommateurs d'électricité afin d'alimenter les différents appareils électroniques et conserver les locaux à une température permettant un fonctionnement optimum de l'équipement. Ces installations nécessitent donc une grande quantité d'électricité dédiée à la ventilation et la climatisation.

Le choix des juridictions compétitives dans le secteur de l'hébergement de données s'est effectué à partir du classement des plus grands centres par le site World's Top Data Centers¹⁰³ ainsi que par des discussions avec des experts du milieu.

Les éléments qui permettent de juger la compétitivité de ce secteur sont l'accès à l'électricité à bon marché et la source d'énergie primaire utilisée. La fraction d'énergie renouvelable a un impact plus marqué sur ce secteur en comparaison avec les autres sous-secteurs. Pour les centres de données, l'alimentation en énergie durable a un impact sur l'image de l'entreprise et permet d'augmenter

¹⁰² STATISTIQUE CANADA. *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) – Canada* [En ligne], 2012. <http://www.statcan.gc.ca/pub/12-501-x/12-501-x2012001-fra.pdf> (Consulté le 7 décembre 2016).

¹⁰³ WORLD'S TOP DATA CENTERS. *Americas Size Rankings* [En ligne], 2014. <http://worldstopdatacenters.com/americas-size-rankings/> (Consultée le 8 novembre 2016).

l'attractivité des centres d'hébergement pour les clients potentiels. En plus de l'électricité abordable provenant de sources renouvelables, la localisation des centres d'hébergement prend en compte la réglementation concernant la protection de la vie privée, ce qui revêt un intérêt stratégique pour les propriétaires des centres. À titre d'exemple, les subsidiaires d'entreprise américaine en sol canadien ne seraient pas assujettis au *Patriot Act* ce qui représente un atout majeur pour la localisation de ces centres au Canada. De plus, le climat froid nord-américain permet de bénéficier d'un refroidissement naturel et d'options de valorisation de l'énergie résiduelle pour les besoins de chauffage des communautés environnantes.

Pour tous les services ayant des besoins de latence faible, les centres de données doivent être situés à proximité des utilisateurs.

La région du nord-est des États-Unis a été identifiée comme compétitive. L'État de New York et l'Iowa ont été sélectionnés pour une analyse plus poussée.

Les pays nordiques d'Europe sont également attrayants pour ce secteur d'activité. La Suède est l'hôte du centre européen d'hébergement de données de Facebook, en raison des faibles coûts de l'électricité (hydroélectricité), la proportion d'énergie renouvelable dans le mixte énergétique ainsi que par le climat froid permettant de profiter d'un refroidissement naturel et d'option de valorisation de l'énergie résiduelle. Par contre, la plupart des grands centres de données européens desservent les besoins européens et ne font donc pas concurrence aux centres de données nord-américains, de sorte que la Suède n'a pas été sélectionnée pour une analyse plus poussée.

4.2 Juridictions

Dans la présente section, les juridictions identifiées dans le chapitre 4.1 sont analysées afin de les comparer ultérieurement avec le Québec dans la section 4.3. Ainsi, pour chaque juridiction, l'analyse portera sur :

- › Le mixte énergétique;
- › Les tarifs électriques;
- › Les rabais, les programmes spéciaux et les mesures incitatives passant par la tarification électrique;
- › Les ententes négociées pour l'approvisionnement en électricité;
- › La perspective historique des coûts de l'électricité.

La section 4.2.1 présente l'analyse de l'Ohio, la section 4.2.2 celle de l'État de New York, la section 4.2.3 celle de la Géorgie et la section 4.2.4 celle de l'Iowa.

Aux États-Unis, le prix de l'électricité varie selon plusieurs paramètres tels que le prix du charbon, le prix du gaz naturel, la température, les congestions sur les réseaux de transport et l'efficacité des unités de génération.

Le transport qui traverse les frontières des États est réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tandis que les utilités sont réglementées par le Public Service Commission de chaque État.

Il existe trois réseaux interconnectés, soit :

- › Western Interconnection;
- › Eastern Interconnection;
- › Texas Interconnection.

Chaque réseau se compose de plusieurs zones de fiabilité (*reliability zones*) qui se composent de plusieurs organisations de transport régionales (*Regional Transmission Organizations*), responsables du transport, et de l'Independent System Operators (ISO), responsable de coordonner et de contrôler la production et le transport afin d'assurer la fiabilité du système. Les ISO se limitent finalement à un État, mais peuvent parfois en inclure plusieurs.

Dans la plupart des marchés déréglementés, les distributeurs s'approvisionnent en énergie à partir du marché de gros de l'électricité. Le prix d'achat est administré par les organisations de transport régionales et l'ISO en charge du marché, tels que le PJM Interconnection¹⁰⁴ ou le Midcontinent Independent System Operator (MISO). L'opérateur du marché séquence les unités de production selon le prix soumis la veille afin de minimiser les coûts de l'électricité¹⁰⁵ et répondre à la demande tout en respectant les contraintes de transport du système. Il existe aussi un marché au comptant et de service ancillaire afin d'assurer la stabilité du réseau et de répondre à l'écart entre la demande prévue et réelle. Le tout se solde par un réseau avec des prix optimisés qui varient selon les nœuds (localisation géographique).

Les utilités assurant la distribution de l'énergie s'approvisionnent à partir du marché de gros et distribuent l'énergie au client. Dans la majorité des états américains, le client peut avoir recours à une tierce partie pour assurer la gestion de la fourniture et transiger avec l'utilité uniquement pour les frais de distribution.

Dans l'ensemble, les producteurs indépendants sont des entités pour la plupart privées sur lesquelles l'État ne peut pas exercer de pression pour offrir des rabais tarifaires, sauf pour l'État de New York qui est étudié dans la section 4.2.2.

Quant aux entreprises de transport et de distribution de l'électricité, elles sont réglementées par leur statut de monopole pour contrôler les coûts et assurer la qualité du service. Des programmes et les mesures incitatives peuvent être imposés aux utilités qui transfèrent ces coûts de programmes aux différents clients à l'aide de surcharges ou cavaliers tarifaires.

¹⁰⁴ Pennsylvania – New-Jersey – Maryland Interconnection.

¹⁰⁵ Exemple : Locational marginal price [LPM] du PJM.



Les clients désireux de se prémunir contre la volatilité du prix de l'énergie traitent, pour la plupart, avec des fournisseurs qui offrent des options de couverture de risque (*hedging*) sécurisant environ 70 % de leur consommation à long terme. Il est très rare que les clients traitent directement avec un producteur à l'aide d'un accord d'achat d'énergie. Les clients peuvent tout de même devenir actifs sur le marché de gros afin de réduire leurs coûts d'approvisionnement et administrer leur propre couverture de risque.

4.2.1 Ohio

Le marché de l'électricité de l'Ohio est déréglementé depuis 2001 à la suite du *Ohio Electric Restructuring Act* (SB3) passé en 1999 afin d'encourager la compétitivité entre les compagnies électriques privées de l'État¹⁰⁶. Cette restructuration a permis la segmentation des tarifs électriques entre la fourniture, le transport et la distribution en donnant la possibilité aux usagers d'opter pour un fournisseur électrique différent de leur distributeur électrique. Les tarifs de distribution et de transport sont contrôlés par la Public Utilities Commission of Ohio (PUCO).

En 2008, l'amendement SB 221 a été voté afin de permettre aux usagers ayant de la difficulté à choisir un fournisseur d'électricité alternatif, et ceux ne souhaitant pas le faire, d'opter pour un tarif standard incorporant à la fois la fourniture, le transport et la distribution électrique à la manière de compagnies verticalement intégrées¹⁰⁷. Les compagnies d'électricité se sont ainsi vues dans l'obligation de proposer cette tarification standard et une tarification pour les cas où le client choisit son fournisseur.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

Le charbon tient, encore aujourd'hui, une place importante dans le mixte énergétique de l'Ohio comme le montre la Figure 18, et ce, bien que ce celui-ci laisse peu à peu place au gaz naturel. En 2015, la capacité totale des centrales thermiques au charbon a ainsi été réduite de 15 % avec l'arrêt de certaines usines. Toutefois, l'Ohio demeure le quatrième plus grand État sur le plan de consommation du charbon, derrière le Texas, l'Indiana et la Pennsylvanie¹⁰⁸. Les deux centrales nucléaires situées le long du lac Érié fournissent, quant à elles, environ un huitième de la production électrique locale.

¹⁰⁶ OHIO LEGISLATIVE SERVICE COMMISSION. *Final Analysis, Am. Sub. S.B, 3* [En ligne], 1999. <http://www.lsc.ohio.gov/analyses/99-sb3.pdf>

¹⁰⁷ OHIO MANUFACTURER'S ASSOCIATION. *Electricity Markets in Ohio* [En ligne], 2014. http://cua6.urban.csuohio.edu/publications/center/center_for_economic_development/ElectricityMarketsInOhio

¹⁰⁸ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Ohio State Profile and Energy Estimates* [En ligne], mis à jour le 21 avril 2016. <http://www.eia.gov/state/?sid=OH> (Consulté le 25 novembre 2016).

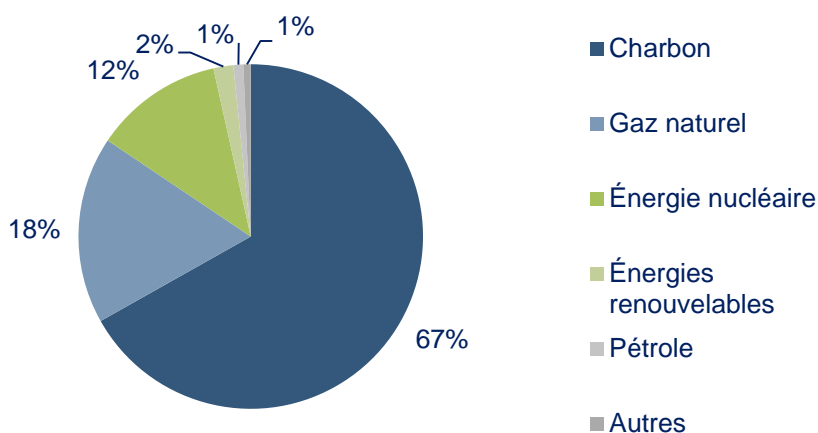


Figure 18 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de l'Ohio (2015)¹⁰⁹

La consommation d'électricité en Ohio s'élevait à 4 308 TWh¹¹⁰ en 2015. Le secteur industriel correspondait à environ 26 % de ce total, alors que les secteurs résidentiel et commercial représentaient respectivement 35 % et 38 % des consommateurs électriques de l'État. Ce mixte énergétique correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,736 kg par kilowattheure¹¹¹.

Structures et options tarifaires

L'Ohio Power Company, première filiale de l'American Electric Power (AEP), a été identifiée comme étant le premier fournisseur d'électricité de l'État, avec près de 1,5 million d'utilisateurs dans 61 des 88 comtés de l'Ohio. En 2015, cette compagnie électrique comptait 9 959 clients industriels dont trois des cinq premiers plus gros consommateurs sont des entreprises sidérurgiques¹¹².

La structure du marché électrique en Ohio permet aux clients de l'Ohio Power Company d'opter pour deux types de structure tarifaire :

- › Une structure similaire à celle d'une compagnie verticalement intégrée comprenant à la fois la fourniture, le transport et la distribution (*Standard Tariffs*);
- › une structure où le client a le choix du fournisseur (*Open Access Distribution Tariffs*).

¹⁰⁹ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-923: Power Plant Operations Report*, 2015. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016).

¹¹⁰ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-861: Electricity Power Sales*, 2015. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016).

¹¹¹ U.S. EPA. *Emissions & Generation Resource Integrated Database (Egrid2012)*, [En ligne], octobre 2015. <https://www.epa.gov/energy/egrid> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹¹² AMERICAN ELECTRIC POWER (AEP). *Ohio Fact Sheet 2015* [En ligne], mars 2016. https://www.aepohio.com/global/utilities/lib/docs/info/facts/factsheets/AEP_Ohio_Fact_Sheet_5-2016.pdf

Afin de faciliter la tâche de compilation des données, la structure tarifaire intégrée (*Standard Tariffs*) a été analysée. Différents tarifs sont ainsi disponibles en fonction de la localisation du client selon deux zones : l'*Ohio Power Rate Zone* et le *Columbus Southern Power Rate Zone*. Les industries sidérurgiques étant principalement situées dans le nord de l'État, l'intérêt s'est davantage porté sur l'*Ohio Power Rate Zone*. Les usagers de cette zone ont ainsi le choix entre 15 tarifs répartis entre les clients résidentiels (4), commerciaux (3), industriels (2) et institutionnels (4), les besoins en chauffage électrique (1) et un service de secours (1). Les principaux tarifs applicables aux clients industriels sont résumés au Tableau 12 et une description plus détaillée des deux tarifs industriels standards est présentée en ANNEXE IV.

Tableau 12 : Résumé des tarifs industriels de l'Ohio Power Company

Tarifs standards	
Tarif moyen pour grand facteur d'utilisation (General Service – Medium/High Load Factor) – GS-3 (≥10 kW)	
Frais de service	Frais mensuels croissants en fonction du réseau de distribution (tension d'alimentation) allant de 22,79 \$ pour le réseau secondaire (<2,4 kV) à 512 \$ pour le réseau de transport (>23 kV).
Coût de la demande	La puissance n'est facturée qu'aux clients branchés sur les réseaux primaires et secondaires, respectivement 4,16 \$/kW et 3,76 \$/kW.
Coût de la fourniture	Coûts dégressifs en fonction de la tension d'alimentation (5,48 ¢/kWh à 4,83 ¢/kWh).
Coût de transport	Coûts dégressifs en fonction du réseau : <ul style="list-style-type: none"> › Énergie : 0,03839 \$/kWh à 0,03632 \$/kWh › Puissance : 3,44 \$/kW à 3,31 \$/kW
Autres frais	Les autres frais applicables concernent, entre autres, les énergies renouvelables, l'amortissement des actifs, les programmes d'efficacité énergétique et la gestion de la demande.
Tarif grande puissance (General Service - Large) – GS-4 (> 8 000 kW)	
Frais de service	95,47 \$ pour les clients du réseau primaire et 512 \$ pour ceux du réseau de transport.
Coût de la demande	Ne s'applique qu'aux clients du réseau primaire (3,76 \$/kW).
Coût de la fourniture	Coûts dégressifs en fonction de la tension d'alimentation (5,14 ¢/kWh à 4 833 ¢/kWh).
Coût de transport	Coûts dégressifs en fonction du réseau : <ul style="list-style-type: none"> › Énergie : 0,03839 \$/kWh à 0,03632 \$/kWh › Puissance : 3,44 \$/kW à 3,38 \$/kW
Autres frais	Les autres frais applicables concernent, entre autres, les énergies renouvelables, l'amortissement des actifs, les programmes d'efficacité énergétique et la gestion de la demande.

Tarifs standards	
Tarifs alternatifs et options	
Tarifs différenciés selon l'heure (GS-TOD)	Tarif offrant un prix très faible pour les périodes creuses (0,03512 \$/kWh) par rapport à celui des périodes de pointe (0,022728 \$/kWh). La période de pointe correspond à 7 h-21 h de lundi à vendredi (hors jours fériés). Ce tarif n'est applicable qu'aux clients avec une puissance maximale <500 kW.
Option de tarif interruptible (IRP)	Structure ad hoc activée sur demande du fournisseur où la puissance nominale, la puissance minimale et la durée d'interruption sont préalablement convenues avec le client. Un crédit de 8,21 \$/kW est accordé au client pour l'interruption de service.

* Tous les coûts sont en dollar américain (USD).

Ententes négociées

La législation de l'Ohio permet aux compagnies d'électricité de l'État d'établir des ententes dites « raisonnables » avec les clients industriels dans le cadre d'un programme de développement économique et de maintien d'emplois¹¹³. La valeur de ces rabais n'a toutefois pas pu être établie en raison du caractère confidentiel de ces ententes.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Aucun rabais sur les tarifs électriques ni de mesure incitative économique n'a été recensé pour cet État.

Perspective historique

Le coût moyen de l'électricité pour les clients industriels a augmenté de manière assez constante depuis l'an 2000, et ce, malgré un pic survenu en 2009 (voir Figure 19). Cette relative stabilité est à mettre en parallèle à celle du cours du charbon qui compose la majeure partie du mixte énergétique de l'Ohio. La corrélation avec le gaz naturel devrait s'accroître au fil des années si cette source d'énergie continue à gagner en importance pour la production d'électricité de cet État.

¹¹³ OHIO LAWS AND RULES, *Revised Code 4905.31* [En ligne], 2008. <http://codes.ohio.gov/orc/4905.31> (Consulté le 21 novembre 2016)

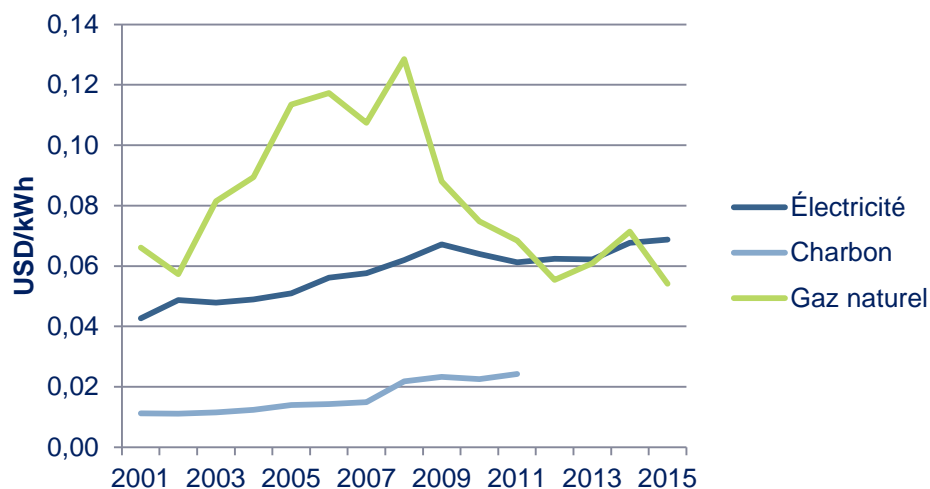


Figure 19 : Évolution du prix de l'électricité, du charbon et du gaz naturel en Ohio¹¹⁴

4.2.2 New York

L'État de New York a été identifié un des plus actifs et des plus attractifs pour plusieurs secteurs visés par la présente étude, incluant les centres d'hébergement de données et de la fabrication d'alcalis et de chlore. Parmi les juridictions nord-américaines analysées, cet État se démarque particulièrement par les programmes de développement et d'attractivité économiques permettant d'offrir des tarifs électriques préférentiels aux clients industriels.

