



L'intégration des secteurs de l'électricité au Canada : Bonne pour l'environnement et logique sur le plan économique

Pierre-Olivier Pineau
Professeur agrégé
HEC Montréal

Mars 2012



L'IDÉE FÉDÉRALE

Réseau québécois de réflexion sur le fédéralisme

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	3
L'intégration du secteur électrique – Une perspective globale	4
Une collaboration pancanadienne fructueuse en électricité	12
Quel avenir pour la collaboration dans le secteur électrique ?	19
Conclusion	23

INTRODUCTION

En juillet 2011, les bases d'un plan d'action pour une approche collaborative en matière d'énergie pour les provinces canadiennes ont été jetées à la Conférence annuelle des ministres de l'Énergie et des Mines, à Kananaskis (Alberta). Ce projet de stratégie canadienne en énergie est en particulier soutenu par les provinces de l'ouest, qui se sont récemment engagées à promouvoir l'idée au niveau fédéral dans le cadre de leur New West Partnership, regroupant la Colombie Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan. Plusieurs autres groupes financés par des associations industrielles énergétiques (essentiellement des secteurs du pétrole et du gaz naturel) font aussi la promotion d'une politique énergétique canadienne : l'Institut canadien des politiques énergétiques, la Energy Framework Initiative, et les membres du Winnipeg Consensus sont ainsi tous très actifs dans le développement d'une telle harmonisation des différentes réglementations provinciales en matière énergétique.

Paradoxalement, dans le secteur électrique où les cadres réglementaires sont plus divergents d'une province à l'autre que dans le secteur des hydrocarbures, les acteurs sont bien moins motivés à pousser une intégration accrue des infrastructures, des pratiques commerciales et des législations. La meilleure illustration de la problématique actuelle dans le secteur électrique est probablement la situation tendue qui existe entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador à propos du développement hydroélectrique du Bas-Churchill : disputes réglementaires et commerciales sur l'accès aux lignes de transmission québécoises, contestations des garanties de financement offertes par le gouvernement fédéral pour un projet provincial et « contamination » des relations dans d'autres dossiers, tel que celui du développement du gisement pétrolier Old Harry dans le golfe du St-Laurent. Le secteur électrique est pourtant un secteur extrêmement important, non seulement parce que toutes les activités économique et sociales sont directement soutenues par des équipements utilisant de l'électricité (bien davantage que le pétrole ou le gaz naturel), mais aussi parce que l'électricité est source d'avantages concurrentiels majeurs pour le Canada (dans les industries de l'aluminium, des mines et des pâtes et papier, entre autres). De surcroît, avec 14 % du total des émissions canadiennes de gaz à effet de serre (GES), la production d'électricité représente la seconde source en importance, après le secteur du transport (27 %).

Ainsi, si les provinces canadiennes veulent se donner les meilleures chances de développer leur économie en évitant de lourds investissements redondants en infrastructures énergétiques tout en minimisant l'impact environnemental de ce secteur, elles n'auront d'autre choix que de discuter d'une plateforme commune sur laquelle transformer et intégrer leurs marchés de l'électricité. Évidemment, d'importants obstacles se dressent devant un tel projet. Les gains économiques, environnementaux et même sociaux sont cependant suffisamment importants pour que l'on cherche à trouver un terrain d'entente. Ce document vise à présenter pourquoi un tel projet de collaboration et d'intégration des secteurs de l'électricité au Canada, et même en Amérique du nord, est non seulement souhaitable, mais nécessaire. Dans un premier temps, les gains attendus et les différents modèles d'intégration du secteur de l'électricité sont présentés, avec des illustrations issues d'initiatives internationales. Le principal défi de l'intégration est aussi identifié : l'accès aux ressources hydrauliques, qui devrait être ouvert à tous, sans discrimination géographique. Ensuite, une description des principaux projets, réalisés ou avortés, en matière de collaboration et d'intégration interprovinciale du secteur électrique est proposée, permettant de constater que non seulement une solide base existe sur laquelle construire, mais que les bénéfices de l'intégration ont déjà été étudiés à différentes reprises. Enfin, tirant des enseignements des sections théorique et historique précédentes, une série de pistes de solutions sont mises de l'avant pour aller dans la direction d'un cadre intégré des marchés canadiens de l'électricité.

L'INTÉGRATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE – UNE PERSPECTIVE GLOBALE

Les acteurs de l'intégration et les exemples internationaux

Sur la scène internationale, l'intégration des secteurs de l'électricité est un thème qui a mobilisé beaucoup d'organisations depuis une dizaine d'années. Ainsi, les Nations Unies ont publié plusieurs rapports sur le sujet (voir en particulier UNECA, 2004, et UN, 2006), tout comme la Banque Mondiale (ESMAP, 2010), le Conseil mondial de l'énergie (WEC, 2010), l'Organisation des états américains (OAS, 2007) et même la Commission de coopération environnementale (CEC, 2002), organisme nord-américain établi en 1994, en même temps que l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA). Des compagnies telles qu'Hydro-Québec font aussi la promotion de l'intégration dans le domaine de l'électricité à travers le Partenariat mondial pour l'électricité durable, qui publiait en 2000 un guide sur la coopération et l'intégration régionale du secteur électrique (E7, 2000). Au Canada, l'Association canadienne d'électricité (CEA, 2007), l'Académie canadienne du génie (CAE, 2009) et des think-tanks comme l'institut C.D.Howe (Pierce et al., 2006) prônent tous une plus grande intégration dans le secteur de l'électricité.

Malgré plusieurs exemples de coopération pancanadienne (qui seront décrits dans la section suivante), aucune initiative ne peut se comparer aux expériences internationales les plus significatives. En premier lieu, les pays nordiques (Norvège, Suède, Finlande et Danemark) bâtissent depuis 1996 un marché commun de l'électricité, à l'intérieur duquel ces quatre pays souverains harmonisent de manière volontaire, et avec succès, leurs lois encadrant le secteur de l'électricité. Cela a mené à un développement convergent des infrastructures et des pratiques commerciales. L'Union européenne procède aussi à une intégration des différents marchés de l'électricité de ses membres depuis 1996, mais l'approche légaliste utilisée, avec les différentes directives de 1996, 2003 et 2009 établissant des «règles communes pour le marché intérieur de l'électricité», peine à atteindre les objectifs visés d'un réel marché commun entre les pays membres. Aux États-Unis, l'interconnexion « PJM » (regroupant dès 1927 la Pennsylvanie et le New Jersey) unit maintenant 14 états du Mid-Atlantic et offre une plateforme intégrée d'échange et de gestion de l'électricité. Dans le reste du monde, plusieurs initiatives internationales ont lieu en Amérique latine : le projet d'interconnexion de six pays d'Amérique centrale (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, SEIPAC), dans la communauté andine (Pérou, Colombie, Équateur, Bolivie, Venezuela) et dans le Mercosur. Différents groupes de pays africains et asiatiques sont aussi engagés dans d'ambitieux processus d'intégration de leur secteur électrique.

Les gains attendus

Différents types de gains sont généralement anticipés dans de telles démarches d'intégration : des gains techniques, qui peuvent se traduire en bénéfices économiques, mais aussi environnementaux et sociaux. La liste qui suit résume ces sources potentielles de gains techniques, tels que discutés dans la littérature (CEC, 2002; UN, 2006 et ESMPA, 2010).

- 1. Amélioration de la fiabilité et mise en commun des réserves.** Par un accès aux parcs de production d'électricité de ses voisins, chaque région a accès à de plus vastes ressources pour répondre à la demande en cas d'incident sur son territoire, ce qui augmente la fiabilité et réduit la nécessité d'avoir des réserves locales de capacité de production.
- 2. Investissement réduit dans de nouvelles capacités de production.** Grâce à cette mise en commun, chaque région peut s'éviter d'avoir à assumer seule les coûts d'ajout de capacité supplémentaire.
- 3. Amélioration du facteur de charge et de la diversité de la demande.** La plus grande étendue géographique permet souvent d'avoir une demande plus diversifiée, dont les périodes de pointes ne coïncident pas. Cela permet d'éviter d'opérer des centrales uniquement pour ces périodes de pointes, et d'utiliser le parc de production de manière plus constante et plus efficace.
- 4. Économies d'échelle pour les nouvelles constructions.** Avec un accès garanti à un plus grand marché, de plus grands équipements peuvent être installés, avec les économies d'échelles qui y sont souvent rattachées.
- 5. Diversité du portefeuille de production et sécurité d'approvisionnement.** Avec davantage de types de centrales produisant de l'électricité, localisées sur un plus vaste territoire, le système est moins exposé à des événements affectant une source d'énergie particulière (faible pluviométrie, pénurie d'un combustible, etc.). Cela augmente la sécurité globale du système intégré.
- 6. Échanges économiquement bénéfiques.** Avec un parc de production et des coûts de production plus diversifiés, il est possible de faire appel à des technologies moins chères, situées dans d'autres régions, pour répondre à différents besoins énergétiques. Ainsi, il devient possible de faire appel à des sources d'énergie éloignées moins chères si des sources locales équivalentes ne sont plus disponibles. Cela réduit les coûts globaux de fonctionnement du système.
- 7. Optimisation des choix d'emplacement pour le respect des règles environnementales.** Avec un plus grand territoire sur lequel choisir la localisation des centrales, les meilleurs sites peuvent être choisis (par exemple, des secteurs aux écosystèmes moins fragiles ou les zones ayant les vents les plus favorables, pour les éoliennes).
- 8. Meilleure coordination des périodes d'entretien.** Une plus grande flexibilité et un impact réduit peuvent être obtenus avec un parc de production plus étendu.

Tous ces gains techniques peuvent se traduire par une plus grande efficacité économique, en réduisant les investissements globaux et les coûts de production. En plus, une plus grande concurrence entre les acteurs des différentes régions peut induire une plus grande efficacité et certaines innovations, bénéfiques pour toute la société.

D'une manière très concrète, l'encadré 1 illustre la réduction des besoins énergétiques lorsque deux régions sont intégrées, en comparaison à une situation où elles planifient et opèrent de manière indépendante. Cette exemple repose sur des gains de type 2 (investissements réduits dans de nouvelles capacités de production) et 6 (échanges économiquement bénéfiques), mais nécessite un ajustement des systèmes de chauffage.

Encadré 1

Gain de l'intégration dans la satisfaction des besoins énergétiques

La force hydraulique est convertie en électricité avec une grande efficacité, sans perte de chaleur. Cette électricité peut alors être utilisée pour les besoins en électricité ou en chauffage, comme c'est beaucoup le cas au Québec. S'il n'y a plus de potentiel hydroélectrique disponible, comme c'est le cas en Ontario, le gaz naturel est souvent choisi comme source d'énergie. Le gaz naturel peut être transformé en électricité avec une efficacité d'environ 54 % (dans des centrales à cycles combinées) ou en chaleur, avec une efficacité de 85 % (chaudières à efficacité énergétique intermédiaire).

Plutôt que d'utiliser l'hydroélectricité pour le chauffage, il serait globalement plus efficace d'éviter de produire de l'électricité avec du gaz naturel, pour éliminer cet usage moins efficace (à 54 %) et de l'utiliser là où il est le plus efficace, pour le chauffage (85 %). Ainsi, comme le montre le tableau illustratif ci-dessous, une approche intégrée peut répondre globalement aux mêmes besoins en électricité et en chauffage avec une utilisation d'énergie primaire inférieure de 13,5 %.

Source d'énergie	Besoins région «thermique» A		Besoins région «hydraulique» B		Besoins régions Intégrées A+B	
	Électricité 1	Chauffage 1	Électricité 1	Chauffage 1	Électricité 2	Chauffage 2
	Hydro	X	X	1	1	2
Gaz naturel*	1,86	1,18	X	X	X	2,35
Sous-total	3,03		2		4,35	
Total	5,03				4,35 (-13,5 %)	

*Avec une efficacité de 54 %, il faut 1,86 unités de gaz naturel pour obtenir une unité d'électricité ($1,86 \times 54 \% = 1$), tandis qu'il suffit de 1,18 unité pour produire une unité de chaleur ($1,18 \times 85 \% = 1$).

Évidemment, une plus grande efficacité énergétique dans la manière de satisfaire les besoins est aussi une source de réduction de la consommation énergétique. Une telle avenue devrait dans tous les cas être aussi mise de l'avant.

L'intégration implique évidemment certains coûts à prendre en compte : coûts d'interconnexions entre les régions, mais aussi ceux de la coordination et de l'harmonisation des pratiques. Ils peuvent représenter un investissement initial important. Une redistribution de certains avantages représente aussi un obstacle majeur – non pas à cause de coûts supplémentaires, mais parce que certains groupes perdent, par exemple, un accès privilégié à un approvisionnement en électricité à faible coût.

Les modèles

Historiquement, dès que différentes régions ont été reliées par des lignes de transmission, elles se sont mises à échanger de l'électricité. Ces échanges restaient cependant soit marginaux, soit intégrés dans une planification à long terme offrant peu de flexibilité opérationnelle et, surtout, laissant intacts les réglementations respectives des parties impliquées. On parle alors d'intégration superficielle (« shallow integration »), qui est à contraster avec une

intégration en profondeur (« deep integration ») où non seulement il y a des infrastructures communes, mais des conditions de marché similaires et des réglementations partagées. Quatre niveaux d'intégration peuvent ainsi être identifiés, tels que présentés dans le tableau 1. Ces niveaux représentent une intégration croissante, mais pas un continuum parfait.

	1 Interconnexion physique	2 Pool énergétique lâche	3 Pool énergétique commun	4 Marché de l'électricité concurrentiel
Planification	Indépendante mais avec échange d'information	Indépendante mais avec certains projets communs	Commune	Laissée aux forces du marché (sous surveillance des régulateurs)
Opération du système	Synchronisation des activités	Coordination de la production	Planification centralisée	Opérateur indépendant du réseau
Base des échanges d'électricité	Contrats fermes à long terme ou d'urgence	Partage des bénéfices	Partage des bénéfices	Marché concurrentiel
Sources de réduction de coût	Économies d'échelle	+ fiabilité & réserve	+ minimisation des coûts totaux de production	+ concurrence
Prix	Fixé de manière distincte	Fixé de manière distincte, mais directement influencé	Fixé de manière commune	Librement établi par le marché
Régulation	Indépendante	Indépendante	Commune	Commune

L'interconnexion physique laisse les différentes régions impliquées très indépendantes sur les plans réglementaires et commerciaux. Ce n'est qu'à travers certains liens physiques et des échanges d'énergie très encadrés qu'une certaine intégration existe. Un exemple canadien est l'interconnexion de 5 150 mégawatt (MW) entre le Labrador et le Québec, qui permet à Hydro-Québec de recevoir annuellement approximativement 30 térawattheure¹ (TWh) d'énergie sans que les deux provinces n'aient à se concerter au-delà du contrat régissant ce transfert. Plus de détails sur ce contrat sont discutés plus loin. Dans le pool énergétique lâche, une plus grande coordination existe tant dans la planification que dans la production, avec une certaine recherche de mise en commun, mais chaque région conserve ses propres institutions réglementaires et pratiques commerciales. Ce n'est que dans le pool énergétique commun que l'intégration dépasse le cadre physique et celui d'échanges limités et encadrés, avec des réglementations convergentes ou similaires, et des pratiques commerciales semblables. Enfin, dans le marché de l'électricité concurrentiel, on retrouve essentiellement les mêmes caractéristiques que dans le pool énergétique commun, mais avec plus de place laissée aux forces du marché. La réglementation est censée être réduite au profit de la concurrence. Les infrastructures physiques, réglementaires et commerciales convergent entre les régions.

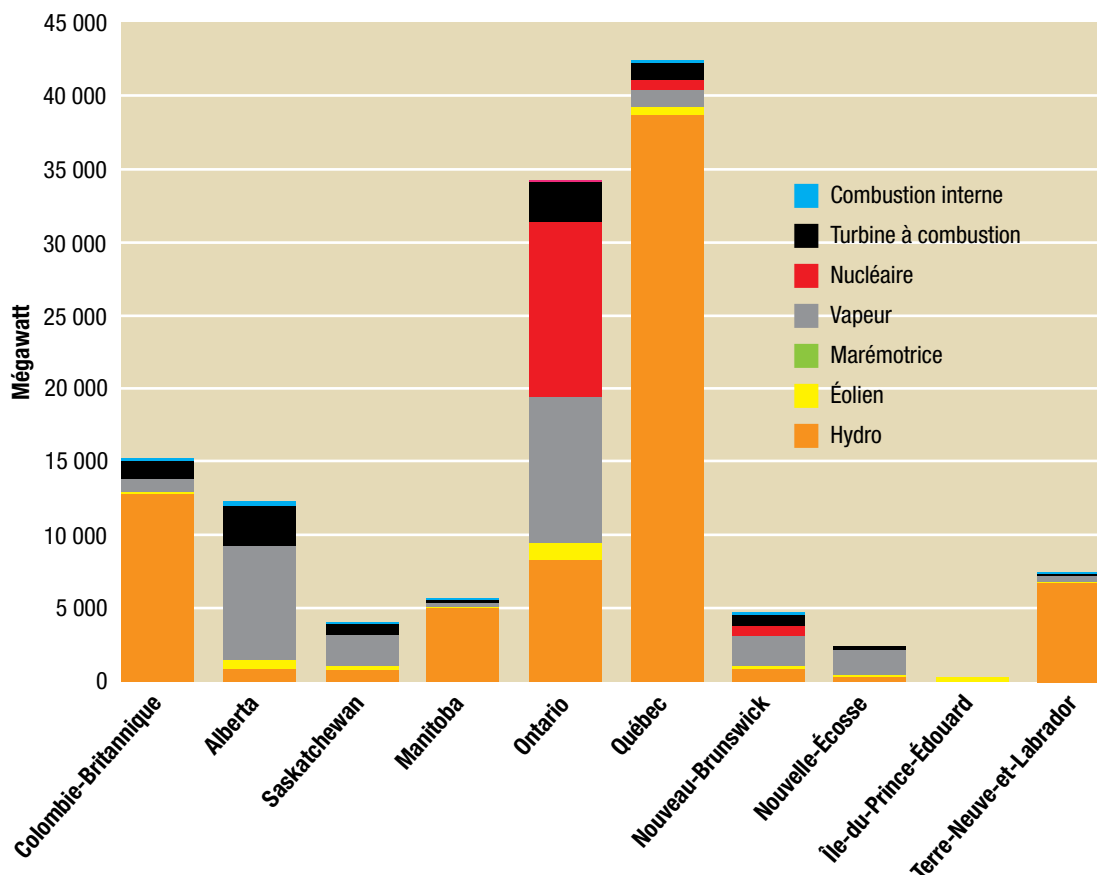
1. 1 térawattheure = 1 milliard de kilowattheure (kWh). La consommation moyenne d'un ménage canadien était d'environ 12 000 kWh pour l'année 2009 et environ 18 500 kWh au Québec. Les importations d'électricité du Québec en provenance de Terre-Neuve-et-Labrador (autour de 30 TWh par année) permettent donc de satisfaire les besoins en électricité de 45 % des ménages québécois.

Si certaines régions nord-américaines ont adopté des niveaux d'intégration assez avancés (3 ou 4), comme le Southern Power Pool (avec des compagnies membres dans 9 états américains : Arkansas, Kansas, Louisiane, Mississippi, Missouri, Nebraska, New Mexico, Oklahoma et Texas) et l'interconnexion PJM, la plupart des états américains et toutes les provinces canadiennes opèrent leur secteur de l'électricité de manière indépendante, à un niveau équivalent à celui de l'interconnexion physique ou parfois à celui d'un pool énergétique lâche. Cela n'empêche pas une participation dans des marchés de l'électricité concurrentiels de compagnies en dehors de ce marché (Hydro Québec, Manitoba Hydro ou BC Hydro sont ainsi actifs dans les marchés ouverts de New York, de l'Ontario ou de l'Alberta), mais les prix, les réglementations internes et les infrastructures restent établis de manière indépendante, ce qui ne permet pas d'obtenir la majorité des gains attendus décrits précédemment.