Le marché de l'électricité de l'État de New York est déréglementé depuis le début des années 2000, donnant la possibilité aux consommateurs de choisir leur fournisseur électrique et ouvrant ainsi la voie à un marché plus compétitif. L'État compte aujourd'hui 8 distributeurs privés, 12 distributeurs municipaux répartis sur tout le territoire et environ 80 fournisseurs électriques. Malgré la possibilité de choisir son fournisseur, les compagnies d'électricité laissent toutefois la possibilité à leurs clients de ne pas opter pour un autre fournisseur en laissant le distributeur s'occuper à la fois de la fourniture, du transport et de la distribution.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

L'électricité produite dans l'État de New York provient essentiellement de trois sources d'énergie – le gaz naturel, l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité – alors que le charbon, l'énergie éolienne, la biomasse et le pétrole complètent le mixte énergétique de l'État (voir Figure 20). En raison des limitations imposées sur les émissions de GES des centrales électriques dans le cadre du *Regional Greenhouse Gas Initiative* et du programme d'incitatif *Reforming Energy Vision* pour les énergies renouvelables, la part du gaz naturel et des énergies renouvelables devrait lentement supplanter

¹¹⁴ Les hypothèses utilisées pour obtenir ces valeurs sont présentées à l'ANNEXE II.



celles du charbon et du pétrole dans les années à venir¹¹⁵. Il est important de mentionner que, malgré l'importance du gaz naturel dans la production électrique de cet État, la majeure partie de ce gaz provient des États avoisinants et du Canada. Bien que New York dispose sur son territoire de réserves de gaz de schiste, il n'y a eu aucun développement majeur concernant l'exploitation de cette ressource depuis 2008 en raison d'un moratoire imposé par l'État sur la technologie de fracturation hydraulique. Le mixte énergétique de l'État correspond à des émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) estimées à 0,256 kg par kilowattheure¹¹⁶.

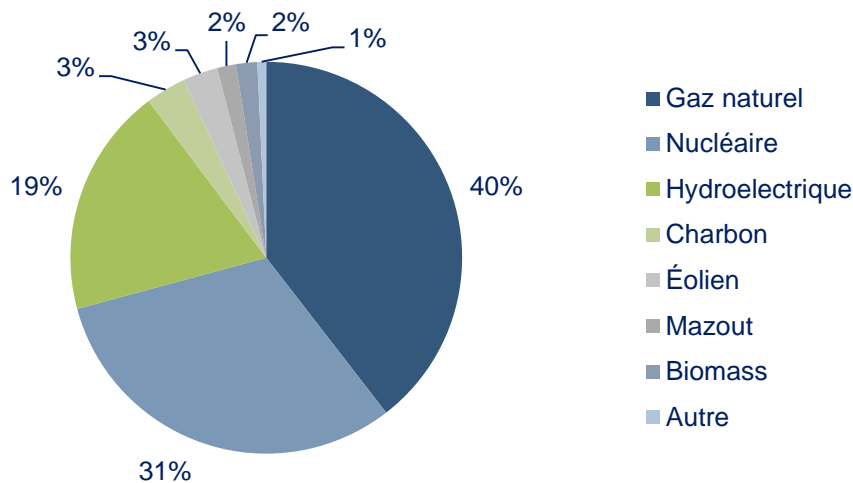


Figure 20 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de l'État de New York (2015)¹¹⁷

Tarifs électriques

La compagnie d'électricité sélectionnée pour l'analyse Niagara Mohawk Power Corporation opérant sous le nom de National Grid. Cette compagnie est un des principaux fournisseurs électriques de l'État de New York et le premier en matière d'électricité fournie aux clients industriels (près de 10 TWh¹¹⁸ en 2015). Le choix s'est également porté sur ce prestataire de service en raison des rabais accordés sur les tarifs de distribution dans le cadre de programmes de développement, de maintien et d'attractivité économiques qui sont explicités plus bas.

¹¹⁵ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *New York State Profile and Energy Estimates* [En ligne], mis à jour le 21 juillet 2016. <http://www.eia.gov/state/?sid=NY> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹¹⁶ U.S. EPA. *Emissions & Generation Resource Integrated Database (Egrid2012)* [En ligne], octobre 2015. <https://www.epa.gov/energy/eGRID> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹¹⁷ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-923; Power Plant Operations Report, 2015*. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016)

¹¹⁸ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-861: Electricity Power Sales, 2015*. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016)

National Grid propose cinq tarifs répartis principalement entre les clients résidentiels (2), commerciaux (1) et industriels (2), ainsi que deux autres tarifs plus spécifiques accordés aux clients ayant des capacités de production électrique. Un huitième tarif, faisant plutôt figure d'option tarifaire, est également disponible aux clients éligibles à des rabais selon leur contexte économique. Les principaux tarifs ainsi que les rabais tarifaires applicables aux clients industriels sont résumés au Tableau 13. Une description plus détaillée du tarif industriel standard SC-3 est présentée en ANNEXE IV.

Tableau 13 : Résumé des tarifs industriels offerts par National Grid

Tarifs industriels	
Tarif industriel standard (<i>Large General</i>) – SC-3 (>100 kW)	
Frais de service	Frais mensuels croissants en fonction de la tension d'alimentation, allant de 3,61 \$ pour le réseau secondaire (<2,2 kV) à 608,69 \$ pour le réseau de transport (>22 kV).
Coût de la demande	Coûts dégressifs en fonction de la tension d'alimentation (10,03 \$/kW à 2,77 \$/kW).
Coût de la fourniture	Coûts dégressifs en fonction de la tension d'alimentation (3,45 ¢/kWh à 3,13 ¢/kWh).
Coût de transport	Coûts dégressifs en fonction de la tension d'alimentation (0,264 ¢/kWh à 0,226 ¢/kWh).
Autres frais	Les autres frais applicables concernent, entre autres, les énergies renouvelables, l'ajustement des coûts, le découplage des recettes, les programmes d'efficacité énergétique et la gestion de la demande.
Tarif alternatif	
Tarifs différenciés selon l'heure (SC-3A)	Tarif optionnel pour les clients ayant une demande mensuelle >2 000 kW. Les frais mensuels à ce tarif sont différenciés selon la tension d'alimentation (1 000 \$ à 3 500 \$), de même que le coût de la demande (9,18 \$/kW à 2,84 \$/kW). Le coût du kilowattheure est variable selon les périodes creuses ou de pointe et il est indiqué chaque jour pour le lendemain sur le site Web de National Grid.
Tarif de développement économique de National Grid (<i>Special Contract Rates</i>) – SC-12	
Cette option tarifaire s'adresse à toute une gamme de clients selon des critères de croissance économique, de rétention, d'attraction et de revitalisation des industries. Les clients admissibles ont droit à des rabais pouvant s'étendre de façon dégressive sur 5 ans sur les coûts de distribution allant de 10 % à 25 %. Dans certains cas, National Grid donne également la possibilité aux clients les plus énergivores de négocier des rabais plus avantageux. Ces rabais s'appliquent au tarif standard applicable au client.	

* Tous les coûts sont en dollar US

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

L'État de New York a mis en place, en 2012, un programme de développement économique appelé *ReCharge New York* (RNY) basé sur l'allocation d'électricité à un prix préférentiel aux clients admissibles. Le but de ce programme est de maintenir les emplois au sein des entreprises existantes en difficulté économique ou en croissance et de créer des emplois dans de nouvelles entreprises. Cette initiative est administrée par le New York Power Authority (NYPA), la plus importante société d'État américaine produisant et transportant l'électricité. Elle possède 16 centrales électriques, pour la

plupart hydroélectriques, et plus de 2 200 km de lignes de transmission électriques dans l'État de New York.

La NYPA a ainsi prévu d'allouer une capacité totale de 910 MW au programme RNY constituée à 50 % des ressources hydroélectriques et à 50 % d'autres sources pouvant inclure de l'électricité achetée sur le marché ou provenant d'autres centrales de la NYPA¹¹⁹.

Les clients admissibles au programme RNY sont aussi bien de grandes entreprises ayant une demande de pointe mensuelle de plus de 400 kW que les petites entreprises et les organisations à but non lucratif ayant une demande plus faible.

L'allocation de puissance aux clients admissibles se fait selon un processus d'évaluation des demandes par les conseils régionaux et par le New York State Economic Development Power Allocation Board (EDPAB) selon plusieurs critères économiques incluant notamment :

- › L'importance des coûts de l'électricité dans les coûts totaux d'exploitation du demandeur;
- › Le nombre d'emplois qui seraient créés ou maintenus`
- › Les risques de fermeture ou de délocalisation;
- › La contribution du demandeur à l'économie locale.

Les recommandations faites par l'EDPAB sont ensuite considérées par le conseil d'administration du NYPA avant de décider de la valeur de l'allocation de puissance accordée au demandeur¹²⁰. Cette allocation ne dépasse généralement pas la moitié des besoins en puissance de ce dernier¹²¹.

Il est important de souligner que les tarifs offerts dans le cadre du programme RNY ne s'appliquent qu'à la fourniture électrique et que les clients admissibles à ce programme doivent tout de même souscrire à un abonnement avec un distributeur local afin d'acheminer cette électricité et répondre au reste de ses besoins électriques.

Par la signature de leur contrat, les clients du programme s'engagent à faire état de leur niveau d'emplois et de la valeur des investissements effectués au sein de leur entreprise annuellement et à effectuer un audit énergétique tous les cinq ans.

¹¹⁹ NEW YORK POWER AUTHORITY, *ReCharge New York: A New York Power Authority Program* [En ligne], avril 2016. <http://www.nypa.gov/RechargeNY/RNY-Presentation.pdf>

¹²⁰ NEW YORK POWER AUTHORITY, *ReCharge New York* [En ligne].<https://www.nypa.gov/RechargeNY/> (Consulté le 17 novembre 2016).

¹²¹ THE MEGAWATT HOUR INC. *Recharge NY Overview* [En ligne], 2012. <https://home.themwh.com/wp-content/uploads/2012/05/ReChargeNYPres.pdf>

Tableau 14 : Tarifs offerts dans le cadre du programme ReCharge New York

	RNY Hydro		RNY Mixte	
Zones	Coût de la demande (\$/kW)	Coût de l'énergie (\$/kWh)	Coût de la demande (\$/kW)	Coût de l'énergie (\$/kWh)
A-E	8,03	0,01935	4,02	0,03811
F		0,03154		0,05046
G-I		0,03567		0,05688
J		0,04219		0,06501
K		0,04418		0,06502

* Tous les coûts sont en dollar américain (USD).

Préalablement à la signature du contrat RNY établissant les tarifs et les termes de l'accord pour une durée maximale de sept ans, les clients ont la possibilité de choisir entre deux options de tarification :

- › Option 1 (*RNY Hydro*) : En choisissant cette option, le client décide d'accepter uniquement la portion de l'allocation d'origine hydroélectrique, soit 50 % de l'allocation qui lui est proposée et qui correspondrait donc, au maximum, à 25 % de ses besoins électriques.
- › Option 2 (*RNY Mixte*) : Cette option permet au client de bénéficier de la totalité de la puissance qui lui a été allouée, comprenant à la fois la portion hydroélectrique et la portion provenant d'électricité achetée sur le marché. Dans le meilleur des cas, cette option permettrait de couvrir 50 % de ses besoins électriques.

Les tarifs offerts pour ces deux options sont résumés au Tableau 14. Comme indiqué, ces tarifs varient en fonction de la localisation du client selon des zones illustrées par la Figure 21.



Figure 21 : Répartition des zones électriques de l'État de New York¹²²

Entente négociée

Une entente négociée entre la New York Power Authority et l'usine d'Alcoa West Plant, située à Massena, datant de fin 2015 est publiquement disponible sur le site Web de la NYPA¹²³. Cette entente faisait suite à la déclaration d'Alcoa en novembre 2015 de fermer l'aluminerie, ce qui aurait eu pour effet la suppression de 487 emplois.

Cette entente permet une tarification (fourniture uniquement) de l'électricité basée sur le prix de l'aluminium allant de 0,0163 CAD/kWh (0,0123 USD/MWh) à 0,0557 CAD/kWh (0,0420 USD/kWh), variant selon le prix de l'aluminium décrit dans le Tableau 41 de l'ANNEXE IV.

À ces coûts doivent s'ajouter les coûts d'ajustement correspondants aux services accordés par le NYISO, ceux du transport et la distribution de l'électricité et les taxes. Le coût de l'aluminium étant d'environ 1 712 USD/Mt¹²⁴ en décembre 2016, le prix de base payé par l'aluminerie de Massena est le plus bas, soit 0,0163 CAD/kWh (0,0123 USD/kWh).

¹²² FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). *New York (NYISO) Electric Regions* [En ligne], mis à jour le 10 mars 2016. <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-york.asp>

¹²³ POWER AUTHORITY OF THE STATE OF NEW YORK. *Agreement for the sale of firm hydroelectric power and energy from the St. Lawrence-FDR Power Project to Alcoa Inc.* [En ligne]. <http://www.nypa.gov/PublicHearings/2016Feb11/Alcoa.pdf> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹²⁴ LONDON METAL EXCHANGE (LME). *LME Aluminium 3-MO* [En ligne], 2016. <http://www.lme.com/metals/non-ferrous/aluminium/> (8 décembre 2016).



Perspective historique

La Figure 22 présente une comparaison entre les prix de l'électricité¹²⁵, du gaz naturel¹²⁶ et du charbon¹²⁷ dans l'État de New York¹²⁸. On remarque la corrélation entre le prix moyen du gaz et de l'électricité. Les prix représentent des prix moyens annuels pour l'ensemble de l'État.

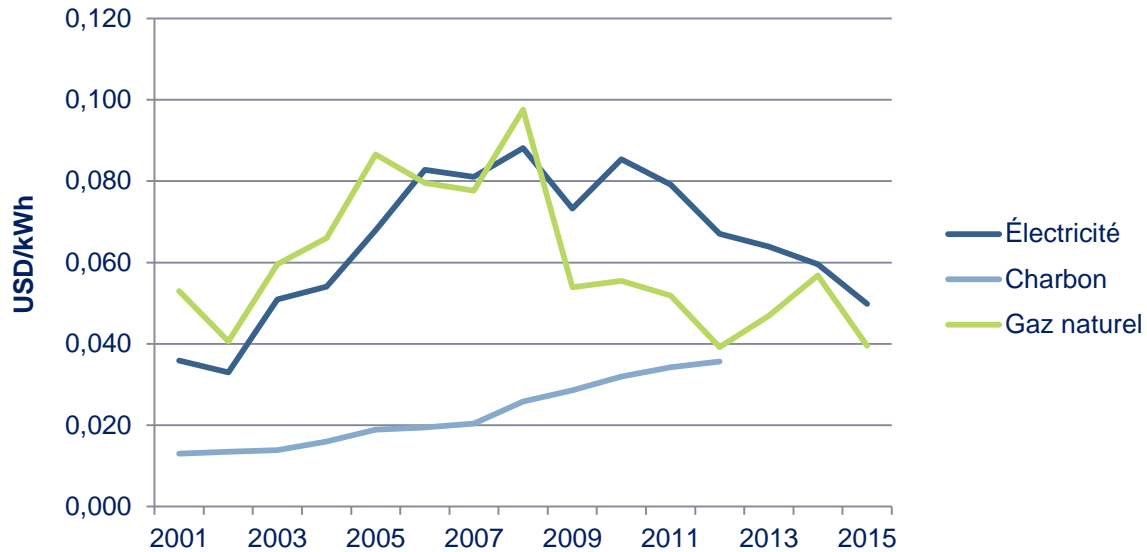


Figure 22 : Évolution du prix de l'électricité, du charbon et du gaz naturel dans l'État de New York^{129 130}

4.2.3 Géorgie

Le marché électrique en Géorgie n'est pas déréglementé, bien que depuis 1973 le *Georgia Territorial Electric Service Act* permette aux consommateurs ayant une charge de plus de 900 kW de choisir leur compagnie d'électricité¹³¹. Toutefois, tous les usagers non concernés par ce choix se voient attribuer un fournisseur électrique exclusif basé sur leur position géographique.

¹²⁵ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Coal Data Browser* [En ligne]. <http://www.eia.gov/beta/coal/data/browser/> (Consulté le 16 novembre 2016).

¹²⁶ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Natural Gas* [En ligne]. http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm (Consulté le 16 novembre 2016).

¹²⁷ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Coal Data Browser* [En ligne]. <http://www.eia.gov/beta/coal/data/browser/> (Consulté le 16 novembre 2016).

¹²⁸ Les hypothèses utilisées pour obtenir ces valeurs sont présentées à l'ANNEXE II.

¹²⁹ Les coûts à la tonne de charbon et au volume de gaz ont été convertis en coûts/kWh en prenant en compte des taux de rendement thermique moyen.

¹³⁰ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Frequently Asked Questions* [En ligne]. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=667&t=2> (Consulté le 16 novembre 2016).

¹³¹ GEORGIA PUBLIC SERVICE COMMISSION. *Electric* [En ligne]. <http://www.psc.state.ga.us/electric/electric.asp> (Consulté le 1^{er} décembre 2016).



L'État de Géorgie compte ainsi 42 coopératives d'électricité (*Electric Membership Cooperatives*) couvrant environ 73 % du territoire de l'État alors que le reste du territoire est réparti entre les compagnies électriques municipales (*Municipal Electric Authority of Georgia*) et la Georgia Power Company, la seule compagnie privée d'électricité de l'État. Cette dernière est complètement réglementée par la Georgia Public Service Commission qui a pour rôle de réguler les tarifs électriques proposés par cette compagnie.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

La consommation d'électricité en Géorgie s'élevait à 136 TWh¹³² en 2015. Le secteur industriel correspondait à environ 24 % de ce total, alors que les secteurs résidentiel et commercial représentaient respectivement 42 % et 35 % des consommateurs électriques de l'État.

L'électricité en Géorgie est en grande partie issue du charbon dont l'utilisation représentait, en 2015, 36 % de la production électrique totale¹³³. Les centrales thermiques au gaz naturel arrivaient alors au second rang avec 33 % de la production alors que les centrales nucléaires constituaient le troisième pilier de production, représentant 26 % du total. Malgré l'abondance des ressources forestières faisant de l'État de Géorgie le troisième producteur d'électricité à partir de la biomasse aux États-Unis, cette production ne représente que 3 % du mixte électrique total de l'État.

La production électrique à partir du gaz naturel a connu une forte croissance ces dernières années au détriment du charbon qui représentait, encore en 2011, plus de la moitié du mixte électrique alors qu'il n'en représente aujourd'hui que 29 %. La chute des cours du gaz naturel, les réglementations environnementales plus strictes et le vieillissement du parc des centrales au charbon expliquent en partie la fermeture de plusieurs centrales au charbon.

En tenant compte de ce mixte énergétique, l'empreinte carbone de la production électrique de cet État s'élève ainsi à 0,492 kg d'émissions de gaz à effet de serre (CO₂e) par kilowattheure¹³⁴.

Tarifs d'électricité

La Georgia Power Company, première filiale de la Southern Company, est le plus important fournisseur électrique de l'État (83,8 TWh), desservant environ 2,4 millions d'utilisateurs dans 155 des 159 comtés de la Géorgie¹³⁵. En 2015, ce distributeur a ainsi fourni près de 24 TWh aux clients industriels, ce qui en fait de loin le premier fournisseur du secteur industriel de l'État.

¹³² U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-861: Electricity Power Sales*, 2015. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016).

¹³³ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-923: Power Plant Operations Report*, 2015. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016).

¹³⁴ U.S. EPA. *Emissions & Generation Resource Integrated Database (Egrid2012)* [En ligne], octobre 2015. <https://www.epa.gov/energy/egrid> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹³⁵ GEORGIA PUBLIC SERVICE COMMISSION. *Electric* [En ligne]. <http://www.psc.state.ga.us/electric/electric.asp> (Consulté le 18 novembre 2016)



Le mixte énergétique de la Georgia Power Company est dominé par le gaz naturel, mais reste comparable à celui de l'État pour les autres sources d'énergie – hormis le nucléaire qui représente une part plus faible (voir Figure 23).

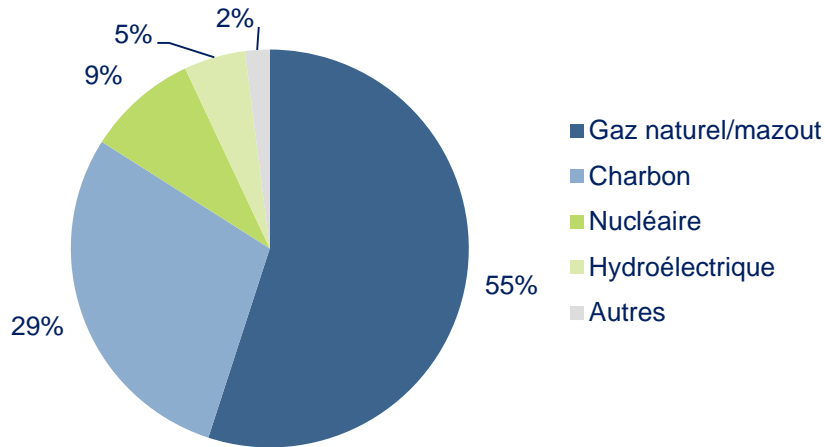


Figure 23 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de la Georgia Power Company (2015)¹³⁶

Ce prestataire de services d'électricité propose, en plus des 5 tarifs résidentiels, une quarantaine de tarifs non résidentiels¹³⁷ répartis en fonction des consommateurs (petites, moyennes et grandes entreprises, secteur agricole, gouvernement et institutions ainsi que l'éclairage extérieur). Les tarifs disponibles aux clients industriels sont décrits au Tableau 15. Parmi ce choix de tarifs, seuls les deux tarifs standards *Power and Light Large* (PLL) et *Power and Light High Load Factor* (PLH) ont été considérés pour l'analyse comparative puisque les autres tarifs différenciés dans le temps qui demanderaient des profils de consommation plus détaillés et précis.

La structure détaillée des tarifs PLL et PLH est présentée à l'ANNEXE IV. Georgia Power Company étant une compagnie verticalement intégrée, les tarifs présentés ne font pas de distinction entre les portions destinées à la fourniture, au transport et à la distribution.

¹³⁶ GEORGIA POWER. *Energy Sources: Diversity For Reliability* [En ligne]. <https://www.georgiapower.com/about-energy/energy-sources/home.cshtml> (Consulté le 18 novembre 2016).

¹³⁷ GEORGIA POWER. *Business Tariffs* [En ligne]. <https://www.georgiapower.com/business/prices-rates/business-tariffs.cshtml> (Consulté le 18 novembre 2016).

Tableau 15 : Résumé des tarifs industriels de Georgia Power Company

Tarifs standards	
Tarif grande puissance (<i>Power and Light Large</i>) – PLL-11 (≥ 500 kW)	
Frais mensuels	21,00 \$
Coût de la demande	9,53 \$/kW
Coût de l'énergie	Tarification dégressive par paliers définis par la demande de pointe du client et un nombre d'heures. Ce prix varie ainsi par tranche (4 tranches de 13,26 à 7,91 ¢/kWh) pour le premier palier (< 200 heures x demande mensuelle) et va de 1,36 à 0,774/kWh pour les trois paliers suivants.
Coûts liés aux dépenses encourues par le fournisseur	Ces coûts concernent la gestion de la demande, la construction de centrales nucléaires et le respect de normes environnementales. Ils correspondent à 25 % de la facture de base (additionnels).
Coût d'approvisionnement de l'énergie primaire	Dépend de la tension d'alimentation du client et varie en fonction de la saison. Ce prix va ainsi de 24,053 ¢/kWh à 26,961 ¢/kWh.
Tarif Grand Facteur d'Utilisation (<i>Power and Light High Load Factor</i>) – PLH-11 (≥ 10 000 kW, FU ≥ 75 %)	
Frais mensuels	1 166 \$
Coût de l'énergie	0,589 2 ¢/kWh
Coût de la demande	17,51 \$/kW
Coût d'approvisionnement de l'énergie primaire	Dépend de la tension d'alimentation du client et varie en fonction de la saison. Ce prix va ainsi de 24,053 ¢/kWh à 26,961 ¢/kWh.
Tarifs alternatifs et options	
Tarifs différenciés selon l'heure (TOU-HLF, TOU-RN, TOU-SC)	Tarif offrant un prix pouvant varier du simple (34,249 ¢/kWh) à plus du triple (19,222 ¢/kWh) en fonction des périodes de pointe ou des périodes creuses. La période de pointe correspond à 14 h-19 h de lundi à vendredi pour les mois de juin à septembre.
Tarifs en temps réel (RTP-HA, RTP-DA, RTP-DAA, RTP-HAA)	Tarifs dont les prix varient en fonction de la prédiction horaire ou journalière du coût marginal de l'énergie (prix du marché).
Option de tarif interruptible (DPEC)	Structure <i>ad hoc</i> activée sur demande du fournisseur où la puissance nominale, la puissance minimale et la durée d'interruption sont préalablement convenues avec le client. Les crédits sont donnés en fonction de la puissance (6,25 \$/kW) et de l'énergie (0,09 \$/kWh) réduites.
Tarifs de développement économique/Rétention	
<i>Industrial Retention Load Rider</i> (ILR) : Rabais accordés aux clients industriels de longue date afin d'encourager le client à maintenir ou à augmenter sa consommation. La consommation électrique des clients visés doit servir principalement à la production de biens ou l'extraction, la fabrication, le transport ou le traitement de matières premières.	

* Tous les coûts sont en dollar américain (USD).

Entente négociée

Aucune entente négociée entre des clients industriels et Georgia Power n'a été recensée.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

Les rabais accordés selon l'option tarifaire de rétention économique (Industrial Retention Load Rider) décrite au Tableau 15 s'appliquent selon la consommation électrique de l'année 2006. Ainsi, un crédit de 0,000 891 USD/kWh est accordé aux clients ayant consommé plus de 100 000 GWh cette année-là, alors que ceux en ayant consommé moins ont droit à un rabais de 0,000 372 USD/kWh.

En sus de ce rabais tarifaire de Georgia Power Company, toutes les industries de Géorgie dont les activités sont hautement dépendantes de leur usage énergétique sont exemptes des taxes de vente et d'utilisation depuis le 1^{er} janvier 2016¹³⁸. Cette mesure fiscale permet ainsi, à défaut de soutenir le développement économique des industries, de maintenir leur activité au sein de l'État.

De plus, le *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) exige que les entreprises d'électricité achètent l'électricité produite par les installations admissibles (*Qualifying Facilities*)¹³⁹. Parmi celles-ci, on retrouve les usines effectuant de la cogénération, ce qui relativement courant dans le secteur des pâtes et papiers. Afin d'être reconnues comme une installation admissible, les entreprises doivent être certifiées par le FERC. En 2015, la Georgia Power Company a racheté l'électricité d'installations admissibles à un taux moyen de 0,047 CAD/kWh (36,83 USD/MWh)¹⁴⁰.

Perspective historique

Le coût moyen de l'électricité pour les industries géorgiennes s'est accru de façon relativement stable avec un taux moyen de 2,7 % entre 2001 et 2015 (voir Figure 24). Le charbon et le gaz naturel étant les deux principales sources de production électrique en Géorgie, cette évolution pourrait s'expliquer par une corrélation avec les cours de ces deux sources d'énergie.

¹³⁸ GEORGIA POWER. *Sales and Use Tax Exemption* [En ligne]. <http://business.georgiapower.com/sales-tax-and-use-exemption/> (Consulté le 17 novembre 2016).

¹³⁹ GEORGIA POWER. *Georgia Power Company's Qualifying Facilities (QF) Fundamentals* [En ligne]. http://www.psc.state.ga.us/electric/GPC_%20QF_Fundamentals_Guide-PPT.pdf (Consulté le 17 novembre 2016).

¹⁴⁰ GEORGIA POWER. *Avoided Cost 2015* [En ligne]. <http://www.psc.state.ga.us/factsv2/Document.aspx?documentNumber=161448> (Consulté le 17 novembre 2016).

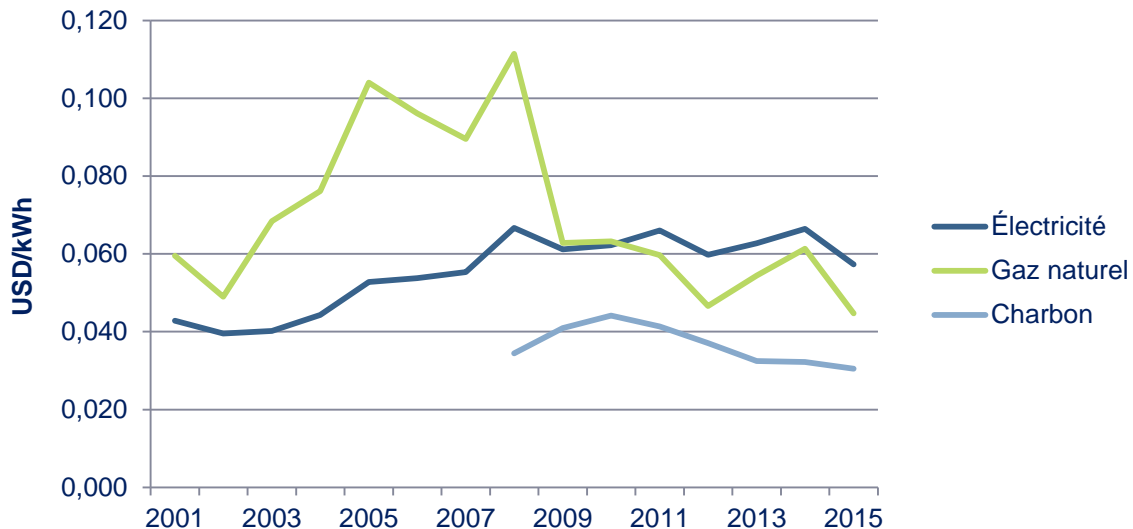


Figure 24 : Évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel en Géorgie¹⁴¹

4.2.4 Iowa

L'Iowa est un des États connaissant la plus forte croissance dans le secteur des centres d'hébergement de données. De grandes entreprises comme Google, Microsoft et Facebook ont investi massivement dans cet État et continuent à le faire depuis l'ouverture du premier grand centre de données de Google à Council Bluffs, en 2007. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette forte attraction, notamment la disponibilité des terrains, les mesures fiscales et le coût de l'énergie.

Le marché de l'électricité de l'Iowa est réglementé par l'Iowa Utilities Board (IUB) qui est principalement responsable de contrôler les tarifs et les services des deux compagnies privées d'électricité de l'État, MidAmerican Energy Company et Interstate Power and Light Company¹⁴². Les 49 compagnies d'électricité municipales sont, quant à elles, régulées uniquement pour leur service et pour des cas spécifiques statués par la loi. Les 41 coopératives rurales voient également leur service régulé par l'IUB et ont aussi la possibilité de faire réguler leurs tarifs, si elles le désirent.

Sources d'énergie primaire pour la production électrique

La place importante de l'énergie éolienne dans le mixte électrique de l'Iowa (voir Figure 25) n'est pas non plus sans incidence sur l'attractivité de cet État pour de grandes entreprises comme Google et Facebook qui accordent une importance particulière à l'exemplarité de leur comportement de citoyens corporatifs en favorisant les énergies propres. L'Iowa occupe ainsi la deuxième place aux États-Unis,

¹⁴¹ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Electricity Data Browser* [En ligne]. <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/> (Consulté le 25 novembre 2016)

¹⁴² IOWA UTILITIES BOARD (IUB). *Jurisdiction* [En ligne]. <https://iub.iowa.gov/jurisdiction-of-the-board> (Consulté le 22 novembre 2016)



après le Texas, en ce qui concerne la production d'électricité éolienne. La consommation de charbon pour la production électrique demeure élevée en Iowa, ce qui en fait un des dix États ayant la consommation de charbon la plus élevée par habitant¹⁴³. En tenant compte de ce mixte énergétique, l'empreinte carbone de la production électrique de cet État s'élève à 0,640 kg de gaz à effet de serre (CO₂e) par kilowattheure¹⁴⁴.

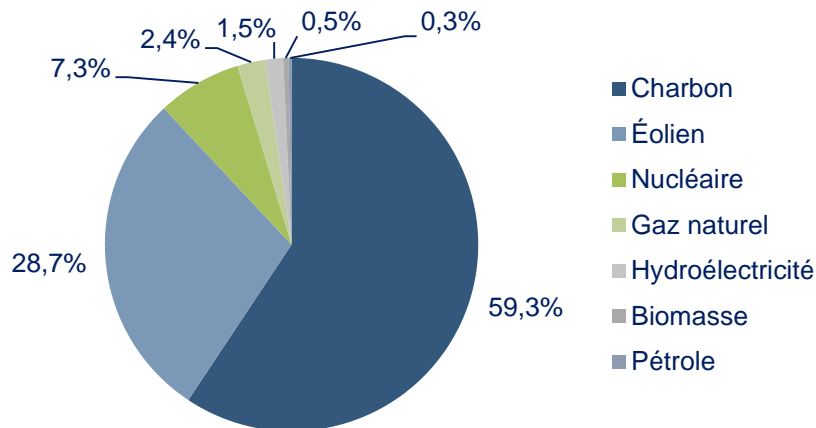


Figure 25 : Sources d'énergie primaire pour la production électrique de l'Iowa (2014)¹⁴⁵

Tarifs électriques

Le principal distributeur d'électricité pour l'Iowa est la compagnie MidAmerican Energy qui, selon plusieurs recoupements d'information, est le principal fournisseur pour les centres d'hébergement de données et pour les clients industriels de l'État¹⁴⁶. La compagnie dessert 752 000 clients sur un territoire de 27 450 km² couvrant l'Iowa, l'Illinois, le Dakota du Sud et le Nebraska¹⁴⁷.

MidAmerican Energy propose, en Iowa, un ensemble de 10 tarifs standards répartis entre les clients résidentiels (2), commerciaux (1) et industriels (3), l'éclairage public, les feux de signalisation et le pompage de l'eau (4). Six autres tarifs optionnels sont également disponibles pour les clients désireux de bénéficier d'une tarification différenciée selon l'heure de consommation. Les principaux tarifs applicables aux clients industriels sont résumés au Tableau 16 et une description plus détaillée des trois tarifs industriels standards est présentée à l'ANNEXE IV. MidAmerican Energy étant une compagnie d'électricité verticalement intégrée, sa structure tarifaire ne fait pas de distinction entre les portions liées à la fourniture, au transport et à la distribution.

¹⁴³ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Iowa State Profile and Energy Estimates* [En ligne], mis à jour le 17 mars 2016. <http://www.eia.gov/state/?sid=IA> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹⁴⁴ U.S. EPA. *Emissions & Generation Resource Integrated Database (Egrid2012)* [En ligne], octobre 2015. <https://www.epa.gov/energy/egrid> (Consulté le 25 novembre 2016).

¹⁴⁵ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-923: Power Plant Operations Report, 2015*. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016)

¹⁴⁶ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Form EIA-861: Electricity Power Sales, 2015*. [En ligne] <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/> (Consulté le 1^{er} décembre 2016)

¹⁴⁷ MIDAMERICAN ENERGY. *About our Company* [En ligne], 2016. <https://www.midamericanenergy.com/our-company.aspx> (Consulté le 29 novembre 2016).