Les secteurs de l'électricité au Canada

Comme en témoigne la figure 1, la capacité de production de l'électricité au Canada est dominée par l'hydroélectricité dans quatre provinces (Colombie-Britannique, Manitoba, Québec et Terre-Neuve-et-Labrador), alors que les autres provinces ont dû installer de la puissance thermique à « vapeur » (utilisant du charbon), de la puissance nucléaire ou des turbines à combustion, utilisant le plus souvent du gaz naturel. Ce sont ainsi ces trois types de technologies qui dominent la production d'électricité dans les six autres provinces (Alberta, Saskatchewan, Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse et Île du Prince Édouard).

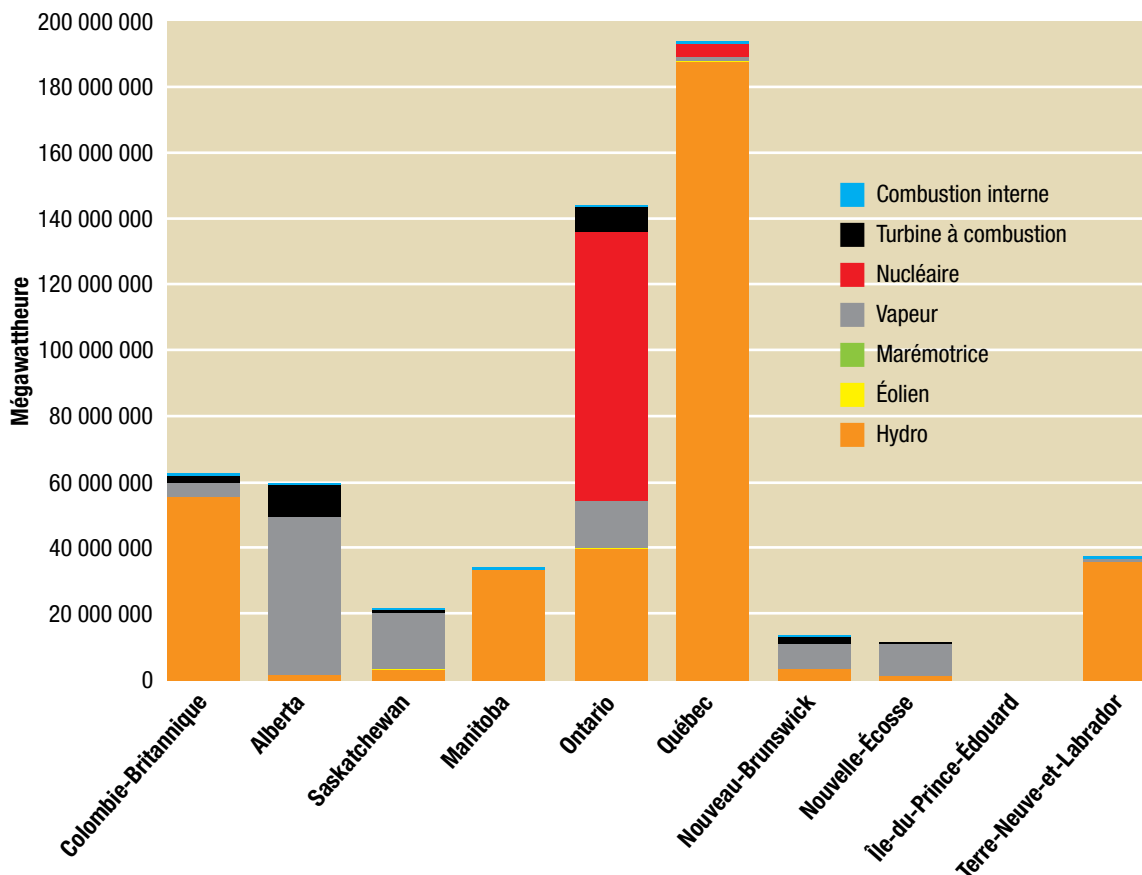
Figure 1
Capacité de production d'électricité par province et par type de production en 2009, en mégawatt
 (Statistique Canada, 2012a)



Notons que des turbines à « combustion interne » (utilisant le plus souvent du diesel) sont utilisées dans des régions éloignées ou comme génératrices d'urgence (dans les hôpitaux, par exemple), et qu'une capacité éolienne et marémotrice existe dans certaines provinces.

La production d'électricité est largement déterminée par la capacité disponible. La figure 2 illustre cela. Il est cependant à noter qu'à cause de leurs plus faibles coûts, les productions hydroélectrique, nucléaire et à vapeur (centrales au charbon) représentent une plus grande proportion de la production totale que l'importance de leur capacité respective dans le parc de production. Ainsi, si la capacité hydraulique québécoise représente 91 % de la capacité totale, la production hydraulique compte pour 97 % du total. De même, en Alberta, les centrales thermiques au charbon produisent 81 % de l'électricité malgré le fait qu'elles ne représentent que 63 % de la capacité totale. Cela s'explique par le fait qu'elles fonctionnent plus souvent, tandis que d'autres centrales sont davantage laissées inactives.

Figure 2
Production d'électricité par province et par type de production en 2009, en mégawattheure
 (Statistique Canada, 2012b)



Ces différences provinciales et les réglementations et tarifications divergentes mènent à d'importantes variations dans les niveaux de prix et de consommation d'électricité (voir en particulier Pineau, 2009 pour plus de détails). À titre d'exemple, si 77 % des ménages québécois utilisent l'électricité comme source principale d'énergie pour le chauffage, c'est le cas de seulement 19 % des ménages ontariens, qui utilisent principalement le gaz naturel (RNCan, 2010). Cela multiplie par deux la consommation d'électricité pour les ménages québécois vivant dans des

maisons, en comparaison aux ménages ontariens équivalents, et par 1,3 celle des ménages vivant en appartement. Comme l'explique l'encadré 1, ce type d'utilisation de l'énergie électrique est inefficace, parce que le chauffage au gaz naturel est plus efficace que la production d'électricité au gaz naturel. Or avec une capacité de production hydraulique et nucléaire limitée et la volonté de réduire son utilisation du charbon, l'Ontario a de plus en plus recours au gaz naturel pour produire de l'électricité.

En plus de ces choix sous-optimaux de source d'énergie pour certaines applications, la planification provinciale des secteurs de l'électricité mène à de l'inefficacité productive dans le choix des technologies (gains de type 3 et 7 de la liste des gains attendus). Ainsi, pour être en mesure de satisfaire une demande de pointe qui ne se manifeste que très rarement, le Québec compte sur des centrales à vapeur (fonctionnant au mazout) et des turbines à combustion qui ne sont que très peu utilisées (respectivement 13,2 % et 1,9 % du temps en 2009, comme l'indiquent les lignes D et F du tableau 2), alors que la norme dans les autres provinces est bien plus élevée. Si le Québec pouvait compter sur un meilleur accès aux centrales des juridictions voisines, le maintien de cette capacité de production (plus de 2 000 MW, soit 5 % de la capacité québécoise) pourrait être évitée.

Dans le cas de l'éolien, les choix provinciaux sont encore plus aberrants : des éoliennes sont ainsi installées dans des régions où elles ne produisent que moins de 10 % du temps (Alberta, Ontario, Québec, Île du Prince-Édouard; ligne B du tableau 2), alors qu'en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse les facteurs de charge (pourcentage d'utilisation de la capacité) atteignent 38,5 % et 18,3 %. Étant donné que les coûts d'installation des éoliennes sont équivalents d'une région à l'autre, leur rentabilité est directement affectée par leur production. Les sites « optimaux » dans une province peuvent être globalement inefficaces. Ainsi, il aurait sans doute été préférable d'installer toutes les éoliennes canadiennes en Saskatchewan, où elles sont quatre fois plus productives qu'au Québec et où, surtout, leur production vient remplacer de l'électricité produite avec du charbon. Au Québec, les éoliennes se substituent essentiellement à de l'hydroélectricité, ce qui ne représente à peu près aucun avantage environnemental.

Les grandes disparités dans l'utilisation des différents types de capacité de production, telles qu'illustrées dans le tableau 2, illustrent la redondance des investissements en capacité de production, menant à une sous-utilisation des équipements. Si évidemment des lignes de transmission doivent être présentes pour permettre aux consommateurs d'accéder aux centrales éloignées, cette contrainte est loin de représenter un obstacle incontournable. Tout d'abord, les lignes de transmission interprovinciales ne sont pas utilisées à pleine capacité, comme le montrent Pineau et Lefebvre (2009). Ensuite, des investissements à la fois dans de nouvelles lignes de transmission et dans des programmes de gestion de la demande, déplaçant ou réduisant la consommation, permettraient de contourner les éventuels goulots d'étranglement limitant le transport d'énergie d'un site de production à un site de consommation.

Tableau 2
Facteurs de charge des capacités disponibles, par type de production et provinces, en pourcentage, 2009
 (Calculs basés sur les données de Statistique Canada 2012a et 2012b)

	C-B	AB	SK	MB	ON	QC	NB	N-É	IPE	TL
A Hydro	49,5	19,7	39,5	76,0	54,6	55,3	39,1	30,4		60,8
B Éolien	0,0	1,0	38,5		4,5	8,2		18,3	9,0	0,0
C Marémotrice								92,4		
D Vapeur	53,7	70,9	86,8	11,6	15,9	13,2	43,2	67,4	0,1	21,9
E Nucléaire					77,8	60,8	-0,7			
F Turbine à combustion	19,0	38,4	18,0	0,4	33,0	1,9	26,7	16,3	0,0	72,6
G Combustion interne	16,0	3,1	1,4	14,8	1,7	24,5	16,1			12,6

La priorité de l'approche canadienne : ouvrir l'accès à l'hydroélectricité

Le principal problème auquel fait face le Canada dans son secteur de l'électricité est lié à la répartition inégale de l'hydroélectricité entre les provinces, comme décrit précédemment. Ainsi, même en étant le 3^e plus grand producteur d'hydroélectricité au monde (après la Chine et le Brésil), ce qui lui permet d'assurer 60 % de la production d'énergie électrique avec de petites émissions de GES² et à faible coût (2,14 ¢/kWh au Québec en 2010), le secteur électrique canadien est responsable de plus de 14 % des émissions de GES canadiennes et le prix de l'électricité est plus de 50 % supérieur à Calgary, Toronto, Ottawa et Halifax qu'à Vancouver, Winnipeg ou Montréal. En comparaison, même avec une production de pétrole et des raffineries encore plus inégalement réparties à travers le Canada, et avec des taxations provinciales très différentes, le prix de l'essence ne varie pas autant entre les provinces canadiennes. L'écart le plus grand est en effet seulement d'environ 30 % entre les régions au prix élevé et celles à faible prix.

La faible intégration pancanadienne (au simple niveau 1-2, voir le tableau 1) a ainsi laissé aux provinces bénéficiant de beaucoup d'hydroélectricité par rapport à leur population (Colombie Britannique, Manitoba, Québec), la capacité de répondre à leurs besoins énergétiques avec cette source d'énergie, tout en pratiquant une tarification basée sur le coût moyen de production – menant conséquemment à des bas prix. Ces bas prix rendent plus difficile, par ailleurs, les gains en efficacité énergétique qui permettraient de réduire la consommation locale, et encouragent l'utilisation de l'électricité pour des applications comme le chauffage, pour lesquelles d'autres sources d'énergie seraient globalement plus efficaces (voir encadré 1).

Les autres provinces (Alberta, Saskatchewan, Ontario et les provinces Maritimes) manquant d'accès à de l'hydroélectricité, ont dû développer des capacités de production plus onéreuses et plus polluantes (charbon, gaz naturel) ou plus complexes (dans le cas du nucléaire ontarien). Le manque d'intégration (physique, réglementaire et commerciale) se traduit donc par des opportunités non-réalisées de gains techniques, économiques et environnementaux. Cela a évidemment des conséquences sociales : un plus lourd fardeau financier et davantage de défis d'acceptabilité pour des projets redondants.

Rectifier cette situation, pour passer à une intégration de niveau 3 ou 4, demande essentiellement une chose : que l'hydroélectricité provinciale ne soit plus réservée aux besoins provinciaux à un tarif basé sur le coût moyen de production. Elle devrait plutôt être répartie, comme pour les autres sources d'énergies (pétrole et gaz naturel) et les autres biens de consommation, selon des critères économiques. En d'autres termes, la discrimination entre consommateurs basée sur leur province d'attache doit cesser, pour permettre aux compagnies productrices de vendre aux plus offrants.

Concrètement, cela signifie d'ouvrir les « blocs d'hydroélectricité patrimoniaux » des provinces à tous les acheteurs potentiels, c'est-à-dire aussi à ceux des provinces voisines. Par le fait même, une avancée vers un système commun et plus intégré serait possible, parce qu'il y aurait immédiatement une plus grande uniformité dans l'accès aux ressources et aux défis de planification des infrastructures.

Avant de détailler dans la dernière section des pistes de solution pour en arriver à une plus grande intégration, il est utile de revenir sur l'état actuel de la collaboration pancanadienne en matière d'électricité et sur les projets interprovinciaux qui sont, ou ont été, considérés. Ce tour d'horizon permet de constater qu'une base solide de collaboration est déjà existante et que les gains de l'intégration ont déjà été étudiés, et sont connus de certains.

2. En considérant le cycle de vie de la production d'hydroélectricité, les émissions de GES ne sont pas nulles : la construction de barrage et l'inondation de territoires sont notamment des sources de GES. Mais celles-ci restent faibles par rapport à toutes les autres technologies utilisant des combustibles fossiles, et comparables (ou inférieures) aux éoliennes (Lee et al., 2012).

UNE COLLABORATION PANCANADIENNE FRUCTUEUSE EN ÉLECTRICITÉ

Les assises de l'intégration

Si la constitution canadienne confère aux provinces la gestion des ressources naturelles (dont l'hydroélectricité), de multiples institutions pancanadiennes et fédérales existent dans le secteur de l'électricité. De plus, certaines organisations non-gouvernementales régionales spécifiques au secteur électrique sont actives. Des réglementations américaines auxquelles beaucoup de provinces canadiennes adhèrent déjà sont aussi présentes. Cela offre donc de solides bases sur lesquelles une plus grande intégration pourrait être bâtie.

Les principales institutions canadiennes relatives au secteur de l'électricité sont les suivantes :

- **Accord sur le commerce intérieur.** Cet accord vise la réduction des barrières commerciales dans 11 secteurs spécifiques, dont celui de l'énergie (chapitre 12). En particulier, l'accord vise à « harmoniser le traitement des biens et des services concernant l'énergie ». Des négociations relatives au secteur de l'énergie sont en cours (depuis 1995), sans qu'aucun texte ne soit encore adopté pour ce secteur. L'objectif visé étant à de permettre un « accès au marché et un traitement non discriminatoire des produits et services énergétiques », cet accord pourrait offrir une voie d'intégration des secteurs de l'électricité permettant d'élargir à tous les Canadiens l'accès aux sources provinciales d'hydroélectricité.
- **Office national de l'énergie.** Organisme fédéral indépendant créé en 1959 pour réglementer les aspects internationaux et interprovinciaux des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité. Il accorde notamment les permis d'exportation d'électricité. Aux États-Unis, l'organisme équivalent (la Federal Energy Regulatory Commission, FERC) possède beaucoup plus de pouvoirs, notamment en ce qui a trait à l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence. C'est la FERC qui a ainsi forcé les états – et les provinces canadiennes voulant vendre aux États-Unis – à permettre l'utilisation des lignes de transmission d'un état ou d'une province à tous, et non pas uniquement aux compagnies actives sur le territoire concerné.
- **Ressources naturelles Canada.** La division énergie de ce ministère est responsable de la politique énergétique canadienne et s'implique directement dans la recherche et la mise en œuvre de solutions en efficacité énergétique et en énergie renouvelable. Ses trois centres de recherche CanmetÉNERGIE (au Québec, en Ontario et en Alberta) regroupent plus de 450 scientifiques travaillant sur la production et l'utilisation de l'énergie.
- **Énergie atomique du Canada Limité (EACL).** Même après la vente de la division Candu (réacteurs nucléaires) à SNC Lavalin en octobre 2011, EACL reste une organisation canadienne de recherche en technologie nucléaire, qui illustre la capacité canadienne de développer une technologie utilisée dans trois provinces (Ontario, Québec, Nouveau Brunswick).
- **Technologies du développement durable du Canada (TDDC).** Depuis sa création en 2001 par le gouvernement fédéral, cette fondation à but non lucratif a bénéficié de 590 \$ millions pour financer et appuyer « le développement et la démonstration de technologies propres visant à trouver des solutions aux problèmes de changement climatique, de la qualité de l'air, de l'eau et du sol », essentiellement dans les secteurs de la production et de l'utilisation d'énergie. Les 223 projets soutenus ont été ou sont réalisés dans les 10 provinces canadiennes.

- **Environnement Canada.** Par son mandat de « [coordination des] politiques et [des] programmes environnementaux au nom du gouvernement fédéral », ce ministère pourrait jouer un certain rôle intégrateur dans le secteur électrique si des contraintes nationales sur les émissions de GES étaient mises en place.

Organisations non-gouvernementales :

- **CAMPUT** (régulateurs en énergie et de services publics du Canada). Cet organisme à but non-lucratif regroupe les régulateurs provinciaux du secteur de l'énergie et offre, à travers sa conférence annuelle et ses autres activités, une plateforme d'échange sans équivalent entre les régulateurs.
- **Associations professionnelles** : À travers plusieurs associations professionnelles (notamment l'Association canadienne d'électricité, l'Association canadienne d'hydroélectricité et Smart Grid Canada), les acteurs de l'industrie développent plusieurs projets communs et sont habitués à se consulter.
- **North American Electric Reliability Corporation (NERC).** Cette organisation a pour mission d'assurer la fiabilité du réseau de transport d'électricité nord-américain. Tous les responsables de réseau doivent transmettre des informations à cette organisation et une planification des besoins régionaux est effectuée pour assurer la fiabilité du système électrique. Cette organisation n'a par contre pas de moyen particulier pour agir directement dans les différents états et provinces qui s'y rapportent.
- **North American Transmission Forum.** Ce forum fait la promotion des meilleures pratiques dans les opérations du système de transmission.

Cet ensemble d'institutions gouvernementales et non-gouvernementales offre une illustration des domaines dans lesquels une collaboration est déjà présente. Beaucoup de ces organismes pourraient témoigner des gains d'une approche commune – que leur existence même explique – et pourraient ainsi faciliter une plus grande intégration des marchés de l'électricité.

Les projets d'intégration

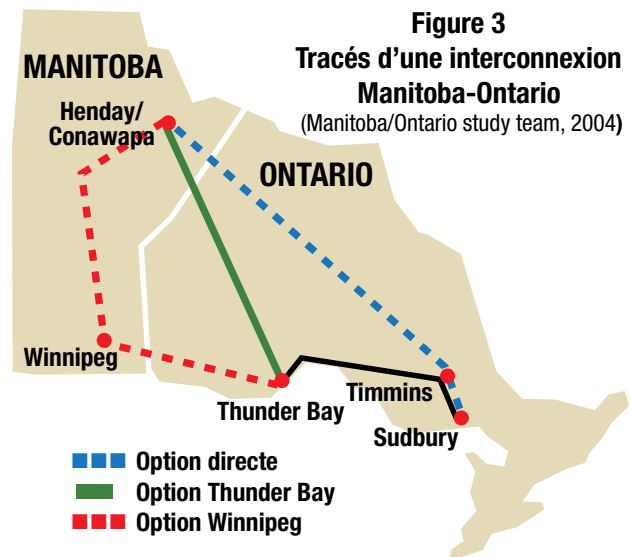
Les avantages de l'intégration dans le secteur de l'électricité ont été concrètement reconnus par l'analyse de différents projets, qui le plus souvent ont été abandonnés pour des raisons politiques. Une série de tels projets est présentée, pour décrire ces occasions d'intégration.

La Clean Energy Transfer Initiative (CETI) de 2003 entre le Manitoba et l'Ontario

Les ressources hydroélectriques non développées du Manitoba ont été étudiées dans une perspective de répondre aux besoins ontariens, comme l'initiative CETI de 2003 en témoigne. Elle a été abandonnée depuis, parce qu'une série d'obstacles étaient présents : négociations avec les Premières Nations pour les droits de passage, incertitude sur le financement du gouvernement fédéral, incertitude sur la valeur des émissions de GES évitées, complexité des relations interprovinciales et dynamiques électorales intra-provinciales.