Tableau 16 : Résumé des tarifs industriels de MidAmerican Energy

Tarifs standards	
Tarif grande puissance (<i>Large Electric Service</i>) – LS (< 69 kV)	
Frais mensuels	175,00 \$
Coût de l'énergie	Tarifification dégressive par tranches définies selon la demande de pointe du client et le nombre d'heures écoulées dans le mois. Le prix par tranche varie de 3,419 à 7,088 ¢/kWh en fonction de la saison et de la demande.
Coût de la demande	<ul style="list-style-type: none"> › 4,81 \$/kW en été (juin à septembre) › 4,56 \$/kW en hiver (octobre à mai) Un crédit de 0,30 \$/kW est accordé aux clients utilisant leur propre transformateur.
Autres frais	Frais concernant : <ul style="list-style-type: none"> › Les coûts de maintien et d'amélioration du réseau de transport (0,51 \$/kW) › L'ajustement du prix de l'énergie (0,201 ¢/kWh) › Les programmes d'efficacité énergétique (0,311 ¢/kWh)
Tarif sous-station (<i>Substation Service</i>) – SS (<15 000 kW, ≥69 kV)	
Frais mensuels	175,00 \$
Coût de l'énergie	Tarifification dégressive par tranches définies selon la demande de pointe du client et le nombre d'heures écoulées dans le mois. Le prix par tranche varie de 3 356 à 6 950 ¢/kWh en fonction de la saison et de la demande.
Coût de la demande	<ul style="list-style-type: none"> › 3,00 \$/kW en été (juin à septembre) › 2,75 \$/kW en hiver (octobre à mai)
Autres frais	Frais concernant : <ul style="list-style-type: none"> › Le maintien et d'amélioration du réseau de transport (0,51 \$/kW) › L'ajustement du prix de l'énergie (0,201 ¢/kWh) › Les programmes d'efficacité énergétique (0,311 ¢/kWh)
Tarif individuel (<i>Individual Customer Rate</i>) – ICR (≥15 000 kW)	
Frais mensuels	2 400,00 \$
Coût de l'énergie	Tarifification différenciée selon l'heure et selon la saison. Ce prix va ainsi de 15,82 ¢/kWh en période de pointe à 3,028 ¢/kWh en période hors pointe en été. En hiver, ces coûts sont plus faibles et moins variables (3,066 ¢/kWh à 3,396 ¢/kWh).
Coût de la demande	Ce coût est spécifique à chaque client et n'est pas indiqué dans la grille tarifaire.
Autres frais	Frais concernant : <ul style="list-style-type: none"> › Le maintien et l'amélioration du réseau de transport (0,60 \$/kW) › L'ajustement du prix de l'énergie (0,201 ¢/kWh) › Les programmes d'efficacité énergétique (0,311 ¢/kWh)

Tarifs alternatifs et options	
Tarifs différenciés selon l'heure (LST, SST)	Tarif optionnel offrant un coût de l'énergie pouvant varier du simple (3,235 ¢/kWh) à près du quintuple (15,64 ¢/kWh) en fonction des heures de la journée en été. En hiver ces coûts sont moins différenciés (3,279 ¢/kWh – 3,606 ¢/kWh).
Tarif interruptible	Option tarifaire activée sur demande du fournisseur où la puissance réduite est calculée en fonction de la puissance minimale et la puissance prévue pendant la période d'interruption. Les crédits sont donnés en fonction de la puissance réduite (40 \$/kW).
Tarifs de développement économique/Rétention	
<p><i>Flexible Pricing (Rider FP)</i> : Rabais accordé aux clients éligibles pour les inciter à maintenir ou à augmenter leur consommation. Pour déterminer l'éligibilité d'un client, une analyse coût/bénéfice préalable doit indiquer un bénéfice net pour à la fois le client et pour MidAmerican. Le tarif offert au rabais ne peut être inférieur au coût marginal de l'électricité et du service fourni au client. Lorsqu'offert à un client spécifique, le même rabais doit s'appliquer à tous les concurrents directs de ce client se trouvant dans la même zone de service.</p>	

* Tous les coûts sont en dollar américain (USD).

Ententes négociées

Les rabais accordés selon le *Flexible Pricing Rider* respectent des ententes négociées entre les industries et la compagnie d'électricité. Cette option tarifaire est d'ailleurs encouragée par l'Iowa Utilities Board (IUB) qui donne la possibilité aux distributeurs d'électricité d'offrir des incitatifs aux clients afin de leur permettre de maintenir leurs activités ou d'augmenter leur consommation. La valeur de ces rabais doit cependant être validée par l'IUB avant d'être appliquée à tous les concurrents directs se trouvant sur le même territoire de service, empêchant ainsi tout favoritisme.

Rabais, programmes spéciaux et mesures incitatives

L'Iowa accorde des exemptions de taxes importantes aux centres de données en échange de leur contribution au développement économique de l'État. Deux mesures fiscales sont d'ailleurs spécifiquement dédiées à ce secteur de l'économie : le *Data Center Business Property Exemption* et le *Web Search Portal Exemption*¹⁴⁸. Le premier est un abattement sur les taxes de vente sur tout l'équipement nécessaire au fonctionnement du centre de données (ordinateurs, système de refroidissement, génératrices de secours, etc.) et sur l'électricité. Quant au second, il offre des exemptions similaires explicitement dédiées aux entreprises de moteur de recherche.

Perspective historique

Le coût moyen de l'électricité pour les clients industriels s'est accru de manière relativement constante depuis le début des années 2000 avec un taux moyen de 2,5 % par année (voir Figure 26). Cette apparente stabilité des coûts peut s'expliquer la relative stabilité des cours du charbon dans l'État durant cette période.

¹⁴⁸ State of Iowa, Iowa Code section 423.3, subsections 92, 95.

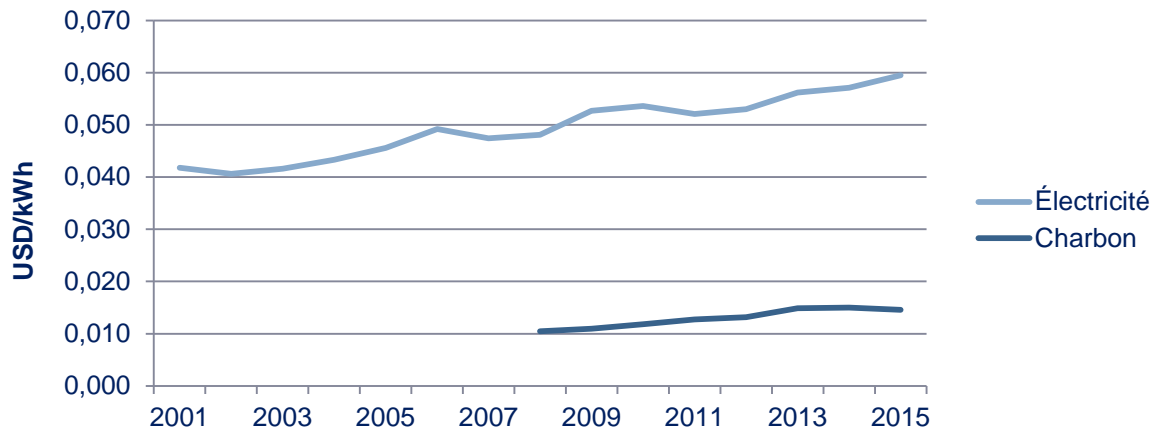


Figure 26 : Volatilité du coût de l'électricité des clients industriels de l'Iowa

La stabilité des coûts de l'électricité est certainement un facteur d'attractivité supplémentaire favorisant le développement de centres d'hébergement de données dans cet État du Midwest.

4.3 Analyse comparative

L'analyse des programmes spéciaux pour la vente d'électricité dans les différentes juridictions a montré qu'il n'y a pas de programme spécifiquement dirigé vers un secteur d'activité, mais que les programmes sont plutôt ouverts à tous les grands consommateurs d'électricité. En ce sens, il a été choisi de développer cinq profils types à partir des profils des différents secteurs de concurrence, détaillés à l'ANNEXE III

Dans la présente section, cinq profils génériques sont définis pour faire une analyse comparative des différentes juridictions sur le plan des tarifs actuels, de la perspective historique et des GES.

Cette approche permet de comparer les tarifs de toutes les juridictions, les uns avec les autres et avec ceux du Québec, au lieu de comparer seulement les tarifs d'une juridiction avec ceux du Québec pour chaque secteur d'activité.

4.3.1 Profils types

Les cinq profils choisis s'appuient sur ceux utilisés par Hydro-Québec dans leur rapport comparant le prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines¹⁴⁹ et par les profils types établis pour chaque sous-secteur. Pour les clients de grande puissance (5 MW ou plus), Hydro-Québec utilise des profils avec des puissances variant de 5 MW à 50 MW. Des profils avec des puissances de 100 MW et 1 000 MW ont été ajoutés afin de capturer les profils des plus grandes entreprises détaillés dans l'ANNEXE III.

¹⁴⁹ HYDRO-QUÉBEC. *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines* [En ligne], 2016. <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/documents-entreprise/comparaison-prix-electricite.html> (Consulté le 17 novembre 2016).

Tableau 17 : Profils types des sous-secteurs

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3	Profil 4	Profil 5
Tension d'alimentation (kV)	25	120	120	120	120
Facteur d'utilisation (%)	85 %	85 %	85 %	85 %	85 %
Puissance (MW)	5 MW	10 MW	50 MW	100 MW	1 000 MW
Consommation annuelle (GWh)	37,23 GWh	74,46 GWh	372,3 GWh	744,6 GWh	7 446 GWh

4.3.2 Analyse comparative (selon les profils types)

Le détail des coûts de l'électricité par kilowattheure pour chacun des cinq profils considérés et pour chaque juridiction est présenté à la Figure 27. Lorsque possible, la segmentation entre les différentes portions du coût total a été représentée afin de distinguer celles relatives à la fourniture, au transport, à la distribution, aux programmes (efficacité énergétique, énergies renouvelables et environnement), aux cavaliers tarifaires (frais liés au développement économique, à l'amélioration de l'infrastructure, à l'amortissement des actifs, etc.) et aux taxes. Les rabais offerts sont également représentés de façon à visualiser leur importance relative par rapport au coût total de l'électricité. La hauteur totale des barres représente donc le prix qui aurait été payé sans aucun rabais ou exemption de taxes. Le Tableau 18 présente le prix de l'électricité en tenant compte des rabais et des exemptions applicables.

Le Québec se distingue par ses prix les plus bas pour tous les cinq profils considérés, démontrant de ce fait la compétitivité du tarif L par rapport aux tarifs standards des autres juridictions considérées. Cette analyse comparative permet cependant de faire deux constats notables.

Un de ces constats concerne l'évolution des prix en fonction des profils. Ainsi, contrairement aux États comme l'Iowa ou l'Ohio où il existe une différenciation prononcée des prix bien répartis en fonction du profil de consommation (voir Tableau 18), cette différenciation est très faible, voire inexistante, au Québec. La différence entre le prix applicable au profil 1 et les trois autres profils au Québec est uniquement due au crédit d'alimentation en moyenne/haute tension accordé par Hydro-Québec, en fonction de la tension de raccordement au réseau. Hormis ce point, le coût de la demande et de l'énergie s'applique de la même manière pour tous les clients industriels. L'analyse compare les tarifs standards publiés par les fournisseurs d'énergie et il est possible que les tarifs négociés entre industriels soient plus avantageux. Il en va de même pour les tarifs spéciaux provenant de décisions d'appui économique aux entreprises.

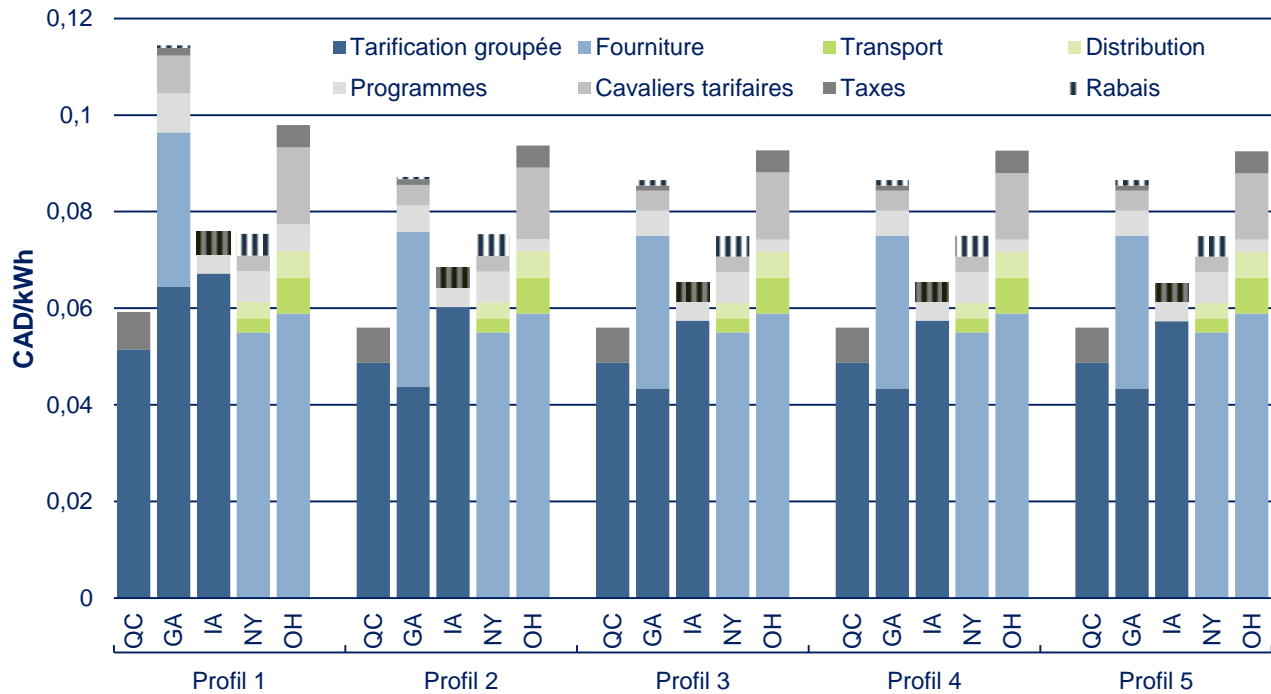







Figure 27 : Comparaison du prix de l'électricité pour les cinq profils utilisés¹⁵⁰

Le second constat concerne la transparence des coûts de l'électricité du Québec. L'un des avantages de la déréglementation du marché électrique aux États-Unis est qu'elle a permis une plus grande transparence des coûts grâce à une segmentation des tarifs entre la fourniture, le transport et la distribution. De même, malgré la réglementation du marché de la Géorgie et de l'Iowa, les cavaliers tarifaires liés aux programmes environnementaux et autres ajustements apparaissent distinctement dans la grille tarifaire afin de les dissocier des coûts intrinsèques à l'électricité consommée. Cette transparence des prix est certainement une des pistes de solution à envisager pour encourager et faciliter les débats autour des tarifs d'électricité au Québec.

¹⁵⁰ L'absence de segmentation des tarifs ne permet pas de distinguer les composantes de fourniture, de transport et de distribution pour le Québec et l'Iowa, et de celles de transport et de distribution pour la Géorgie (tarification groupée).

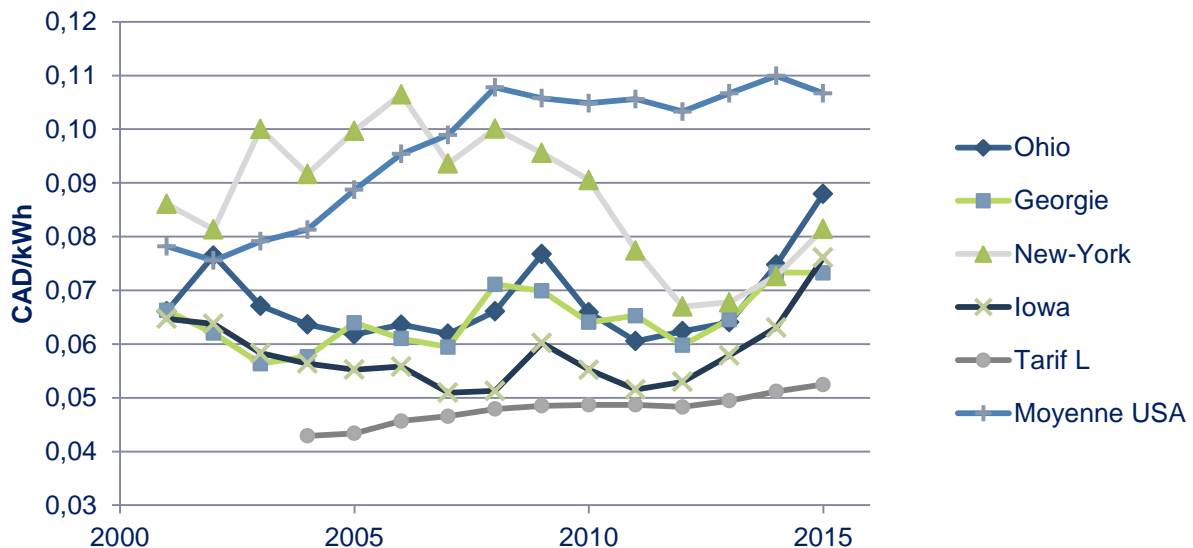
Tableau 18 : Coût de l'électricité de chacune des juridictions (CAD/kWh)

Juridiction	Évolution du prix par profil	Profil 1	Profil 2	Profil 3	Profil 4	Profil 5
Québec		0,0592	0,0560	0,0560	0,0560	0,0560
Géorgie		0,1138	0,0866	0,0855	0,0854	0,0854
Iowa		0,0712	0,0642	0,0614	0,0613	0,0613
New York		0,0709	0,0708	0,0707	0,0707	0,0707
Ohio		0,0980	0,0937	0,0927	0,0926	0,0925

* Les données tiennent compte des rabais et exemptions de taxes applicables.

4.3.3 Analyse comparative (selon les perspectives historiques)

En raison de la structure du marché américain, le prix moyen pour les consommateurs industriels par État rapporté par l'Energy Information Administration (EIA) sont de bons indicateurs de la tendance des tarifs.



* Dollars nominaux canadiens

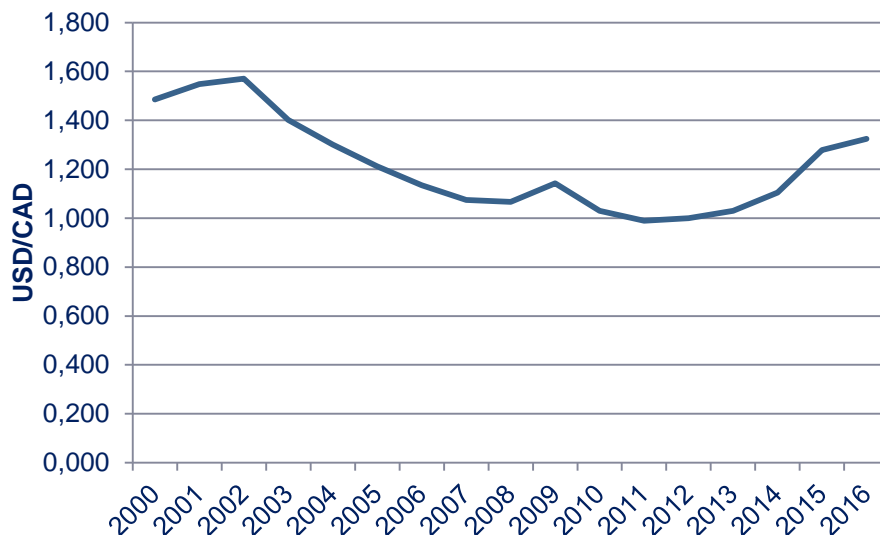
Figure 28 : Prix industriel moyen de l'électricité dans certains États américains



La Figure 28 présente une comparaison de l'évolution du prix moyen annuel de l'électricité pour le secteur industriel dans les États américains compétitifs avec le Québec. La variation des tarifs présentés dans la Figure 28 se compose de la variation des tarifs aux États-Unis et la variation du taux de change. Les tarifs du Québec affichent une croissance stable et prévisible depuis 2005, avec une croissance moyenne de 1,7 % par année, et semblent découplés des conjonctures économiques, des prix du gaz naturel, du charbon et de l'électricité des États américains avoisinants. La croissance des tarifs électrique s'est avérée moins élevée que les États produisant l'électricité principalement à partir du charbon (Ohio, Géorgie et Iowa). La baisse des coûts pour l'État produisant l'électricité principalement à partir du gaz naturel (New York) de 2008 à 2013 a permis à ce dernier de réduire ses coûts de production sans toutefois passer de façon significative en dessous des États produisant l'électricité à partir du charbon.