Plus de 5 000 MW de puissance pourraient ainsi être développés pour s'ajouter ou remplacer une partie de la capacité de production ontarienne, composée notamment de 11 000 MW d'énergie nucléaire et les 4 500 MW de centrales thermique au charbon (sur un total de près de 35 000 MW). La figure 3 illustre différents tracés envisagés pour une ligne de 1 800 MW de capacité, alors que l'interconnexion actuelle entre les deux provinces n'est que de 300 MW.

En 2009, l'Ontario a plutôt adopté la Loi sur l'énergie verte (Green Energy Act) qui n'incluait que des mesures provinciales. Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario, lié à cette loi, prévoit ainsi des investissements, entre 2010 et 2030, de 33 \$ milliards dans le nucléaire, 14 \$ milliards en éolien et 9 \$ milliards en énergie solaire uniquement dans la province, sans chercher à comparer ces coûts à un approvisionnement venant du Manitoba ou du Québec (Ontario, 2010). D'un point de vue électoral, l'avantage d'annoncer des investissements dans la province permet d'y lier des emplois, ce qui est un type de déclarations prisé par les politiciens, malgré le surcoût potentiel de tels choix.



Québec et Terre-Neuve-et-Labrador : la centrale des Churchill Falls (1969) et le projet Bas-Churchill-La Romaine de 1998

Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a cédé en 1952 les droits de développement minier et énergétique à une compagnie privée britannique, Brinco, dans l'espoir de voir cette firme développer le potentiel économique de ces ressources dans la province³. Brinco ne procéda cependant pas à un tel développement, mais créa plutôt une nouvelle entreprise, la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), qui préféra s'associer à Hydro-Québec pour lever le capital requis au développement des 5 429 MW de capacité de production. Un contrat fut signé en 1969 entre CFLCo et Hydro-Québec donnant à celle-ci accès à la quasi-totalité de la production de la centrale des Churchill Falls. La production à pleine capacité débuta en 1972. Ce contrat, allant jusqu'en 2041, permet à Hydro-Québec d'acheter à 0,25426 ¢/kWh la production annuelle de la centrale (environ 30 TWh) jusqu'en 2016, puis à un prix de 0,2 ¢/kWh jusqu'en 2041. Étant donné que le prix de revente de l'énergie aux consommateurs québécois est d'environ 3 ¢/kWh (avant les coûts de transmission, de distribution et de service à la clientèle), il est évident que cet approvisionnement est extrêmement rentable pour Hydro-Québec : un profit annuel d'environ 825 \$ millions. Hydro-Québec est par ailleurs actionnaire à la hauteur de 34,2 % de CFLCo, l'autre actionnaire étant Nalcor Energy, une société de la couronne de Terre-Neuve-et-Labrador. Notons que la province de Terre-Neuve-et-Labrador, déçue par la gestion de Brinco, a racheté ses parts de CFLCo en 1974, dans un effort de reprise du contrôle du développement énergétique sur son territoire.

Dès 1974, le développement avec Hydro-Québec de deux sites en aval de la centrale des Churchill Falls était déjà étudié : les projets Gull Island et Muskrat Falls du Bas-Churchill. Réalisant l'iniquité du partage des profits entre les deux provinces, ce développement conjoint a cependant été retardé par Terre-Neuve-et-Labrador. Il a été relancé à la fin des années 90, alors que les premiers ministres du Québec (Lucien Bouchard) et de Terre-Neuve-et-Labrador

3. Voir Froeschauer (1999) pour plus de détails sur l'histoire du développement du potentiel hydroélectrique du fleuve Churchill.

(Brian Tobin) ont signé une entente pour développer ces sites. Un redressement des «tords historiques» aurait été accordé, et les termes du nouveau contrat auraient aussi été plus équitables envers les deux partenaires⁴. Pour optimiser la production des nouvelles centrales, 50 % du débit de la rivière La Romaine aurait été détourné vers le nord, pour rejoindre le fleuve Churchill. Une nouvelle ligne de transmission aurait vu le jour au Québec, pour rejoindre le réseau déjà construit d'Hydro-Québec et exporter aux États-Unis la plus grande partie de la production. Une ligne de transmission vers l'île de Terre-Neuve aurait aussi été créée pour assurer son approvisionnement. La figure 4 illustre les tracés envisagés. Le gouvernement fédéral aurait assumé une partie des coûts du financement de la ligne de transmission reliant le Labrador à Terre-Neuve.

Figure 4
Lignes de transmission prévues pour le projet conjoint du Bas-Churchill (NL, 1998)



Des mauvaises relations avec les communautés autochtones, en particulier les Innus, et le faible prix du gaz naturel durant cette période⁵ ont cependant mis fin à ce projet de coopération, qui avait surmonté l'amertume ressentie par les Terre-Neuviens à propos du contrat de 1969 avec Hydro-Québec.

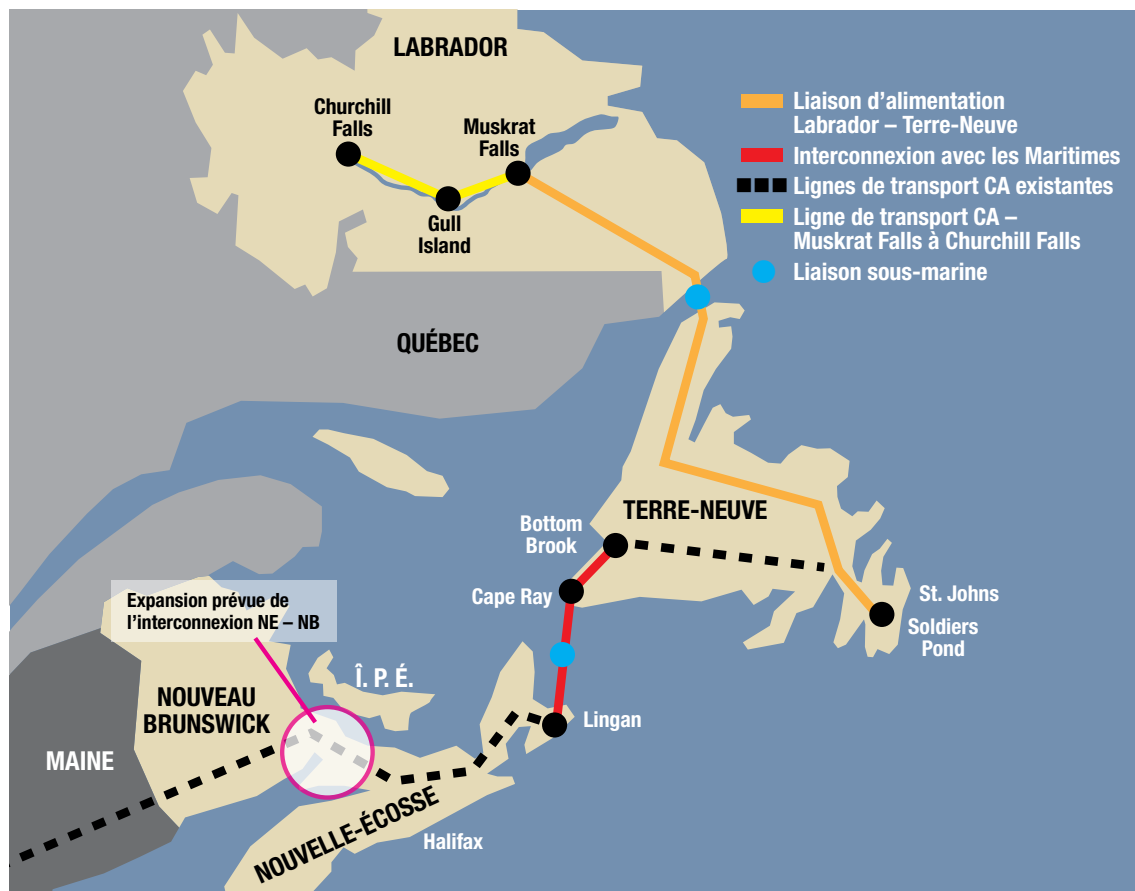
4. Terre-Neuve-et-Labrador aurait reçu d'ici 2041 un paiement de 2,6 \$ milliards (en compensation pour le contrat de 1969) et un tarif minimum de 4,7¢/kWh aurait été garanti par Hydro-Québec pour Terre-Neuve-et-Labrador (Clugston, 1998)

5. Le prix du gaz naturel est déterminant pour la rentabilité des exportations d'hydroélectricité parce que c'est le coût de production des centrales au gaz naturel qui fixe, dans une large mesure, le prix de l'électricité dans les marchés américains où la production est acheminée.

Développement du Bas-Churchill... 10 ans plus tard

En 2007, Terre-Neuve-et-Labrador s'est doté d'une compagnie énergétique multisectorielle, Nalcor Energy, propriété du gouvernement provincial. Celle-ci est en charge des développements hydroélectriques et des secteurs du pétrole et gaz naturel, en plus de posséder des parts dans les projets existants, comme la centrale de Churchill Falls. Elle a relancé seule, en 2009, l'étude des projets de Muskrat Falls (824 MW) et Gull Island (2 250 MW) sur le fleuve Churchill au Labrador. Étant donné l'absence de collaboration avec Hydro-Québec et la difficulté d'accéder aux marchés d'exportation, le projet plus modeste de Muskrat Falls est d'abord considéré. Sa production serait exportée sur l'île de Terre-Neuve, en Nouvelle-Écosse et aux États-Unis par des lignes terrestres et maritimes passant par l'est (figure 5). Le coût de construction de la centrale Muskrat Falls est estimé à 2,9 \$ milliards, auquel il faudrait ajouter 3,3 \$ milliards pour les lignes de transmission Labrador-île de Terre-Neuve et Terre-Neuve-Nouvelle-Écosse. Le total serait donc de 6,2 \$ milliards.