On remarque un effritement de la compétitivité des tarifs électriques entre 2008 et 2014 avec les états produisant l'électricité à partir du gaz naturel (New York). L'État de New York affichant des prix plus élevés de 2000 à 2008 s'est aligné avec les autres États étudiés en 2012. De plus, l'écart entre le tarif moyen aux États-Unis s'est réduit entre 2008 et 2012.

Le taux de change explique en partie la raison pour laquelle la compétitivité des tarifs du Québec s'est effritée, même par rapport aux États affichant un taux de croissance des tarifs électriques industriels moyens supérieur à celui du Québec. La Figure 29 illustre la variation du taux de change annuel moyen entre 2000 et 2015. En 2015, on remarque une amélioration de la compétitivité en raison de la baisse de la devise canadienne par rapport au dollar américain.



Source : Banque du Canada

Figure 29 : Taux de change annuel moyen (USD/CAD)

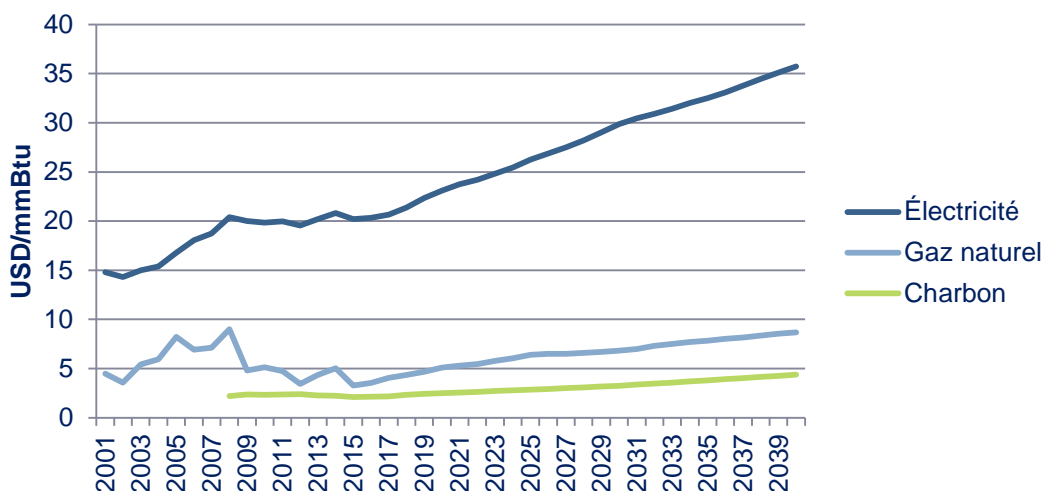


Figure 30 : Projection des tarifs (USD nominaux) selon l'EIA

Comme illustré sur la Figure 30, l'EIA prévoit un taux de croissance des coûts moyens de l'électricité de 2,4 % d'ici 2040. Ce taux de croissance est supérieur à la moyenne enregistrée pour le tarif L depuis 2005. Évidemment, ces prévisions ne tiennent pas en compte un changement imprévisible des marchés ou l'émergence d'une technologie de rupture comme notamment les impacts de la fracturation hydraulique ou la crise économique de 2008.

4.3.4 Analyse comparative (émissions de GES)

Le Tableau 19 détaille les émissions de GES par kilowattheure produit pour les quatre États. Le Québec, en plus d'offrir une tarification stable, offre une énergie verte avec un niveau d'émissions largement inférieur à ceux des juridictions analysées.

Tableau 19 : Émissions de GES des juridictions de concurrence nord-américaine

Jurisdiction ^{151 152}	GES (kg de CO ₂ e/kWh)
Hydro-Québec	0,001
New York	0,256
Ohio	0,736
Géorgie	0,492
Iowa	0,640

¹⁵¹ HYDRO-QUÉBEC. *Approvisionnement en électricité et émissions atmosphériques* [En ligne], 2015. <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/pdf/approvisionnements-energetiques-emissions-atmospheriques-2015.pdf>

¹⁵² U.S. EPA. *Emissions & Generation Resource Integrated Database (Egrid2012)* [En ligne], octobre 2015. <https://www.epa.gov/energy/egrid> (Consulté le 25 novembre 2016).



5 CONSTATS ET PISTES DE SOLUTIONS

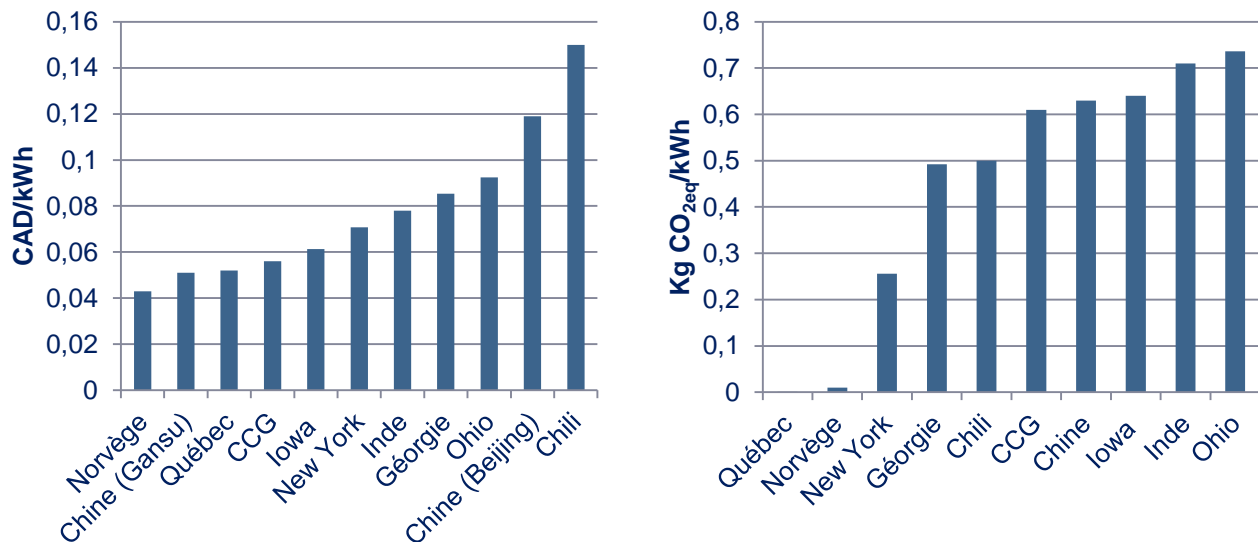
Cette section résume les principaux constats du balilage des différentes juridictions considérées et présente des pistes de solutions par rapport aux orientations tarifaires à privilégier pour améliorer la compétitivité des tarifs d'électricité payés par les grands consommateurs d'énergie du Québec.

5.1 Constats

La présente section résume les éléments présentés précédemment et dresse des constats concernant la compétitivité des tarifs électriques et les émissions de GES liées à la production d'électricité, l'effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité entre 2001 et 2015 et les rabais, options tarifaires et autres considérations en lien avec les tarifs d'électricité destinés aux secteurs industriels.

5.1.1 Compétitivité des tarifs et émissions de GES en 2015

La Figure 31 présente les tarifs moyens des états américains, du Québec, de l'Inde, du Chili et du CCG, calculés selon les grilles tarifaires publiées et en considérant une alimentation à une tension de 120 kV et un facteur d'utilisation de 85 % pour une puissance de pointe de 100 MW (profil 4). La figure présente aussi les émissions de GES par kWh pour chacune de ces juridictions. Les tarifs américains incluent les rabais et les cavaliers tarifaires appropriés. Pour la Chine, le tarif préférentiel pour les alumineries de la région de Gansu et le tarif industriel de grandes puissances de Beijing sont présentés. Au tarif de Beijing, la Chine afficherait le tarif de grande puissance le plus élevé, après le Chili. Les tarifs de la Norvège proviennent des données d'Eurostat.



**Figure 31 : Comparaison des tarifs électriques, 2015 (CAD/kWh)
et des émissions de GES (CO₂e/kWh)**

En ce qui concerne la compétitivité des tarifs d'électricité du Québec avec ceux des juridictions en concurrence avec le Québec pour les secteurs industriels à l'étude, on constate en observant la Figure 31 les faits suivants:

- › Les coûts moyens en électricité pour un client industriel (ayant un profil de consommation équivalent au profil 4 mentionné ci-dessus) varient entre 0,04 et 0,15 CAD/kWh.
- › Le Québec affiche le tarif industriel de base (tarif L) le plus compétitif après la Norvège et le tarif subventionné chinois (Gansu).

Les présents constats en lien avec la compétitivité des tarifs d'électricité du Québec confirment les conclusions d'une étude réalisée en 2015 par le groupe CRU¹⁵³, qui comparait alors les tarifs électriques internationaux dans le secteur de l'aluminium et stipulait que le Canada affichait les tarifs les plus compétitifs dans le secteur de l'aluminium. Toutefois, cette étude est parue avant que ne soient publiés les rabais de Gansu dont nous avons fait mention précédemment.

Il n'est pas possible de quantifier de façon fiable les coûts d'autoproduction des grands consommateurs industriels en Inde, en Chine et au sein du CCG. Afin de quantifier les coûts de production électrique pour ces entreprises, il faudrait avoir accès aux contrats d'approvisionnement en énergie primaire, aux investissements en capital et aux coûts d'exploitation des centrales dédiées. Puisque ces données de coûts internes aux entreprises sont de nature confidentielle, il n'est pas possible d'établir précisément les coûts de l'autoproduction. Par contre, on constate que les chaînes d'approvisionnement de ces trois pays font face à de nombreux défis et qu'aucune évidence de prix largement inférieur à ceux du marché viable à long terme n'a été identifiée. Les risques d'approvisionnement en énergie primaire restent importants, et ce, même pour les centrales autonomes. Le retrait des droits miniers en Inde est un exemple éloquent des risques d'approvisionnement affectant les autoproducteurs.

Sur la base des tarifs d'électricité destinés principalement, ou exclusivement, aux secteurs industriels et disponibles publiquement, les tarifs d'électricité au Québec sont concurrentiels aux tarifs des juridictions ayant fait l'objet du balisage.

5.1.2 Effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité entre 2001 et 2015

La Figure 32 illustre l'évolution, de 2001 à 2015, des tarifs électriques industriels moyens pour les différentes juridictions à l'étude.

¹⁵³ CRU, *Aluminium Smelters Power Tariff, Winners and Losers*, avril 2015.

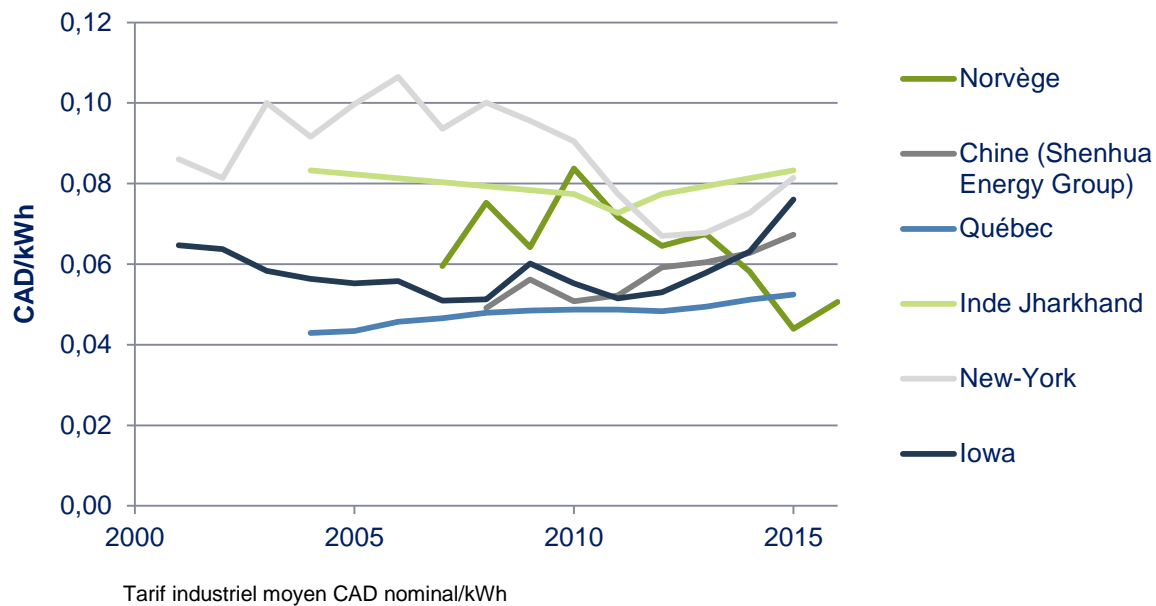


Figure 32 : Évolution de 2002 à 2015 du prix de l'électricité des différentes juridictions

Le tarif présenté pour l'Inde représente les coûts d'alimentation électrique des aciéries dans la province du Jharkhand. En Chine, puisque les grilles tarifaires en vigueur et historiques n'ont pas pu être obtenues, l'évolution des tarifs en Chine présentée est calculée à partir des états financiers du Shenhua Energy Group et représente les revenus moyens par kilowattheure vendu au distributeur, tous secteurs confondus. Ce tarif n'inclut pas le transport et la distribution ainsi que les taxes spéciales comme celle pour le barrage des Trois-Gorges. De plus, il convient de souligner qu'en Chine, les prix d'achat d'électricité des utilités ne sont pas toujours cohérents avec les prix de vente aux consommateurs finaux. En effet, les orientations politiques empêchent les distributeurs de hausser leurs tarifs afin de refléter leurs fluctuations de coûts d'approvisionnement auprès des producteurs. Les tarifs de la Norvège proviennent des statistiques Eurostat et correspondent au tarif industriel moyen pour une consommation entre 20 GWh et 70 GWh par année. Les tarifs des États de New York et de l'Iowa proviennent de l'EIA et représentent les tarifs industriels moyens. Pour finir, celui du Québec est calculé à partir du tarif L avec un facteur d'utilisation de 85 %.



En ce qui concerne l'effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité du Québec pour les secteurs industriels à l'étude, il est constaté en observant la Figure 32 que :

- › La compétitivité du tarif L s'est effritée entre les années 2002 et 2012 par rapport aux tarifs Grande puissance de certains États américains. Comme expliqué précédemment, cet effritement était en grande partie attribuable à la hausse de la devise canadienne par rapport à la devise américaine (de février 2002 jusqu'à mi-2011).
- › Aux États-Unis, entre 2008 et 2012, les États ayant une part importante de l'électricité produite à partir du gaz naturel ont vu leurs tarifs réduits pour se rapprocher de ceux des États utilisant le charbon pour leur production d'électricité. Dans les États produisant l'électricité avec du charbon, la croissance des tarifs électriques entre 2000 et 2015 était supérieure à celle du Québec.
- › La Chine, l'Inde et le Chili affichent des taux de croissance depuis 2012 supérieurs à celui du Québec en raison de divers problèmes dans leurs chaînes d'approvisionnement en énergie primaire.
- › Les tarifs de la Norvège sont passés en dessous du tarif L en 2015, puis ont augmenté durant le premier semestre de 2016.
- › Pour finir, la croissance des tarifs au Québec est stable et inférieure à l'ensemble des juridictions étudiées, à l'exception de la Norvège entre 2014 et 2015. La croissance des tarifs au Québec est découplée du cours des énergies primaires et n'est pas sujette aux risques d'approvisionnement. La capacité de production dépend entre autres des ressources hydriques tandis que les coûts de production pour les unités de production existantes dépendent entre autres des taux d'intérêts sur la dette et des coûts d'exploitation.

Sur la base de l'analyse de l'évolution des tarifs d'électricité des juridictions ayant fait l'objet du balisage, on constate que l'avantage concurrentiel du Québec s'est légèrement effrité au cours des 15 dernières années. L'effritement n'est la conséquence d'une décroissance constante de la compétitivité des tarifs québécois depuis 15 ans, mais plutôt le résultat de plusieurs conjonctures qui s'expriment par une fluctuation significative des tarifs d'électricité (en dollars canadien équivalent) dans les juridictions étudiées. Ces fluctuations ont notamment été causées par la variation de la devise canadienne et la fluctuation des prix des combustibles alimentant les centrales de production électrique.