Figure 5
Tracé de la ligne de transmission prévue pour les projets du Bas-Churchill (NL, 2010)



À titre comparatif, le projet La Romaine d'Hydro-Québec (1 550 MW) a lui aussi été développé de manière indépendante à partir de 2004, suite à la rupture de l'entente de 1998 entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. Il représente un total de 8 \$ milliards, incluant la transmission, soit environ 25 % plus cher que le développement de Muskrat Falls, pour presque deux fois plus de capacité de production. Il est évident qu'étant donné la proximité des deux projets (voir figures 4, 5 ou 6), le projet de La Romaine est bien plus intéressant d'un point de vue économique. Surtout, la construction de lignes de transmission évitant le Québec n'a aucun sens économique – un constat qui est particulièrement mis en évidence par le projet initial de 1998 de relier les centrales du Bas-Churchill au réseau québécois. Une ligne terrestre passant par le Québec se ferait effectivement pour un coût moindre qu'une plus longue ligne de transmission terrestre et maritime passant par l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. L'absence de structure commune de planification et d'incitatifs politiques à collaborer permet cependant à de tels projets de coexister.

De plus, une garantie de prêt du gouvernement fédéral, évaluée par Nalcor Energy à une réduction de 2 % du taux d'intérêt sur le coût de financement, réduirait les frais annuels de 124 \$ millions – l'équivalent de plus de 2 ¢/kWh. Cette initiative spécifique du gouvernement fédéral est dénoncée par le Québec et ne s'inscrit pas dans une approche énergétique ou environnementale globale. Elle contribue au contraire à encourager des choix énergétiques à la pièce, incohérents d'un point de vue financier et énergétique, tout en envenimant les relations interprovinciales.

Les interconnexions du Québec avec ses voisins

Comme en témoigne la figure 6, le Québec est très interconnecté avec ses voisins, notamment pour pouvoir importer et exporter lorsque les conditions de marché dans les régions voisines rendent de tels échanges économiquement intéressants. L'immense capacité de stockage d'énergie dans les réservoirs d'Hydro-Québec (170 TWh, presque l'équivalent de la consommation annuelle du Québec), lui permet d'acheter de l'énergie lorsqu'elle est moins chère dans les réseaux voisins et de la revendre lorsque le prix est élevé.

Figure 6
Carte des réseaux de l'est du Canada (EMRCan, 1988)



Cet avantage économique est bénéfique pour tous, sauf d'un point de vue environnemental lorsque l'énergie importée à faible coût par Hydro-Québec est issue de centrales brûlant du charbon. De plus, comme l'électricité vendue au Québec l'est à faible prix et que la consommation interne est par conséquent plus élevée, les juridictions voisines du Québec doivent construire des centrales thermiques qui pourraient être inutiles dans un système intégré. Le coût total du système actuel est ainsi plus grand que ce qu'il pourrait être.

L'intégration avec les voisins est si bénéfique pour le Québec que la capacité d'interconnexion avec l'Ontario a été augmentée d'environ 600 MW en 2010, pour permettre davantage d'échanges et augmenter la fiabilité des approvisionnements.

Le Québec n'est pas le seul à suivre cette stratégie : la Colombie-Britannique et le Manitoba ont aussi développé des interconnexions importantes avec les États-Unis (plus importantes qu'avec leurs voisins canadiens), pour pouvoir exporter leur électricité à des prix plus intéressants que ce que leur réglementation provinciale permet.

Le projet abandonné de l'achat d'Énergie Nouveau-Brunswick par Hydro-Québec

En octobre 2009, les premiers ministres du Québec (Jean Charest) et du Nouveau-Brunswick (Shawn Graham) annoncent une première canadienne : l'achat d'une société de la couronne (Énergie NB), par une autre (Hydro-Québec). Cette transaction aurait permis d'unifier la gestion des deux systèmes voisins, et de tirer une série d'avantages de cette intégration : à peu près tous les gains techniques attendus de l'intégration (présenté précédemment) auraient pu être réalisés. En particulier, l'important recours au charbon et au pétrole dont le Nouveau-Brunswick est dépendant (plus de 60 % en 2009), aurait pu progressivement diminuer au profit d'approvisionnements moins chers en provenance du Québec. Hydro-Québec aurait ainsi vendu à meilleur prix sa production, tout en offrant au Nouveau-Brunswick un gel des tarifs pour les consommateurs résidentiels et commerciaux et une baisse pour les consommateurs industriels (selon les termes de l'entente). À ces avantages économiques se serait ajouté l'avantage environnemental de réduire les émissions de GES, étant donné le recours moins important aux énergies fossiles pour la production d'électricité.

Malheureusement, en mars 2010, les deux mêmes premiers ministres ont dû annoncer l'annulation de cette transaction. Si la raison officielle du retrait pour le Québec était la découverte d'actifs ayant moins de valeur et plus de risques que prévu, l'annonce de la vente d'Énergie NB à Hydro-Québec avait initié une crise politique majeure au Nouveau-Brunswick. La population de la province avait l'impression de perdre le contrôle d'un secteur clé de son économie, et de s'assujettir à une autre province ayant plus de poids démographique et économique. Devant cette crise politique interne et malgré les avantages de l'intégration, sans doute mal communiqués par ailleurs, l'annulation de la vente a été déclarée par les deux gouvernements provinciaux.

QUEL AVENIR POUR LA COLLABORATION DANS LE SECTEUR ÉLECTRIQUE ?

Comme indiqué en introduction, plusieurs groupes militent actuellement pour une politique énergétique canadienne. De plus, dans le secteur électrique, les gains attendus de l'intégration sont non seulement reconnus internationalement, mais plusieurs initiatives canadiennes montrent que certaines démarches ont déjà été entreprises pour développer des projets communs. Malgré ce contexte qui pourrait sembler favorable, très peu de forces spécifiques au secteur de l'électricité se mobilisent pour développer sinon une réelle intégration pancanadienne dans le secteur de l'électricité, au moins une plus grande collaboration interprovinciale permettant d'atteindre quelques-uns des gains attendus de l'intégration. Dans un contexte économique où les capitaux sont limités et les défis environnementaux importants, une plus grande collaboration dans le secteur électrique est l'avenue la plus efficace pour réaliser à la fois des économies financières et des gains environnementaux.

Trois grands obstacles se dressent devant cette collaboration :

1. La structure des incitatifs politiques et électoraux dans les provinces et au gouvernement fédéral.
2. La redistribution des gains, advenant une intégration partielle ou complète dans les secteurs de l'électricité.
3. L'absence de reconnaissance des gains environnementaux découlant des efforts d'intégration.

Obstacle 1 : Incitatifs politiques et électoraux contraire à l'intégration

La répartition des pouvoirs entre les provinces et le gouvernement fédéral a permis aux provinces de façonner le secteur de l'énergie, et celui de l'électricité en particulier, de manière très spécifique. Les compagnies d'électricité provinciales sont, dans presque toutes les provinces, des symboles provinciaux importants qui opèrent selon des règles d'accès universel et avec une composante sociale non-négligeable. Par exemple, l'électrification est assurée sur tout le territoire (aux frais de la collectivité) et le service d'électricité n'est coupé que dans des circonstances de défaut de paiement répété.

Pour les politiciens provinciaux, changer le statu quo pour une approche pancanadienne (ou une collaboration interprovinciale) représente un double risque : d'une part les électeurs pourrait mal percevoir la « perte » de pouvoirs au profit d'un autre gouvernement, d'autre part un sentiment de menace sur un service essentiel pourrait être ressenti, à cause de possibles changements de tarif ou de mode d'opération. Il est donc très délicat pour les politiciens de développer des projets conjoints, parce qu'ils représentent une sortie du statu quo qui est souvent très mal perçue par les électeurs.

Comme, de plus, beaucoup de projets énergétiques sont présentés à la population comme des projets créateurs d'emplois, si ces emplois ne sont pas dans la province qui va utiliser l'énergie, l'argument perd en crédibilité. C'est ce qui explique, par exemple, que l'Ontario ait été de l'avant avec sa Loi sur l'énergie verte, et que les provinces investissent dans des éoliennes locales, plutôt que là où elles seraient le plus productives (voir la discussion autour de l'utilisation des éoliennes liée au tableau 2).

De plus, les efforts d'intégration sont directement perçus comme une intrusion dans un champ de compétence provincial. L'exemple le plus célèbre, le Programme énergétique national, créé par le gouvernement libéral de Pierre Elliott Trudeau en 1980 et abandonné en 1984 par le gouvernement progressiste-conservateur de Brian Mulroney, a été si mal perçue dans les provinces de l'ouest que les politiciens osent à peine prononcer les mots « énergie » et « national » dans une même phrase.

Comme les gains d'une approche intégrée seraient réalisés dans un laps de temps plus grand que les mandats électoraux, mais que les coûts de la transition et des projets seraient essentiellement visibles à court terme, le calcul politique est rapidement fait. Militer pour une intégration, même sous une forme partielle, est problématique. Shawn Graham, au Nouveau-Brunswick, est le plus récent premier ministre à avoir payé le prix électoral d'un projet d'intégration, pourtant bénéfique sur les plans économiques et environnementaux.

Obstacle 2 : Redistribution des gains problématique

Avec l'intégration, comme l'illustre de manière extrême le projet de la centrale de Churchill Falls et le contrat de 1969 avec Hydro-Québec, un partage des bénéfices doit être fait. Il est difficile de revenir sur la distribution initiale des bénéfices, parce que ceux qui bénéficient de cette répartition ne désirent évidemment pas perdre avec le changement. Ainsi, il est difficile pour le Québec de revenir sur un contrat qui lui est excessivement favorable.

Dans le contexte actuel de l'hydroélectricité au Canada, ce sont les consommateurs des provinces hydrauliques (C-B, MB, QC, TN-L) qui bénéficient directement de cette ressource, parce qu'elle leur est exclusive et vendue au prix moyen de production, qui est relativement bas. Avec une plus grande intégration, des principes économiques feraient en sorte que des échanges d'électricité se feraient sur des principes de marché, avec un prix qui ne pourrait être que plus élevé pour ces consommateurs. En effet, des acheteurs prêts à payer plus cher (mais moins cher que pour leur production actuelle d'électricité à partir de combustibles fossiles ou renouvelables non-hydraulique) auraient accès à cette hydroélectricité et seraient en concurrence avec les consommateurs « locaux ». Les consommateurs actuels d'hydroélectricité (autant industriels que commerciaux ou résidentiels) sont donc légitimement indisposés à renoncer à cet accès exclusif sous une tarification favorable.

La pression des consommateurs, dont beaucoup sont aussi des électeurs, rend le défi politique encore plus grand. À l'inverse, dans les provinces «thermiques» (AB, SK, ON, NB, NE, IPE), si les consommateurs bénéficieraient d'une plus grande intégration du secteur électrique, ce sont les producteurs actuels qui seraient des perdants : la concurrence des producteurs d'hydroélectricité, moins chers, leur ferait inévitablement perdre des parts de marché, et la rentabilité de certaines de leurs centrales les moins efficaces serait compromise. Ainsi, paradoxalement, ce sont les provinces ayant les marchés intérieurs les plus libéralisés (Alberta et Ontario) qui ont les producteurs les moins à même de concurrencer les producteurs des provinces réglementées comme BC Hydro, Manitoba Hydro et Hydro-Québec, qui ont une structure de coût, et une flexibilité opérationnelle grâce à leur capacité de stockage, extrêmement favorable.

On a donc, de part et d'autres, des groupes de consommateurs ou de producteurs qui ont beaucoup à perdre dans l'intégration, et qui font donc pression pour maintenir le statu quo. Les compagnies d'hydro-électricité qui pourraient en bénéficier le plus (BC Hydro, Manitoba Hydro et Hydro-Québec) sont quant à elles tenues de rester muettes sur le sujet, parce que leur propriétaire, le gouvernement, ne voudrait pas voir les consommateurs se retourner contre lui.

Obstacle 3 : Absence de reconnaissance des gains environnementaux

Si les gains économiques de l'intégration seraient suffisants à eux-mêmes pour justifier une plus grande intégration, les gains environnementaux découlant d'une meilleure coordination des systèmes électriques pancanadiens sont aussi non-négligeables. Or, en l'absence actuelle de contraintes sur les émissions de GES, ces gains ne sont pas pris en compte par les différents acteurs. Pire : exporter de l'hydroélectricité, qui se substitue à une production d'électricité thermique à partir de combustibles fossiles, permet de réduire les émissions dans la province d'importation... mais ne compte pas dans le bilan de la province exportatrice. Si au contraire cette hydroélectricité est utilisée pour le chauffage, à la place du gaz naturel ou du mazout, les émissions locales de GES

sont par le fait même diminuées. On se retrouve donc dans une situation où d'un point de vue de bilan d'émissions de GES, une province comme le Québec a intérêt à promouvoir l'utilisation de l'électricité pour le chauffage, alors que comme l'a montré l'encadré 1, c'est globalement inefficace d'un point de vue énergétique et économique. Cela induit régionalement de plus grandes émissions de GES, parce que les provinces voisines doivent avoir recours au gaz naturel (ou au charbon ou mazout) pour produire leur électricité.

Avec des contraintes nationales ou internationales sur les émissions de GES, les incitatifs économiques seraient mieux alignés avec de meilleures pratiques. La valeur environnementale relative de l'hydroélectricité serait reconnue et cela deviendrait un avantage concurrentiel supplémentaire qui pousserait à de meilleures pratiques.

Pistes de solution

Ces trois obstacles ont directement fait échouer le CETI (entre le Manitoba et l'Ontario) et l'intégration des systèmes québécois et néo-brunswickois. Ils se sont aussi ajoutés à la problématique des relations historiques entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. Quelques pistes de solutions peuvent cependant être identifiées, laissant espérer qu'il soit possible de surmonter ces obstacles.

Sensibilisation et information. L'ampleur des gains économiques et environnementaux doit être mieux documentée et communiquée, pour qu'une information plus percutante vienne illustrer le fait qu'en électricité, il est possible de s'enrichir collectivement tout en réduisant les émissions de GES. Trop souvent, la lutte contre les changements climatiques présume que la réduction des émissions représente un coût supplémentaire, alors que dans ce cas précis, ce serait exactement l'inverse.

Redistribution et compensations. Les consommateurs résidentiels des provinces hydrauliques, qui perdraient leur accès à des bas prix avec une plus grande intégration, devraient être compensés financièrement lors de la transition vers une tarification plus cohérente avec une économie de marché. Cette compensation, nécessaire pour rendre économiquement rationnel leur support au changement de régime, ne serait pas problématique d'un point de vue financier. En effet, les profits supplémentaires réalisés par les compagnies productrices (autant à l'exportation que sur les marchés internes) seraient supérieurs à la hausse des coûts individuels. La plus grande efficacité du nouveau système permettrait donc de compenser complètement ces consommateurs, tout en dégagant tout de même des profits pour les compagnies productrices. Évidemment, une compensation complète n'est pas forcément nécessaire, étant donné que des sensibilités environnementales et sociales pourraient faire en sorte que des consommateurs acceptent un dédommagement moindre que leur perte directe.

Similairement, certaines compensations pourraient être envisagées pour des compagnies de production ayant investi dans des capacités de production rentables dans le système non-intégré, mais non-compétitives dans le système intégré.

Modèle de la Loi canadienne sur la santé. Le secteur de la santé est un domaine de compétence provincial où une harmonisation est réalisée entre les provinces grâce à la Loi canadienne sur la santé. L'existence d'un tel modèle montre qu'il est possible, au Canada, de respecter les compétences provinciales tout en ayant une harmonisation émanant du gouvernement fédéral. Tout comme les systèmes de santé des provinces doivent respecter des conditions communes de gestion publique, d'intégralité, d'universalité, de transférabilité et d'accessibilité, il ne serait pas impossible d'imaginer des conditions communes pancanadiennes sur les redevances hydrauliques, l'accès aux ressources hydrauliques, l'opération des réseaux de transmission (pour assurer un accès équitable et transparent), l'opération des marchés et les normes de distribution et de service de fourniture d'électricité.

Une telle initiative, un peu similaire aux « Regional Transmission Organizations » promus par la FERC aux États-Unis (et abandonnés en 2005 à cause des mêmes obstacles à l'intégration que ceux mentionnés plus haut), devrait évidemment se faire dans un contexte où information et compensations seraient aussi mises de l'avant, pour aider à surmonter les obstacles.

Accord sur le commerce intérieur. Alors que les négociations durent depuis 1995, la finalisation du chapitre sur l'énergie devrait être utilisée comme moteur pour clore cette période de flou commercial entre les provinces et faire en sorte que le Canada ait une réglementation interne cohérente en énergie. Cette plateforme de négociation déjà existante devrait donc servir exactement pour les fins pour lesquelles elle a été conçue. Ce n'est qu'en finalisant certains dossiers, comme celui de l'énergie, que les gouvernements pourront se consacrer à d'autres problèmes également pressants. Il est un peu surréaliste de voir des négociations se prolonger sur plus de 15 ans sans vraiment progresser, comme en énergie.

L'intégration des secteurs de l'électricité entre les provinces canadiennes peut se faire sans changement constitutionnel, et sans avoir à créer de nouvelles structures pancanadiennes. Le prérequis est essentiellement l'harmonisation des principes de tarification et d'échange entre les provinces, pour permettre à une plus grande cohérence de se construire dans la planification des infrastructures électriques. Le principal changement à réaliser, comme identifié plus haut, est de mettre fin à l'enclave réglementaire dans laquelle l'hydroélectricité provinciale est confinée. Celle-ci protège les consommateurs locaux, au détriment de l'efficacité économique et environnementale.

Cas du contentieux entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador

Dans le dossier spécifique du Bas-Churchill, le Québec devrait proactivement divulguer les termes et conditions qui rendraient possibles le développement des centrales Gull Island et Muskrat Falls avec une transmission passant par le Québec, pour clairement établir que le projet de lignes de transmission passant par la Nouvelle-Écosse est économiquement inférieur. Une telle approche démontrerait la bonne foi du Québec, et soutiendrait la stratégie d'exportation d'Hydro-Québec en la présentant comme une compagnie prête à coopérer. Cela pourrait par ailleurs ouvrir la voie à des ententes bilatérales avec l'Ontario et les provinces maritimes, pour établir des bases de contrats mutuellement bénéfiques pour l'approvisionnement en électricité. Avec de telles ententes, la rentabilité des nouveaux projets d'Hydro-Québec seraient moins questionnée (comme c'est le cas pour La Romaine, par exemple), notamment parce que les exportations seraient moins exposées aux fluctuations du prix de marché.

Du côté ontarien et des autres provinces maritimes, les coûts d'approvisionnement électrique sont en croissance constante à cause des objectifs d'énergie verte (Ontario), des délais dans la réfection de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau (Nouveau Brunswick) et des achats de charbon et de pétrole pour la production d'électricité. Les consommateurs de ces régions pourraient donc être très réceptifs à ce genre de possibilités, et les politiciens pourraient obtenir du support électoral à travers des ententes faisant baisser les prix de l'électricité.

Retourner à un développement conjoint entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador, inspiré de l'entente de 1998 entre Lucien Bouchard et Brian Tobin, serait par ailleurs extrêmement bénéfique pour d'autres dossiers. Notamment, cela permettrait d'assurer une gestion moins conflictuelle de l'éventuel développement du gisement pétrolier Old Harry, situé à cheval sur les zones maritimes des deux provinces. Comme il semble que les personnalités des premiers ministres jouent un grand rôle dans ce type de négociations⁶, un revirement rapide de l'approche ne peut pas être exclu.

6. Danny Williams, le premier ministre de Terre-Neuve-et-Labrador de 2003 à 2010, était connu pour ses prises de position antagonistes avec le gouvernement fédéral et le Québec, ce qui rendait difficile, voire impossible, de quelconques progrès sur le dossier du Bas-Churchill. Bien que sa successeuse, Kathy Dunderdale, ait été très impliquée dans le récent projet du Bas-Churchill, ses prises de position sont moins tranchées que celles de Danny Williams. Une reprise des discussions pourrait davantage être envisagée avec cette personne.