5.1.3 Rabais, options tarifaires et autres considérations en lien avec les tarifs d'électricité destinés aux secteurs industriels

En ce qui concerne les rabais, options tarifaires et autres considérations en lien avec les tarifs d'électricité destinés aux secteurs industriels le balisage a permis d'identifier que :

- › Des ententes spéciales ont été obtenues par certains grands consommateurs de l'État de New York. De plus, la recherche documentaire a permis d'établir que des ententes similaires au sein du secteur de l'aluminium existent en Norvège, en Chine et pour le CCG. Cependant, seul l'État de New York affichait publiquement son entente conclue avec un grand consommateur d'électricité.
- › Plusieurs rabais sont utilisés par les utilités américaines et applicables sur les tarifs de distribution. Les coûts sont transférés à tous les consommateurs sous forme de cavaliers tarifaires. Seul l'État de New York affichait des rabais sur la fourniture avec le programme *ReCharge New York* (RNY) administré par NYPA.
- › En Inde, des rabais sont affichés selon la tension d'alimentation et le facteur d'utilisation.
- › Aucun rabais de tarif d'électricité lié au développement économique public n'a pu être recensé pour la Chine, l'Inde, le Chili et le CCG.
- › En Chine, la politique de fourniture du charbon à coût préférentiel est en déclin et les prix intérieurs ont tendance à s'aligner, voire dépasser, les prix internationaux. Ceci est notamment dû à la forte demande en charbon qui supporte la croissance du secteur industriel de la Chine. Cette forte demande en charbon a un effet direct sur la capacité des industries chinoises à concurrencer sur la base seule du prix de l'électricité (pression à la hausse des coûts de production électrique). Les mesures d'appuis directs et indirects du gouvernement chinois ont probablement un rôle important dans le maintien en activité des entreprises industrielles déficitaires, et ce, malgré des baisses prolongées des prix du produit fini sur les marchés internationaux.
- › Le Moyen-Orient a par le passé bénéficié de mesures importantes d'encouragement aux industries de forte consommation électrique grâce aux coûts d'approvisionnement en gaz naturel subventionnés par le gouvernement. La récente baisse du prix du pétrole qui a privé les pays du Golfe d'une partie substantielle de leurs revenus¹⁵⁴ a tendance à accélérer le retrait des subventions de l'État au secteur de l'électricité. On peut donc prévoir une tendance, à court et à moyen terme, à la hausse du prix de la fourniture électrique dans les pays du Golfe.
- › Quant au marché nord-américain, les coûts de production d'électricité sont fortement corrélés au prix du gaz naturel et du charbon ce qui laisse présager des tarifs d'électricité beaucoup plus volatiles que ceux du Québec.

¹⁵⁴ Ces pays ont un niveau d'imposition sur les revenus personnels ou sur les profits corporatifs très faible, voire nul.

- › Dans les États dérèglementés, les producteurs d'électricité sont généralement des entreprises privées qui n'offrent donc aucun rabais tarifaire pour le développement économique.
- › Les distributeurs peuvent offrir des rabais tarifaires, par contre les coûts sont transférés aux autres tarifs sous forme de cavaliers tarifaires et ne correspondent pas à des baisses de revenus pour le distributeur.
- › Le programme ReCharge New York de NYPA fait exception à la règle avec un tarif de développement économique et une entente spéciale pour le secteur de l'aluminium. L'État de New York est demeuré propriétaire d'actifs de production électrique, il est ainsi en mesure d'offrir ces rabais.
- › Au Québec, les constats suivants sont émis :
 - Hydro-Québec offre déjà un ensemble d'options tarifaires, dont le tarif de développement économique qui offre une réduction pouvant atteindre 20 % du tarif M, LG ou L pour l'ajout de consommation.
 - Un nouveau programme offre un rabais tarifaire supplémentaire de 20 % aux grands consommateurs pour stimuler l'investissement. Ce dernier est accordé dans le contexte actuel de surplus d'électricité de la province.
 - Le gouvernement du Québec offre en outre certains contrats spéciaux, particulièrement pour le secteur de l'aluminium, avec indexation au prix de l'aluminium.

Le balilage a permis d'identifier qu'il est difficile d'étudier adéquatement la compétitivité des tarifs d'électricité dans les secteurs industriels, car l'information en lien les ententes d'approvisionnement ou programmes de développement économique est confidentielle ou difficilement accessible.

Dans beaucoup de juridictions les marchés de l'électricité sont dérèglementés, il devient donc difficile, voire impossible, de favoriser la concurrence du secteur industriel en agissant sur les tarifs d'électricité.

5.2 Pistes de solutions

Selon les résultats de cette étude, les tarifs d'électricité du Québec pour les grands consommateurs sont encore compétitifs par rapport à la grande majorité des marchés nord-américains et internationaux. Puisque cette compétitivité s'est, à certains égards, effritée dans les dernières années, certaines pratiques tarifaires identifiées lors du balilage sont présentées comme pistes de solutions pouvant améliorer davantage la compétitivité des tarifs d'électricité.

La portée de cette étude étant limitée, l'élaboration et la mise en œuvre des pistes de solutions présentées dans le rapport devront s'appuyer sur des recherches et des analyses plus exhaustives.

5.2.1 Contrats spéciaux ou à partage de risques

Piste de solution

Continuer la pratique des contrats spéciaux ou à partage de risque permettant de signer des ententes spéciales avec des grandes industries.

Commentaires

Les contrats spéciaux sont utilisés par les juridictions pour les secteurs industriels assujettis à une grande concurrence internationale.

Les divisions d'entreprises internationales localisées au Québec sont parfois en concurrence avec d'autres divisions, à l'étranger, pour attirer les capitaux nécessaires au financement de leurs projets auprès de leur siège social. Ainsi, le choix des investissements se fait sur une base comparative entre les projets présentés par les différents sites. Le programme de développement économique présenté précédemment vient, dans une certaine mesure, favoriser les investissements au Québec en permettant de récupérer jusqu'à 40 % des coûts investis au travers d'une réduction de tarif.

L'indexation du tarif en fonction du prix de commodité, du taux de change ou de tout autre indice pertinent est un autre mécanisme existant qui permet d'assurer que les tarifs au Québec demeurent compétitifs malgré les fluctuations du marché. Ainsi, une entreprise qui jongle avec la possibilité de construire ou d'agrandir ses installations au Québec pourrait réduire les risques associés à sa décision d'affaires. Cette entente spéciale pourrait permettre d'assurer la compétitivité d'une industrie et de bénéficier de redevances supérieures en cas de conjoncture favorable. Pour les entreprises nord-américaines, une indexation au taux de change permettrait de maintenir la compétitivité des tarifs par rapport aux États-Unis.

Le principal défi de ce type d'intervention dans le marché est de maintenir un équilibre entre le fonctionnement normal du marché et les interventions de l'État au travers de rabais tarifaires. À grande échelle, de telles ententes pourraient avoir un impact sur les autres consommateurs d'électricité. Ce type d'intervention pourrait donc être balisé et limité à des secteurs qui font face à des situations exceptionnelles.

5.2.2 Mécanisme de valorisation de l'électricité verte du Québec

Piste de solution

Valoriser pleinement le fait que le Québec émet beaucoup moins de GES par kWh produit que la majeure partie des juridictions en concurrence avec le Québec pour les secteurs industriels ayant fait l'objet du balisage.

Commentaires

Les coûts environnementaux liés à la production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles ne sont pas systématiquement internalisés et reflétés dans les tarifs d'électricité. Ainsi, un mécanisme permettant de valoriser l'avantage d'une production électrique faible en carbone pourrait servir de pouvoir d'attraction additionnel et augmenter de surcroît la compétitivité des tarifs d'électricité du Québec. Le mécanisme approprié n'a pas été étudié dans ce rapport, car il dépasse le cadre du mandat et doit être soigneusement défini selon les règles de commerce international et autres accords en lien avec les émissions de GES.

5.2.3 Approche d'allocation des coûts de capacité de production additionnelle

Piste de solution

Attribuer les hausses tarifaires aux secteurs qui entraînent les besoins additionnels d'électricité

Commentaires

L'ajout de capacité de production au Québec se fait à un coût marginal supérieur aux tarifs payés par les secteurs industriels à l'étude. Ainsi, tout ajout de capacité de production électrique diminue potentiellement la compétitivité des tarifs. Or, comme illustré à la Figure 33, La demande du secteur résidentiel s'est accrue de façon constante, soit d'environ 1,7 % entre 2003 et 2015, tandis que la demande du secteur industriel a décliné de 11,3 % durant cette même période avec une baisse particulièrement marquée en 2008.

Dans un tel contexte, il pourrait être envisagé d'attribuer les hausses tarifaires les plus élevées aux secteurs qui entraînent les besoins additionnels de production électrique.

Une telle approche de tarification serait davantage en phase avec l'augmentation des coûts de production d'électricité. Une telle approche est déjà en vigueur en Norvège et en Allemagne où l'addition de capacité additionnelle n'est pas reflétée dans les tarifs pour certains secteurs industriels.

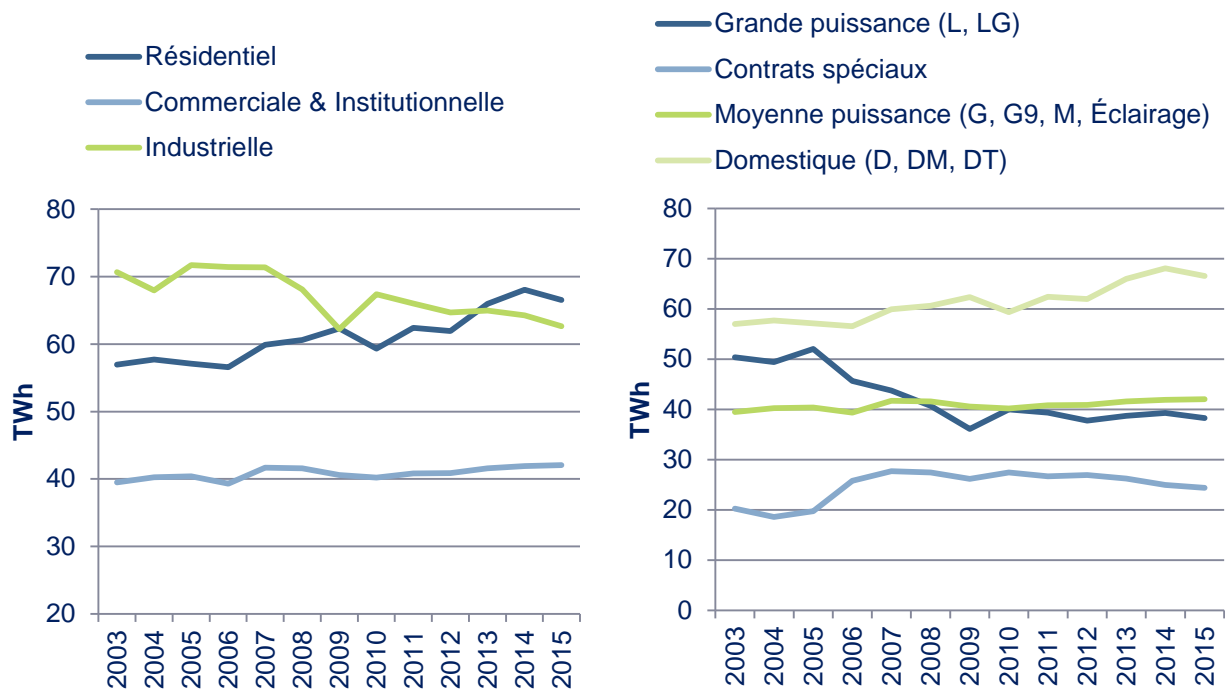


Figure 33 : La consommation finale d'électricité par secteur et par tarif (2003-2015)

5.2.4 Flexibilité de la tarification électrique - tarifs différenciés dans le temps

Piste de solution

Offrir une plus grande flexibilité de tarification électrique en ajoutant des tarifs différenciés dans le temps

Commentaires

Bien que les tarifs à l'heure n'aient pas été étudiés en détail, il a été remarqué que, dans de nombreuses juridictions et plus particulièrement aux États-Unis, des tarifs permettent d'optimiser la production selon qui varie selon la période. Les entreprises ayant un faible facteur d'utilisation, les entreprises pouvant déplacer leur consommation en dehors des heures de pointe et les entreprises ayant des capacités d'autoproduction pourraient ainsi optimiser davantage leurs coûts électriques. Cette approche permet d'envoyer un signal de prix reflétant le prix de la fourniture selon la période et permet aux entreprises de réduire leurs coûts d'électricité par une maîtrise de leurs opérations. Un programme de gestion de la demande de puissance électrique existe déjà au Québec mais, de par leur nature, les programmes sont à risque de modifications fréquentes ou importantes. La création de tarifs différenciés dans le temps pourrait envoyer un signal de stabilité et de prédictibilité aux clients des secteurs industriels, des conditions essentielles à l'établissement d'un contexte favorable aux investissements et au maintien des activités industrielles.



6 LIMITE DES RÉSULTATS

L'information des tarifs industriels appropriés pour chaque sous-secteur économique s'est avérée difficile à obtenir en raison de l'accès à l'information, la langue, le caractère confidentiel de certaines ententes d'approvisionnement et le fait que certaines entreprises produisent elles-mêmes leur électricité. Certaines hypothèses ont donc été formulées afin de faire une analyse comparative. Les résultats de la présente analyse doivent donc être mis en relief avec les points suivants :

- › Les ententes des grands consommateurs sont souvent de nature confidentielle et stratégique pour les juridictions désirant maintenir ou attirer les entreprises privées.
- › Les grands consommateurs produisent eux-mêmes l'électricité et bénéficient de tarifs préférentiels sur l'énergie primaire servant à produire l'électricité. Puisque les coûts de production sont confidentiels, les tarifs de réseaux ont été utilisés selon l'hypothèse que ces derniers sont représentatifs des coûts de production pour des centrales dédiées.
- › Les coûts de production nivelés ont été utilisés pour estimer les coûts des autoproducteurs. Des estimations de coût d'énergie primaire équivalente au coût du marché de chaque juridiction ont été utilisées. Les entreprises pourraient avoir accès à de l'énergie primaire à un coût différent.
- › Les grands consommateurs des sous-secteurs économiques à l'étude ont des profils de consommation qui dépassent les seuils de consommation prévus dans les grilles tarifaires, et ce, même en Amérique du Nord. Leurs ententes sont souvent spéciales et confidentielles.
- › Seuls les tarifs de consommation stable ont été considérés. Certains tarifs industriels nord-américains pourraient s'avérer plus compétitifs que les tarifs québécois notamment grâce à des tarifs ou des options de gestion de la demande.
- › Les facteurs d'utilisation et l'efficacité de la production en kilowattheure par tonne (kWh/t) des profils types étudiés sont estimés à partir de divers rapports et sont considérés similaires peu importe la taille de l'usine.
- › Lorsque les grilles tarifaires n'étaient pas disponibles, les données obtenues à partir d'analyses, d'articles de journaux et de divers rapports ont été utilisées. Les analyses qui découlent de ces informations sont donc moins précises que celles découlant des grilles tarifaires officielles.
- › Aucune taxe n'a été appliquée sur les tarifs, outre les coûts de programmes et les cavaliers tarifaires s'ils étaient détaillés. Aucune taxe ni surcoût n'a été appliqué aux tarifs moyens.
- › Les aspects de stabilité politique, de la compétence et des coûts de la main-d'œuvre, d'accès aux capitaux, du prix des produits finis, des taux de change (sur l'ensemble de l'entreprise), de la proximité avec les marchés desservis, des réglementations, de la fiscalité et bien d'autres n'ont pas été pris en compte dans l'évaluation de la compétitivité du Québec.
- › Bien que le balisage dans une juridiction se concentre sur un sous-secteur économique particulier, il est présumé que les conclusions sont applicables pour les autres sous-secteurs.



CONCLUSION

Les tarifs électriques des grands consommateurs d'électricité, les émissions de GES par kilowattheure (kWh) et les perspectives historiques tarifaires ont été analysés sur la base d'information recueillie lors d'un balisage tarifaire dans neuf juridictions : la Chine, l'Inde, certains pays du CCG, la Norvège, le Chili, ainsi que les États de New York, de l'Ohio, de l'Iowa et de la Géorgie.

Le tarif de grande puissance d'Hydro-Québec (tarif L) est le plus compétitif après celui de la Norvège et affiche une croissance constante, mais inférieure à celle des autres juridictions. De plus, le taux d'émissions de GES par kilowattheure (kWh) produit est le plus faible. Il est important de noter que les grands consommateurs assurent souvent leur approvisionnement en électricité à partir d'entente spéciale confidentielle ou sont même parfois autoproducteurs. À défaut d'avoir accès à ces ententes et au coût de production électrique internalisé des entreprises, la présente analyse tire ses conclusions à partir des documents tarifaires publics et autres rapports et statistiques disponibles.

Force est de constater qu'il y a eu un certain effritement de la compétitivité des tarifs électrique du Québec entre 2002 et 2011 par rapport à ceux de certains états américains. Cet effritement est principalement dû à la croissance de la devise canadienne par rapport à la devise américaine. De plus, la chute des prix du gaz naturel, depuis environ 2008, a eu l'effet de diminuer les tarifs électriques des États sondés utilisant principalement le gaz naturel rejoignant ainsi approximativement les mêmes tarifs électriques que ceux des États utilisant principalement le charbon.

L'effritement le plus important des tarifs électriques québécois observé lors du balisage est par rapport à ceux de la Norvège. En effet, entre 2013 et 2015, la Norvège a affiché une baisse tarifaire en raison d'une baisse de la demande, d'une croissance des ressources hydriques et d'un accroissement de la production des autres sources d'énergie renouvelable.

Durant le balisage, certaines pratiques tarifaires ont été relevées. Ces pratiques visent à stimuler la croissance économique à l'aide des tarifs électriques. Les pistes de solutions identifiées s'inspirent des pratiques internationales et visent à conserver, voire améliorer, la compétitivité des tarifs électriques des grands consommateurs d'électricité du Québec. Ces pistes regroupent notamment les ententes spéciales ou à partage de risque, la valorisation de l'électricité verte, l'allocation des coûts de capacité additionnelle et de programmes et la flexibilité des tarifs.

ANNEXE I PARTIES PRENANTES CONSULTÉES

Tableau 20 : Parties prenantes consultées

Sous-secteurs et juridictions	Parties prenantes consultées
Tous	Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE) Ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation (MESI) Ministère de l'Énergie et Ressources naturelles (MERN)
Usines de pâte à papier (SCIAN 32211)	Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ)
Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152)	American Foundry Association
Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518)	Kelvin Emtech
Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313)	Association de l'Aluminium du Canada (AAC)
Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181)	l'Association canadienne de l'industrie de la chimie (ACIC)
Juridictions	New York State Public Service Commission Iowa Economic Development Authority Georgia Public Service Commission

ANNEXE II HYPOTHÈSES

TAUX DE CHANGE

Pour l'ensemble du rapport, les données présentées, sauf indication contraire, seront en dollars canadiens nominaux convertis à partir des taux de change moyens annuels publiés par la Banque du Canada.

Tableau 21 : Taux de change historique

Année	Dollars (USD/CAD)	Euro (EUR/CAD)	Roupie (INR/CAD)
2000	1,485	1,370	0,033
2001	1,548	1,387	0,033
2002	1,570	1,483	0,032
2003	1,401	1,583	0,030
2004	1,302	1,617	0,029
2005	1,212	1,509	0,028
2006	1,134	1,424	0,025
2007	1,075	1,469	0,026
2008	1,066	1,560	0,025
2009	1,142	1,586	0,024
2010	1,030	1,366	0,023
2011	0,989	1,377	0,021
2012	1,000	1,285	0,019
2013	1,030	1,368	0,018
2014	1,104	1,467	0,018
2015	1,279	1,418	0,020

Source : Banque du Canada

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

La production de GES associée à la génération d'électricité dans chacun des pays abordés dans les sections 2 et 4 est évaluée à partir de la quantité de CO₂ produite par la génération d'électricité à partir de différentes sources (voir Tableau 22) et du mixte énergétique de chacun de ces pays. La



valeur utilisée pour le charbon est la moyenne des trois types de charbon listés dans le tableau. La valeur du mazout est également la moyenne des deux types de mazout recensés.

Les sources de production d'électricité qui ne sont pas énumérées dans ce tableau – notamment l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire et les autres énergies renouvelables – sont considérées comme n'émettant aucun GES.

**Tableau 22 : Production de gaz à effet de serre lors de génération d'électricité
par différents combustibles¹⁵⁵**

Combustible	CO ₂ produit (kg de CO ₂ e/kWh)
Charbon ¹⁵⁶	0,968
Gaz naturel	0,553
Mazout	0,771

Source : Energy Information Agency (EIA)

RENDEMENT THERMIQUE

Pour la comparaison entre les prix de l'électricité, du charbon et du gaz naturel aux États-Unis, les données ont été tirées de l'Energy Information Agency (EIA). Les rendements thermiques utilisés proviennent également de l'Association¹⁵⁷ et sont :

- › Charbon : 10 080 Btu/kWh
- › Gaz naturel : 10 408 Btu/kWh

¹⁵⁵ ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA). *Frequently asked questions : How much carbon dioxide is produced per kilowatthour when generating electricity with fossil fuels?* [En ligne]. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=74&t=11> (Consulté le 15 novembre 2016).

¹⁵⁶ Moyenne bitumineux (0,939), sous-bitumineux (0,980) et lignite (0,984)

¹⁵⁷ ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA). *Frequently asked questions : How much coal, natural gas, or petroleum is used to generate a kilowatthour of electricity?* [En ligne]. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=667&t=2> (Consulté le 15 novembre 2016).

ANNEXE III PROFILS TYPES

La présente section décrit les profils spécifiques par secteur économique.

SIDÉRURGIE (SCIAN 3311)

Les profils types 1 et 2 ont été définis avec les capacités de production locale d'aciérie à l'arc électrique au Québec, tandis que le profil 3 est défini selon la plus grande aciérie à l'arc de l'Inde. Comme spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 75 % et l'intensité énergétique a été établie à 450 kWh/tonne.

Tableau 23 : Profils du secteur de l'acier

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3
Production annuelle d'acier (tonnes/année)	1 500 000 t	5 000 000 t	9 000 000 t
Intensité de consommation électrique (kWh/t)	450 kWh/t	450 kWh/t	450 kWh/t
Tension d'alimentation (kV)	120 kV	120 kV	160 kV
Facteur d'utilisation	75 %	75 %	75 %
Puissance (MW)	103 MW	342 MW	616 MW
Consommation annuelle (GWh)	675 GWh	2 250 GWh	4 050 GWh



PRODUCTION ET TRANSFORMATION D'ALUMINE ET D'ALUMINIUM (SCIAN 3313)

Les profils types 1 et 2 ont été définis avec les capacités de productions locales d'aluminerie au Québec tandis que le profil 3 est défini selon la plus grande aluminerie de Chine. Comme spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 95 % et l'intensité énergétique a été établie à 13 800 kWh/tonne.

Tableau 24 : Profils du secteur de l'aluminium

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3
Production annuelle d'aluminium (tonnes/année)	100 000 t	600 000 t	1 000 000 t
Intensité de consommation électrique (kWh/t. Al.)	13 800 kWh/t	13 800 kWh/t	13 800 kWh/t
Tension d'alimentation (kV)	120 kV	120 kV	160 kV
Facteur d'utilisation	95 %	95 %	95 %
Puissance (MW)	166 MW	995 MW	1 658 MW
Consommation annuelle (GWh)	1 380 GWh	8 280 GWh	13 800 GWh

FONTE ET AFFINAGE DE MÉTAUX NON FERREUX, SAUF L'ALUMINIUM (SCIAN 33141)

Les profils types 1 et 2 ont été définis avec les capacités de productions des usines canadiennes tandis que le profil 3 est défini selon la plus grande fonderie de cuivre du Chili. Comme spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 86 % et l'intensité énergétique a été établie à 661 kWh/tonne.

Tableau 25 : Profils du secteur du cuivre

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3
Production annuelle de cuivre (tonnes/année)	100 000 t	450 000 t	900 000 t
Intensité de consommation électrique (kWh/t.)	661 kWh/t	661 kWh/t	661 kWh/t
Tension d'alimentation (kV)	25 kV	120 kV	120 kV
Facteur d'utilisation	86 %	86 %	86 %
Puissance (MW)	9 MW	39 MW	79 MW
Consommation annuelle (GWh)	66 GWh	297 GWh	595 GWh



FONDERIES DE MÉTAUX NON FERREUX (SCIAN 33152)

Les fonderies fabriquent des pièces très variées qui requièrent généralement plusieurs manipulations outre le moulage. Toutes ces manipulations ont un impact sur la consommation électrique, tout comme le procédé de moulage utilisé et le type de production. Une production de masse, réduite et de prototypage n'ont pas le même profil de consommation électrique.

Les deux profils types déterminés proviennent d'un rapport du Département de l'Énergie des États-Unis¹⁵⁸ datant de 2004. Comme spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 30 %.

Tableau 26 : Profils du secteur des fonderies

Paramètre	Profil 1	Profil 2
Production annuelle de pâte (tonnes/année)	1 956 t	1 479 t
Intensité de consommation électrique (kWh/t.)	2 674 kWh/t	4 177 kWh/t
Puissance (MW)	2 MW	2 MW
Consommation annuelle (GWh)	5 GWh	6 GWh

FABRICATION D'ALCALIS ET DE CHLORE (SCIAN 325181)

Les trois profils types ont été définis en utilisant les capacités de production minimale, médiane et maximale¹⁵⁹, faute d'information précise sur le secteur québécois. Comme spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 77 % et l'intensité énergétique a été établie à 9 250 kWh/tonne.

Tableau 27 : Profils du secteur fabrication d'alcalis et de chlore

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3
Production annuelle de chlorate (tonnes/année)	7 000 t	350 000 t	1 585 000 t
Intensité de consommation électrique (kWh/t.)	9 250 kWh/t	9 250 kWh/t	9 250 kWh/t
Facteur d'utilisation	77 %	77 %	77 %
Puissance (MW)	10 MW	480 MW	2 174 MW
Consommation annuelle (GWh)	65 GWh	3 238 GWh	14 661 GWh

¹⁵⁸ U.S DEPARTMENT OF ENERGY. *Energy Use in Selected Metalcasting Facilities – 2003* [En ligne], mai 2004. http://energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/energyuseinselectedmetalcasting_5_28_04.pdf (Consulté le 17 novembre 2016).

¹⁵⁹ EURO CHLOR, *Chlorine Production Capacities per country* [En ligne], 2014. http://www.eurochlor.org/media/86917/capacities_1-1-2014.pdf



USINES DE PÂTE À PAPIER (SCIAN 32211)

Les profils types 1 et 2 ont été élaborés à partir des capacités de production d'usines de pâte thermomécanique du Québec tandis que le profil 3 est défini selon la plus grande usine de pâte en Géorgie. Tel que spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 87 % et l'intensité énergétique a été établie à 2 642 kWh/tonne.

Tableau 28 : Profils types du secteur des usines de pâte à papier

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3
Production annuelle de pâte (tonnes/année)	400 000 t	600 000 t	800 000 t
Intensité de consommation électrique (kWh/t.)	2 642 kWh/t	2 642 kWh/t	2 642 kWh/t
Tension d'alimentation (kV)	25 kV	120 kV	120 kV
Facteur d'utilisation	87 %	87 %	87 %
Puissance (MW)	139 MW	208 MW	277 MW
Consommation annuelle (GWh)	1 057 GWh	1 585 GWh	2 114 GWh

TRAITEMENT DE DONNÉES, HÉBERGEMENT DE DONNÉES ET SERVICES CONNEXES (SCIAN 518)

Profils types

Les profils types 1 et 2 ont été définis avec les capacités des centres de données du Québec tandis que le profil 3 est défini selon le plus grand serveur en sol américain. Tel que spécifié dans l'ANNEXE II, le facteur d'utilisation a été estimé à 95 %.

Tableau 29 : Profils du secteur de traitement de données, d'hébergement de données et des services connexes

Paramètre	Profil 1	Profil 2	Profil 3
Tension d'alimentation (kV)	25 kV	120 kV	120 kV
Facteur d'utilisation (%)	95 %	95 %	95 %
Puissance (MW)	20 MW	60 MW	150 MW
Consommation annuelle	166 GWh	499 GWh	1 248 MWh



FACTEUR D'UTILISATION

Tableau 30 : Facteur d'utilisation

Sous-secteur	Intensité énergétique	Facteur d'utilisation
Sidérurgie (SCIAN 3311)	450 kWh/t ¹⁶⁰	75 % ¹⁶¹
Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313)	13 800 kWh/t ¹⁶²	95 % ¹⁶³
Fonte et affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium (SCIAN 33141)	661 kWh/t ¹⁶⁴	86 % ¹⁶⁵
Fonderies de métaux non ferreux (SCIAN 33152)	550 kWh/t ¹⁶⁶	N/D
Fabrication d'alcalis et de chlore (SCIAN 325181)	9 250 kWh/t ¹⁶⁷	77 % ¹⁶⁸
Usines de pâte à papier (SCIAN 32211)	2 642 kWh/t ¹⁶⁹	87 % ¹⁷⁰
Traitement de données, hébergement de données et services connexes (SCIAN 518)	S.O.	95 % ¹⁷¹

$$\text{Facteur d'utilisation} = \frac{kWH_{\text{Annuel}}}{365 \times 24 \times MW_{\text{Pointe annuelle}}}$$

¹⁶⁰ CENTRAL POLLUTION CONTROL BOARD MINISTRY OF ENVIRONMENT & FORESTS. *Comprehensive Industry Document on Electric Arc a Induction Furnaces* [En ligne], 2010. http://cpcb.nic.in/upload/NewItems/NewItem_205_Industry_document.pdf

¹⁶¹ W. LUBBECK. *Power Demand in Arc Furnace Operation: Part II* [En ligne], 1976. <http://library.aimehq.org/library/books/Electric%20Furnace%201976/Electric%20Furnace%201976%20-%20012.pdf>

¹⁶² ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ALUMINIUM.

¹⁶³ CENTRE DE RECHERCHE SUR LE DÉVELOPPEMENT TERRITORIAL (CRDT) de l'UQAC. *Dossier stratégique sur l'aluminium* [En ligne], 2010. <http://constellation.uqac.ca/1853/4/030268595T4.pdf> (Consulté le 15 novembre 2016).

¹⁶⁴ U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR U.S. GEOLOGICAL SURVEY. *Estimates of Electricity Requirements for the Recovery of Mineral Commodities, with Examples Applied to Sub-Saharan Africa* [En ligne], 2011. <https://pubs.usgs.gov/of/2011/1253/report/OF11-1253.pdf>

¹⁶⁵ VEDANTA. *Our operation : Copper* [En ligne]. <http://www.vedantalimited.com/our-operations/copper.aspx> (Consulté le 15 novembre 2016).

¹⁶⁶ US DEPARTEMENT OF ENERGY. *Energy Use in Selected Metalcasting Facilities – 2003* [En ligne], mai 2004. http://energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/energyuseinselectedmetalcasting_5_28_04.pdf

¹⁶⁷ PULP AND PAPER RESEARCH INSTITUTE OF CANADA (PAPRICAN). MCILROY, D. and J. Wilczynsky. 1999. *Chemical pulp mills. Chapter 5 in Energy cost reduction in the pulp and paper industry: A monograph*, ed. P.N. Williamson. Montreal.

¹⁶⁸ TEXAS A&M UNIVERSITY. TAPAJYOTI SEN *Electrical and Production Load Factors* [En ligne], 2009. <http://oaktrust.library.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/ETD-TAMU-2009-12-7475/SEN-THESIS.pdf?sequence=2>

¹⁶⁹ PULP AND PAPER INDUSTRY, Energy Conservation, Pratima Bajpai ,Elsevier, 2016. [En ligne] <https://books.google.ca/books?id=V5xZCgAAQBAJ&pg=PA125&dq=kwh/t+pulp+elsevier&source=bl&ots=LUH6mLWZL0&sig=trMVyPeKDOx59k2IUVjXFiLLhf4&hl=en&sa=X&ved=0ahUKEwipuPnN8efQAhUGDpAKHYyMA-wQ6AEIGjAA#v=onepage&q=kwh%20Ft%20pulp%20elsevier&f=false> (consulté le 1^{er} décembre 2016).

¹⁷⁰ *Zellstoff Celgar Evidence* [En ligne], présentation de la British Columbia Utilities Commission de 2008. http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2008/DOC_20556_C2-10_Zellstoff-Celgar_Evidence.pdf (Consulté le 16 novembre 2016).

¹⁷¹ HYDRO-QUÉBEC. *Le Québec : l'endroit idéal où installer votre centre de données* [En ligne]. <http://www.hydroquebec.com/centre-donnees/> (Consultée le 16 novembre 2016).

ANNEXE IV BALISAGE

QUÉBEC

Tableau 31 : Tarifs Grande puissance d'Hydro-Québec

Tarif	Description	Admissibilité	Tarifs	Puissance à facturer
L	Tarif de grande puissance selon la puissance souscrite fixe avec pénalité pour dépassement	Plus de 5 MW	12,87 CAD/kW + 0,0326 CAD/kWh	Maximum entre la puissance souscrite et la puissance maximale appelée
LG	Tarif de grande puissance selon l'appel de puissance hivernal	Plus de 5 MW	13,05 CAD/kW + 0,0339 CAD/kWh	Maximum entre 75 % de la puissance hivernale passée et la puissance maximale appelée
G-9	Faible utilisation de la puissance à facturer	puissance maximale appelée > 0,065 MW	4,20 CAD/kW + 0,099 CAD/kWh	Maximum entre 75 % de la puissance hivernale passée et la puissance maximale appelée
H	Utilisation de la puissance principalement en dehors des jours de semaine en hiver.	Plus de 5 MW	5,22 CAD/kW + <u>Jour de semaine en hiver</u> 0,1808 CAD/kWh <u>Sinon</u> 0,0526 CAD/kWh	Maximum, entre la puissance maximale appelée des 24 derniers mois et la puissance souscrite
LD	Énergie de secours aux clients dont la source d'énergie habituelle à la biomasse forestière fait momentanément défaut	Production autonome de plus de 5 MW	Option non ferme : 5,22 CAD/kW + <u>Jour de semaine en hiver</u> 0,1808 CAD/kWh <u>Sinon</u> 0,0526 CAD/kWh Option ferme : <u>Arrêts planifiés</u> 0,52 CAD/kW/jours <u>Non planifiée</u> 1,04 CAD/kW/jours + 0,0526 CAD/kWh	

Tarif	Description	Admissibilité	Tarifs	Puissance à facturer
LP	Le tarif de dépannage	Plus de 5 MW	Redevance annuelle : 1 000 CAD + Tarif selon les modalités de l'option d'électricité additionnelle	

Source : L Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité en vigueur le 1er avril 2016

Tableau 32 : Options applicables au tarif

Tarif	Description	Tarif de base
Rodage d'équipement	Tarif de grande puissance selon la puissance souscrite fixe	L ou LG
Essais d'équipement	Tarif de grande puissance selon l'appel de puissance hivernal	L ou LG
Tarif de maintien de la charge	Rabais tarifaire pour entreprise en difficulté selon l'importance des concessions offertes par les autres fournisseurs	L
Électricité interruptible	Crédit à client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver	L
Électricité interruptible avec avis	Crédit à client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver sous réserve de préavis à 15 h la veille	L
Électricité interruptible	Crédit à client qui peut interrompre sa consommation en période d'hiver	LG
Électricité additionnelle	Option pour une consommation supplémentaire dont la facturation repose sur les prix de marché (hiver) ou le coût moyen de l'électricité patrimoniale (été)	L ou LG
Tarif de développement économique	Réduction tarifaire de 20 % sur 3 ans pour implanter et mettre en service une nouvelle installation ou pour réaliser un projet d'expansion d'une installation existante dans un secteur d'activité porteur de développement économique	L, LG, M

Source : Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité en vigueur le 1er avril 2016



INDE : JHARKHAND

Tableau 33 : Tarif électrique à Jharkhand (Inde)

Category	Units for Fixed Charges	Existing Fixed Charges	Approved Fixed Charges	Existing Energy Charge (Rs/kWh)	Approved Energy Charges (Rs/kWh)
HTS					
HTS-11 KV	Rs/kVA/Month	235.00	255.00	5.40	5.85
HTS-33 KV	Rs/kVA/Month	235.00	255.00	5.40	5.85
HTS-132 KV	Rs/kVA/Month	235.00	255.00	5.40	5.85
HT SPECIAL S					
HTSS-11 KV	Rs/kVA/Month	410.00	440.00	3.25	3.50
HTSS-33 KV	Rs/kVA/Month	410.00	440.00	3.25	3.50
HTSS-132 KV	Rs/kVA/Month	410.00	440.00	3.25	3.50

Source : CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY, GOVERNMENT OF INDIA. *Tariff & duty of electricity supply of India*, 2016.