CONCLUSION

Une tendance lourde d'intégration fait progressivement converger les marchés de l'électricité vers une organisation plus uniforme, permettant davantage d'échanges et des gains d'efficacité. Des organismes internationaux documentent et promeuvent une telle intégration, laquelle est en train de se réaliser progressivement dans certaines régions du globe, notamment en Europe et en Amérique latine. En Amérique du nord, à part certaines régions historiquement intégrées (comme par exemple la zone « PJM » dans les états du Mid-Atlantic), la plupart des provinces et les états refusent cependant de considérer une intégration accrue de leur secteur électrique. Cette opposition ne vient pas sans un fort coût d'opportunité : des gains économiques et environnementaux importants sont ainsi laissés de côté. En particulier, un développement de centrales thermiques (utilisant des combustibles fossiles) est nécessaire dans certaines régions parce que l'hydroélectricité qui se trouve dans d'autres régions peut difficilement en sortir pour des raisons réglementaires. Les provinces canadiennes ayant beaucoup de ressources hydrauliques ont en effet décidé de vendre à tarif préférentiel aux consommateurs locaux leur hydroélectricité, plutôt que d'en optimiser la vente en l'offrant à tous, selon des termes non-discriminatoires. L'organisation morcelée des secteurs électriques nord-américain, et canadien en particulier, a ainsi laissé passer de nombreuses occasions de créer des projets conjoints : entre le Manitoba et l'Ontario (la Clean Energy Transfer Initiative de 2003), entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador (développement conjoint du Bas-Churchill en 1998) ou entre le Québec et le Nouveau-Brunswick (intégration du système du Nouveau-Brunswick à celui d'Hydro-Québec). Tous ces exemples d'initiative d'intégration ont échoué non pas par manque de gains économiques ou environnementaux, mais parce que les conditions politiques étaient défavorables.

L'absence de plateforme commune de discussion en électricité donne lieu à des projets aberrants, comme des investissements en énergie éolienne dans des régions qui ne sont pas les plus favorables aux éoliennes, ou des intentions de construire des lignes de transmissions maritime à grands frais, comme dans le cas de l'actuel projet du Bas-Churchill (exportant son électricité vers Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse), alors que des alternatives moins coûteuses existent (par le Québec).

Les trois principaux obstacles à une plus grande intégration des marchés de l'électricité sont (1) les structures politiques existantes, qui n'offrent pas d'incitatifs politiques à la collaboration; (2) la redistribution des gains, qui créerait des perdants – s'opposant naturellement au changement; et (3) l'absence de reconnaissance des gains environnementaux, qui ne rend pas justice à plusieurs avantages de l'intégration. Les pistes de solutions sont multiples. Tout d'abord, une meilleure documentation et diffusion de l'information de tous les gains qui peuvent être obtenus à travers l'intégration permettrait de mobiliser davantage d'acteurs. Ensuite, des compensations financière doivent être envisagées pour les «perdants» de l'intégration, pour qu'ils puissent renverser leur position sur la question. Enfin, les structures existantes de collaboration pancanadienne dans des domaines de compétence provinciale doivent être utilisées comme exemples : la Loi canadienne sur la santé pourrait ainsi servir de modèle pour intégrer des principes communs à toutes les provinces, facilitant les échanges et les projets conjoints. L'Accord sur le commerce intérieur, une plateforme de négociation existant depuis 1995 se penchant notamment sur le secteur de l'énergie, pourrait être le tremplin pour relancer un effort intégrateur sans avoir à créer de nouvelles structures.

Les défis économiques et environnementaux laissent de moins en moins de marge de manœuvre pour ignorer les sources de productivité non-exploitées. Le secteur de l'électricité, par sa structure actuelle, peut générer une richesse collective bien plus grande, tout en réduisant les impacts environnementaux – notamment en diminuant les émissions de GES. Il serait dommage que les provinces canadiennes, le Québec en tête, s'en privent.

Références

Documents sur l'intégration du secteur de l'électricité

- CEA (2007) The Integrated North American Electricity Market: Energy Security: A North American Concern, Ottawa: Canadian Electricity Association.
- CAE (2009) Electricity: Interconnecting Canada A Strategic Advantage Report of the Canada Power Grid Task Force, Volume I – Findings, Conclusions and Recommendations, Ottawa; Canadian Academy of Engineering.
- CEC (2002) Environmental Challenges and Opportunities in the Evolving North American Electricity Market, Secretariat report to council under article 13 of the North American agreement on environmental cooperation, Montréal: Commission for Environmental Cooperation of North America.
- Clugston M. (1998) «Power struggle - Plans for a \$12 billion hydro project straddling the Labrador-Quebec border heal old wounds and re-open others», Canadian Geographic, November/December 1998 issue.
- E7 (2000) Regional Electricity Cooperation and Integration (RECI) - E7 Guidelines for the pooling of Resources and the interconnection of electric power systems, Montréal: E7 Network of Expertise for the Global Environment.
- ECA (2010) The Potential of Regional Power Sector Integration - Literature Review, London: Economic Consulting Associates.
- EMRCan (1988) «Canada Electricity, 1987», The national atlas of Canada, 5th edition, Ottawa: Energy, Mines and Resources Canada.
- ESMAP (2010) Regional Power Sector Integration: Lessons from Global Case Studies and a Literature Review, Regional Energy Integration Strategies Program – Solving Energy Challenges through Regional Cooperation, Briefing Note 004/10, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Washington, DC: The World Bank.
- OAS (2007) Regional Electricity Cooperation and Integration in the Americas: Potential Environmental, Social and Economic Benefits, Washington, D.C.; Organization of American States.
- Pierce R., Trebilcock M. et Thomas E. (2006) Beyond Gridlock: The Case for Greater Integration of Regional Electricity Markets, C.D. Howe Institute Commentary No. 228, Toronto: C.D. Howe Institute.
- UN (2006) Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections, Department of Economic and Social Affairs, Division for Sustainable Development, New York: United Nations.
- UNECA (2004) Assessment of Power Pooling Arrangement in Africa, Addis Ababa: United Nations Economic Commission for Africa.
- WEC (2010) Interconnectivity: Benefits and Challenges, London: World Energy Council.

Documents gouvernementaux ou d'ONG

- Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (2010) Attention Canada ! En route vers notre avenir énergétique - Vers une stratégie canadienne de l'énergie durable, Document de travail, Septième rapport du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, Juin 2010, Ottawa : Sénat du Canada.
- Government of Alberta (2011) New West Partnership Premiers commit to Ottawa Mission, News release, December 13, 2011, Edmonton: Government of Alberta.
- Hydro-Québec (2011) Rapport annuel 2010, Montréal : Hydro-Québec.
- Lee P.G., Cheng R., and Scheelar C. (2012) Hydropower Developments in Canada: Greenhouse Gas Emissions, Energy Outputs and Review of Environmental Impacts, Hydropower Report #2, Edmonton: Global Forest Watch.
- Manitoba/Ontario study team (2004) Preliminary Assessment of the Potential for a Clean Energy Transfer Between Manitoba and Ontario, September 2004.

- NL (1998) Churchill River Power Projects, St-John's: Government of Newfoundland and Labrador. En ligne; page consulté le 24 janvier 2012. http://www.budget.gov.nl.ca/budget98/economy/churchill_river_power_projects.htm
- NL (2010) Lower Churchill Project - Transmission Map, St-John's: Government of Newfoundland and Labrador. En ligne; page consulté le 10 janvier 2012. <http://www.gov.nl.ca/lowerchurchillproject/map.htm>
- Ontario (2010) Ontario's Long-Term Energy Plan - Building Our Clean Energy Future, Toronto: Ministry of Energy.
- Pollution Probe (2011) L'abécédaire des systèmes énergétiques au Canada, première édition, Toronto : Pollution Probe. (pour les efforts d'intégration au Canada)
- RNCan (2010) Enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages - 2007, Publications Éconergie, Office de l'efficacité énergétique, Ottawa : Ressources naturelles Canada.
- Statistique Canada (2012a) Tableau 127-0009 : Puissance installée des centrales, selon la classe de producteur d'électricité, annuel (kilowatts), Ottawa : Statistique Canada.
- Statistique Canada (2012b) Tableau 127-0002 : Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteur d'électricité, somme annuelle calculée (megawatt heure), Ottawa : Statistique Canada.

Sites internet pertinents

- Towards a Canadian Clean Energy Strategy www.winnipegconsensus.org
- Energy Framework Initiative www.energyframework.ca
- Energy Policy Institute of Canada www.canadasenergy.ca

Documents académiques sur l'intégration des marchés de l'électricité

- Ben Amor M., Pineau P.-O., Gaudreault C. and Samson R. (2011) "Electricity Trade and GHG Emissions: Assessment of Quebec's Hydropower in the Northeastern American Market (2006-2008)", *Energy Policy*, vol. 39 (3)1711-1721.
- Billette de Villemeur E. and Pineau P.-O. (2010) "Environmentally Damaging Electricity Trade", *Energy Policy*, vol. 38 (3) 1548-1558.
- Billette de Villemeur E. and Pineau P.-O. (forthcoming) "Regulation and electricity market integration: When trade introduces inefficiencies ", *Energy Economics*.
- Froschauer K. (1999) *White Gold : Hydroelectric Power in Canada*, Vancouver: UBC Press.
- Pineau P.-O. (2004) "Electricity Services in the GATS and the FTA", Pineau P.-O., *Energy Studies Review*, vol. 12 (2).
- Pineau P.-O. (2008) "Electricity Sector Integration in West Africa", Pineau P.-O., *Energy Policy*, vol. 36 (1) 210-223.
- Pineau P.-O. (2009) "An Integrated Canadian Electricity Market? The Potential for Further Integration", in *Governing the Energy Challenge: Canada and Germany in a Multilevel Regional and Global Context*, Eberlein B. and Doern B. (eds.), Toronto: University of Toronto Press.
- Pineau P.-O. (2010) "Le prix de l'électricité au Québec : des argumentaires en conflit", *Globe - revue internationale d'études québécoises*, vol. 13 (2) 101-123.
- Pineau P.-O. and Lefebvre V. (2009) "The Value of Unused Interregional Transmission: Estimating the Opportunity Cost for Quebec (Canada)", *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 3 (4) 406-423.
- Pineau P.-O., Hira A. and Froschauer K. (2004) "Measuring International Electricity Integration: A Comparative Study of the Power Systems under the Nordic Council, MERCOSUR, and NAFTA", *Energy Policy*, vol. 32 (13) 1457-1475.