CHINE : BEIJING

Type of power consumption ²⁾	Price for Certain Volume ²⁾					Basic Price ²⁾	
	Less than 1-KV (Yuan/KWH) ²⁾	1-10 KV (Yuan/KWH) ²⁾	35 KV (Yuan/KWH) ²⁾	110 KV (Yuan/KWH) ²⁾	220KV or more (Yuan/KWH) ²⁾	Maximum Volume Needed (Yuan/KW/month) ²⁾	Capacity of transformer (Yuan/KVA/month) ²⁾
1. Residential power consumption ²⁾	0.4883 ²⁾	0.4783 ²⁾	0.4783 ²⁾				
2. Non-residential lighting ²⁾	0.7575 ²⁾	0.7475 ²⁾	0.7475 ²⁾				
3. Commercial power consumption ²⁾	0.7625 ²⁾	0.7525 ²⁾	0.7525 ²⁾				
4. Non-industrial power consumption ²⁾	0.6725 ²⁾	0.6625 ²⁾	0.6525 ²⁾				
5. Ordinary industry power consumption ²⁾	0.6895 ²⁾	0.6795 ²⁾	0.6695 ²⁾				
6. Heavy industry power consumption ²⁾		0.5525 ²⁾	0.5375 ²⁾	0.5275 ²⁾	0.5225 ²⁾	22.50 ²⁾	15.00 ²⁾
including: ²⁾							
1). calcium carbide, electrolytic caustic soda, electric yellow phosphorus ²⁾		0.5425 ²⁾	0.5275 ²⁾	0.5175 ²⁾	0.5125 ²⁾	22.50 ²⁾	15.00 ²⁾
2). light and medium chemical fertilizers production ²⁾		0.3250 ²⁾	0.3170 ²⁾	0.3110 ²⁾	0.3060 ²⁾	18.00 ²⁾	12.00 ²⁾
7. Agricultural power consumption ²⁾	0.5160 ²⁾	0.5060 ²⁾	0.4960 ²⁾				

Source : BEIJING INTERNATIONAL. Electricity Tariff in Beijing Unit [En ligne]. http://www.ebeijing.gov.cn/feature_2/GuideToHeatingElectricityWaterAndGas/PriceGuide/t1107813.htm (Consulté le 28 novembre 2016).



CHILI : ELECDA

Tableau 34 : Tarifs d'approvisionnement d'électricité avec l'entreprise Elecda,
novembre 2016

Frais	tarif	Titre
Tarifs AT2 - AT3		
Frais fixes AT-2	2,270	CAD/client
Frais fixes AT-3	3,663	
Frais uniques pour l'utilisation du système mesure	,	CAD/kWh
Énergie	0,124	
Puissance de pointe	14,203	CAD/kW/mois
Puissance partiellement présente dans la pointe	,	
Tarifs AT4.1, AT4.2, AT4.3		
Frais fixes AT-4.1	2,270	CAD/client
Frais fixes AT-4.2	3,663	
Frais fixes AT-4.3	3,891	
Frais uniques pour l'utilisation du système mesure	0,004	CAD/kWh
Énergie	0,124	
Puissance souscrite ou réelle	2,090	CAD/kW/mois
Puissance souscrite ou réelle dans les heures de pointe	12,114	

Source : ELECDA. *Tarifa de Suministro Electrico ELECDA – Noviembre 2016* [En ligne]. http://www.elecda.cl/wp-content/uploads/2016/10/Tarifas-de-Suministro_ELECDA_-_Noviembre-2016.pdf (Consulté le 14 novembre 2016).



GÉORGIE : GEORGIA POWER COMPANY

Les composantes des deux tarifs retenus pour l'analyse comparative ainsi que les options de réduction tarifaire sont résumées ci-dessous. Ces tarifs correspondent à ceux offerts par la Georgia Power Company.

Tarif PLL (Power and Light – Large)

Tableau 35 : Tarif PLL-11 (> 500 kW)

Composantes	Prix*	
Frais de service	21,00 \$	
Consommation (kWh) < 200 heures x Demande (kW)		
1 ^{er} 3 000 kWh	0,132655 \$/kWh	
7 000 kWh suivants	0,120303 \$/kWh	
190 000 kWh suivants	0,102607 \$/kWh	
Plus de 200 000 kWh	0,079109 \$/kWh	
200 heures x Demande (kW) < Consommation (kWh) < 400 heures x Demande (kW)		
	0,013627 \$/kWh	
400 heures x Demande (kW) < Consommation (kWh) < 600 heures x Demande (kW)		
	0,010275 \$/kWh	
600 heures x Demande (kW) < Consommation (kWh)		
	0,00771 \$/kWh	
Puissance réactive excédentaire	0,29 \$/kVAR	
Coût lié aux normes environnementales	12,768 % de la facture de base	
Coût lié à la construction de centrales nucléaires	9,7357 % de la facture de base	
Coût lié à la gestion de la demande	2,4471 % de la facture de base	
Coûts d'approvisionnement en énergie primaire	Juin à septembre	Octobre à mai
Clients du réseau de distribution secondaire	0,026961 \$/kWh	0,02449 \$/kWh
Clients du réseau de distribution primaire (entre 2,4 kV et 25 kV)	0,026725 \$/kWh	0,024258 \$/kWh
Clients du réseau de transport (≥ 46 kV)	0,026498 \$/kWh	0,024053 \$/kWh
Taxes municipales	1,1525 % de la facture totale	

*Prix en dollars américains (USD)



La facture minimale pour le tarif PLL est de 21 \$ (frais fixes) plus 9,53 \$ par kW pour l'appel de puissance, auxquels s'additionnent tous les autres coûts liés à la puissance réactive excédentaire, aux normes environnementales, à la construction de centrales nucléaires, à la demande, à la production et au transport et aux taxes municipales.

Tarif Grand facteur de charge – PLH (Power and Light High Load Factor)

Tableau 36 : Tarif PLH-11 (> 10 000 kW, F.U >75 %)

Composantes	Prix*	
Frais de service	1 166,00 \$	
Puissance	17,51 \$/kW	
Énergie	0,005892 \$/kWh	
Puissance réactive excédentaire	0,29 \$/kVAR	
Coût lié aux normes environnementales	12,768 % de la facture de base	
Coût lié à la construction de centrales nucléaires	9,7357 % de la facture de base	
Coûts d'approvisionnement en énergie primaire	Juin à septembre	Octobre à mai
Clients du réseau de distribution secondaire	0,026961 \$/kWh	0,02449 \$/kWh
Clients du réseau de distribution primaire (2,4 kV - 25 kV)	0,026725 \$/kWh	0,024258 \$/kWh
Clients du réseau de transport (≥ 46 kV)	0,026498 \$/kWh	0,024053 \$/kWh
Taxes municipales	1,1525 % de la facture totale	

*Prix en dollars américains (USD)

La facture minimale pour le tarif PLH-11 est de 1 166,00 \$ plus le coût de l'appel de puissance, plus le coût de l'énergie pour les kilowattheures correspondant à 75 % du facteur de charge et auxquels se rajoutent les frais liés à la puissance réactive excédentaire, aux normes environnementales, à la construction de centrales nucléaires, à la production et au transport (appliqués à la consommation mensuelle en kilowattheures) et aux taxes municipales.



OHIO : OHIO POWER COMPANY

Tableau 37 : Tarif GS-3 (≥ 10 kW)

Composantes	Prix*			
	Réseaux	Secondaire (< 2,4 kV)	Primaire (2,4 kV – 19,9 kV)	Transport (>23 kV)
Frais de service		22,79 \$	95,47 \$	512,00 \$
Frais de puissance		4,16 \$/kW	3,76 \$/kW	-
Puissance apparente excédentaire		3,82 \$/kVA		
Frais liés à la production de l'énergie		4,666 ¢/kWh	4,504 ¢/kWh	4,414 ¢/kWh
Frais liés à la capacité de production		0,82 ¢/kWh	0,641 ¢/kWh	0,419 ¢/kWh
Frais de transport		0,03839 ¢/kWh 3,31 \$/kW	0,03706 ¢/kWh 3,44 \$/kW	0,03632 ¢/kWh 3,38 \$/kW
Frais liés aux énergies alternatives		0,10472 ¢/kWh	0,10109 ¢/kWh	0,09907 ¢/kWh
Frais rétroactifs		0,7551 ¢/kWh	0,72890 ¢/kWh	0,7144 ¢/kWh
Frais liés au Fond de service Universel		Premiers 833 000 kWh : 0,63895 ¢/kWh >833 000 kWh : 0,01681 ¢/kWh		
Taxe sur les kWh		Premiers 2 000 kWh : 0,465 ¢/kWh 13 000 kWh suivants : 0,419 ¢/kWh >15 000 kWh : 0,363 ¢/kWh		
Amortissement des actifs		7,73 % de la facture de base		
Frais liés à la conciliation des prix fixés aux enchères		0,19232 ¢/kWh		
Frais liés à l'efficacité énergétique et à la gestion de la puissance		0,3339 ¢/kWh		
Frais de développement économique		1,05864 % des coûts de base (distribution)		
Frais liés à la fiabilité du réseau		7,34119 % des coûts de base (distribution)		
Frais liés au gridSMART		4,22 \$/mois		
Frais liés à la stabilité des prix		0,33897 ¢/kWh		
Frais liés à l'amélioration de l'infrastructure		29, 13302 % des coûts de base (distribution)		

*Prix en dollars américains (USD)

Tableau 38 : Tarif GS-4 (>8 000 kW, ≥ 2,4 kV)

Composantes	Prix*	
	Primaire (2,4 kV – 19,9 kV)	Transport (>23 kV)
Frais de service	95,47 \$	512,00 \$
Frais de puissance	3,76 \$/kW	S.O.
Puissance réactive excédentaire		0,48 \$/kVAR
Frais liés à la production de l'énergie	4.504 ¢/kWh	4.414 ¢/kWh
Frais liés à la capacité de production	0,641 ¢/kWh	0,419 ¢/kWh
Frais de transport	0,03706 ¢/kWh 3,44 \$/kW	0,03632 ¢/kWh 3,38 \$/kW
Frais liés aux énergies alternatives	0,10109 ¢/kWh	0,09907 ¢/kWh
Frais rétroactifs	0,72890 ¢/kWh	0,7144 ¢/kWh
Frais liés au Fond de Service Universel	Premiers 833 000 kWh : 0,63895 ¢/kWh >833 000 kWh : 0,01681 ¢/kWh	
Taxe sur les kWh	Premiers 2 000 kWh : 0,465 ¢/kWh 13 000 kWh suivants : 0,419 ¢/kWh >15 000 kWh : 0,363 ¢/kWh	
Amortissement des actifs	7,73 % de la facture de base	
Frais liés à la conciliation des prix fixés aux enchères	0,19232 ¢/kWh	
Frais liés à l'efficacité énergétique et à la gestion de la puissance	0,09533 ¢/kWh	
Frais de développement économique	1,05864 % des coûts de base (distribution)	
Frais liés à la fiabilité du réseau	7,34119 % des coûts de base (distribution)	
Frais liés au gridSMART	4,22 \$/mois	
Frais liés à la stabilité des prix	0,33897 ¢/kWh	
Frais liés à l'amélioration de l'infrastructure	29,13302 % des coûts de base (distribution)	

*Prix en dollars américains (USD)



NEW YORK

ReCharge New York

Les tarifs préférentiels offerts dans le cadre du programme *ReCharge New York* (RNY) sont résumés au Tableau 39. Il est à noter que les coûts du kilowattheure proposés dans le cadre de ce programme varient en fonction de la localisation du client. Les coûts présentés ci-dessous correspondent à la moyenne de ces prix et représentent uniquement les coûts de fourniture (coûts de l'électron).

Tableau 39 : Tarif du programme *ReCharge New York* (RNY-1)

Composante	Prix*	
	RNY Hydro	RNY Mixte
Puissance	8,03 \$/kW	4,02 \$/kW
Énergie	0,034586 \$/kWh (0,01935 – 0,04418 \$/kWh)	0,0551 \$/kWh (0,03811 – 0,06502 \$/kWh)

*Prix en dollars américains (USD)

Les clients s'approvisionnant au tarif RNY-1 doivent quand même souscrire à un autre tarif d'un distributeur électrique pour à la fois assurer la distribution de cette électricité à taux préférentiel et fournir le reste de l'électricité qui n'a pas été allouée par le programme *ReCharge New York*. Le tarif de grande puissance de National Grid est résumé au Tableau 40.

Tableau 40 : Tarif Large General SC-3 (>100 kW)

Composantes	Prix*		
	Secondaire (2,2 – 15 kV)	Primaire (2,2 – 15 kV)	Transport (>22 kV)
Frais de service	260,15 \$	436,70 \$	565,23
Puissance	10,03 \$/kW	8,15 \$/kW	2,77 \$/kW
Découplage des recettes (RDM)	0,14 \$/kW		
Puissance réactive	0,85 \$/kVAR		
Commission	0,653 %*(ESRM+Fourniture) + 0,00019		
Frais liés à l'efficacité énergétique	0,006686 \$/kWh		
Transport	0,00264 \$/kWh	0,00228 \$/kWh	0,00226 \$/kWh
Ajustement rétroactif (LTC)	0,002345 \$/kWh		
Mécanisme de conciliation des prix de fourniture (ESRM)	0,011255 \$/kWh		
Fourniture électrique ¹⁷²	0,03448 \$/kWh	0,03222 \$/kWh	0,031263 \$/kWh

*Prix en dollars américains (USD)

¹⁷² Coûts moyens annuel pour la zone Central – National Grid, Electricity Supply Charge.



Le calcul de la facture électrique totale pour les clients bénéficiant du tarif RNY se fait à l'aide d'un Facteur de partage de puissance (FPP) établi à partir de la puissance souscrite au contrat RNY et de la demande mensuelle maximale. La portion de la facture correspondant à l'électricité fournie par le NYPA se calcule à la fois à partir du tarif RNY et du tarif du distributeur (SC-3). Cette portion au tarif préférentiel est également exempte des frais liés à l'efficacité énergétique et au découplage des recettes (RDM).¹⁷³

Entente spéciale

Le Tableau 41 présente le tarif électrique en fonction du prix de l'aluminium selon l'entente contractuelle entre le Power Authority of the State of New York (NYPA) et l'aluminerie Alcoa datant de 2009 et amendé en 2011 et 2014.

Tableau 41 : Tarifs électriques selon l'entente spéciale entre Alcoa et NYPA

Prix de l'aluminium (USD/Mt)	Tarif électrique (USD/kWh)
Moins de 1 500	0,0123
1 500 à 1 799	0,0123
1 800 à 1 899	0,0140
1 900 à 1 999	0,0158
2 000 à 2 099	0,0175
2 100 à 2 199	0,0193
2 200 à 2 299	0,0210
2 300 à 2 399	0,0228
2 400 à 2 499	0,0245
2 500 à 2 599	0,0263
2 600 à 2 699	0,0280
2 700 à 2 799	0,0298
2 800 à 2 899	0,0315
2 900 à 2 999	0,0333
3 000 à 3 099	0,0350
3 100 à 3 199	0,0368
3 200 à 3 299	0,0385
3 300 à 3 399	0,0403
3 400 et plus	0,0420

Source : Agreement for the sale of Firm Hydroelectric Power and Energy from the St. Lawrence-FDR Power Project to Alcoa Inc, 2014.

¹⁷³ NIAGARA MOHAWK POWER CORPORATION. P.S.C. No. 220 Electricity, Rule 34.6.



IOWA: MIDAMERICAN ENERGY

Tableau 42 : Tarif LS (<69 kV)

Composantes	Prix*	
	Été (juin – sept)	Hiver (oct. – mai)
Frais de service	175,00 \$	
Coût de l'énergie	Été (juin – sept)	Hiver (oct. – mai)
Premiers 200 heures x kW de demande	0,07088 \$/kWh	0,03619 \$/kWh
Prochains 200 heures x kW de demande	0,06069 \$/kWh	0,03519 \$/kWh
> 400 heures x kW de demande	0,05389 \$/kWh	0,03419 \$/kWh
Coût de la demande	4,81 \$/kW	4,56 \$/kW
Puissance réactive excédentaire	0,50 \$/kVAR	
Crédits accordés pour la mise à disposition d'un transformateur	0,30 \$/kW	
Taxes (Iowa Sales Tax + Local Option Sales Tax)	7 %	
Ajustement des coûts de transport (TCA)	0,51 \$/kW	
Ajustement des coûts de l'énergie (EAC)	0,00201 \$/kWh	
Frais liés aux programmes d'efficacité énergétique (EECR)	0,00311 \$/kWh	
Ajustement tarifaire	(0,00346) \$/kWh	

*Prix en dollars américains (USD)

Tableau 43 : Tarif SS (<15 000 kW, ≥69 kV)

Composantes	Prix*	
	Été (juin – sept)	Hiver (oct. – mai)
Frais de service	175,00 \$	
Coût de l'énergie	Été (juin – sept)	Hiver (oct. – mai)
Premiers 200 heures x kW de demande	0,06950 \$/kWh	0,03552 \$/kWh
Prochains 200 heures x kW de demande	0,05952 \$/kWh	0,03453 \$/kWh
> 400 heures x kW de demande	0,05286 \$/kWh	0,03356 \$/kWh
Coût de la demande	3,00 \$/kW	2,75 \$/kW
Puissance réactive excédentaire	0,50 \$/kVAR	
Taxes (Iowa Sales Tax + Local Option Sales Tax)	7 %	
Ajustement des coûts de transport (TCA)	0,51 \$/kW	
Ajustement des coûts de l'énergie (EAC)	0,00201 \$/kWh	
Frais liés aux programmes d'efficacité énergétique (EECR)	0,00311 \$/kWh	
Ajustement tarifaire	(0,001283) \$/kWh	

*Prix en dollars américains (USD)

Le tarif ICR (Individual Customer Rate) est offert sous contrat pour les consommateurs ayant une demande supérieure ou égale à 15 000 kW. À défaut que les frais de ce tarif soient négociés avec le client, les coûts présentés au Tableau 44 sont appliqués par défaut.

Tableau 44 : Tarif ICR (≥15 000 kW)

Composantes	Prix*	
	Été (juin – sept)	Hiver (oct. – mai)
Frais de service	2 400,00 \$	
Coût de l'énergie	Été (juin – sept)	Hiver (oct. – mai)
Période de pointe (13 h -18 h du lundi au vendredi)	0,15820 \$/kWh	0,03396 \$/kWh
Période creuse (22 h – 8 h tous les jours)	0,05081 \$/kWh	0,03396 \$/kWh
Autre période (périodes non couvertes par les deux précédentes)	0,03028 \$/kWh	0,03066 \$/kWh
Coût de la demande	Spécifique au client	
Puissance réactive excédentaire	0,50 \$/kVAR	
Taxes (Iowa Sales Tax + Local Option Sales Tax)	6 % + 1 %	
Ajustement des coûts de transport (TCA)	0,60 \$/kW	
Ajustement des coûts de l'énergie (EAC)	0,00201 \$/kWh	
Frais liés aux programmes d'efficacité énergétique (EECR)	0,00311 \$/kWh	
Ajustement tarifaire	variable	

*Prix en dollars américains (USD)

La facture minimale pour les trois tarifs présentés ci-dessus correspond à la somme des frais de service et des coûts liés à la demande.



ECONOLER