

Survol du fonctionnement et de l'encadrement réglementaire du *trading* d'électricité au Canada et aux États-Unis

INTRODUCTION

La chaîne d'approvisionnement de l'électricité se sépare en trois grandes fonctions : la production, le transport (à haut voltage et sur de longues distances) et la distribution qui réduit la tension électrique et fournit l'électricité aux abonnés. Ces fonctions, reposant en grande partie sur des infrastructures, ont d'importants coûts d'entrées sur le marché et peu de frais variables. Cette structure de coûts les place dans une situation de monopole naturel. Considérant cette réalité économique et vu « l'intérêt public » de l'électricité¹, les différentes juridictions ont accepté cette position monopolistique en échange d'une réglementation des tarifs (*rate-based regulation*)² et des conditions de services afin d'en éviter les abus. Cette entente (prix réglementé contre droit exclusif de distribution) sera nommée « pacte réglementaire » (*regulatory compact*).

Historiquement, ces différentes fonctions étaient opérées par la même entreprise. Or, en 1992, le Gouvernement américain adopta une politique énergétique³ qui força le dégroupage des fonctions et une déréglementation des tarifs au niveau de la production et du transport⁴. Cela fut en partie possible grâce au caractère fongible de l'énergie. Indépendamment du mode de production, le produit de l'électricité est le même sur le réseau. Plusieurs impacts majeurs découlèrent de cette réforme. D'une part, la fin du monopole des producteurs a permis l'introduction de nouveaux types de participants (dont les *traders*). D'autre part, la tarification des producteurs était dorénavant basée sur les principes économiques de l'offre et de la demande entraînant ainsi une dislocation économique dans la chaîne d'approvisionnement. En effet, les échanges entre les producteurs, les transporteurs et les distributeurs deviennent un marché du gros (déréglementé) et celui entre les distributeurs et ses clients (consommateurs d'électricité) un marché au détail (réglementé). Ces bouleversements ont poussé les autorités à créer un nouveau cadre juridique inspiré des règles relatives au commerce de valeurs mobilières.

¹ *Munn v. Illinois*, 94 USC 113, 126 (1877).

² *Jersey Cent. Power & Light Co. V. FERC*, 810 F.2d 1168, 1169 (D.C. Circ. 1987).

³ *Energy policy act of 1992*, Public Law 102-486, oct.24, 1992, title VII.

⁴ La réforme fut menée par la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* qui en 1996 émit deux Ordonnances (888 et 889). Voir *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*, 18 C.F.R. § 35 et 17 C.F.R. § 37.

Ce texte aborde les fonctionnements du marché du gros de l'électricité, les bénéfices du *trading* pour les parties prenantes et certains types de produits échangés. Nous exposons ensuite les principales règles de marché. Nous tentons également, à travers ce texte, d'exposer les parallèles applicables au Québec malgré le fait qu'il n'y ait pas de « marché organisé ».

En guise de préambule, commençons par expliquer que les autorités américaines n'ont pas juridiction au Canada. Toutefois, les provinces se sont volontairement conformées à la réforme américaine afin d'obtenir leur permis d'exportation⁵ et de participer aux marchés de gros américain⁶. Ces exigences incluaient notamment un dégroupage des fonctions et une réciprocité d'accès (pour les entités américaines) au marché canadien de gros d'électricité par le réseau de transport⁷. Ainsi, le gouvernement québécois a scindé progressivement Hydro-Québec en trois entreprises distinctes : Hydro-Québec Production, TransÉnergie (le transporteur) et Hydro-Québec Distribution⁸. Un tarif propre à chacune des fonctions a été établi et la version moderne de la Régie de l'énergie a été créée⁹. En 2000, la *Loi sur la Régie de l'énergie* fut modifiée afin d'exclure de sa compétence Hydro-Québec Production¹⁰. En contrepartie, l'Assemblée nationale créa le bloc patrimonial, soit une quantité de 165 TWh¹¹ que doit vendre Hydro-Québec Production à Hydro-Québec Distribution à un tarif déterminé (en espèce 2,79 ¢/kWh à l'époque)¹².

⁵ Permis d'exportation d'Hydro-Québec Energy Services (U.S.) de la DOE : Order No. EA-182-C.

⁶ Pour Hydro-Québec, voir FERC, Docket No. ER-97-851-001, In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market Based Rates, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey), published as 81 FERC 61, 184 (1997).

⁷ Décret 1559-96-96, Conditions et tarifs du service de transport en gros de l'électricité, 11 décembre 1996, Gazette officielle du Québec, 31 décembre 1996, 128^e année, n^o. 54.

⁸ Hydro-Québec, *Histoire de l'électricité au Québec, (1997-...)*, < <http://www.hydroquebec.com/histoire-electricite-au-quebec/chronologie/nouvelle-dynamique-developpement.html> >, page consultée le 22 juillet 2017 >.

⁹ *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLQ, c. 61. (1996), art. 1. En 2000, la *Loi sur la Régie de l'énergie* fut modifiée afin d'exclure de sa compétence Hydro-Québec Production. Voir

¹⁰ *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, L.Q. 2000, c.22, art. 1.

¹¹ Ce chiffre correspond à la quantité pouvant être produite par les centrales patrimoniales, soit les centrales du Complexe La Grande, de la rivière Manicouagan, sur la Côte-Nord, de la rivière des Outaouais et du fleuve St-Laurent.

¹² *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ c. R-6.01, art. 52.1 et 52.2. (*Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, 2000, chapitre 22, art. 15). En 2013, le Gouvernement dégela les tarifs du bloc patrimonial (Projet de loi 25). Les tarifs sont dorénavant indexés à l'indice des prix à la consommation.

1. Marché et trading

1.1. Opérateurs de marché

Sur le marché du gros, un équilibrage entre la demande et l'offre d'électricité est nécessaire afin de répondre aux besoins énergétiques des consommateurs et de s'assurer de l'intégrité du réseau. Lorsque les entreprises étaient propriétaires de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement l'équilibrage était plus facile. Aujourd'hui, celui-ci doit se faire de façon indépendante et non discriminatoire entre les fournisseurs d'électricité.

Cet ajustement de l'offre et de la demande est complexe compte tenu de nombre de nœuds (points de vente) et du nombre de variables continues : température, ensoleillement (panneaux solaires), vitesse des vents (éolienne), pluie (réservoir hydroélectrique), consommation d'énergie des ménages et des industries, bris et dysfonctionnements du réseau, etc. Ces variables fluctuent selon les régions, les saisons et les heures.

Bien qu'il y ait des opérateurs partout, les marchés « organisés » (où le trading est permis) sont opérés par des *Independent system operator* (ISO), au niveau étatique, ou des *Regional transmission organization* (RTO)¹³ au niveau régional (incluant plusieurs États). Sont constitués en ISO : l'Alberta (AESO), l'Ontario (IESO), New-York (NYISO), Texas (ERCOT), Californie (CAISO); et en RTO: la Nouvelle-Angleterre (*ISONE*), PJM, Southwest Power Pool (SPP), « milieu du continent » (MISO). Les ISO et RTO ont dans les faits¹⁴ les mêmes caractéristiques¹⁵ et fonctions¹⁶. Nous les traiterons donc sans distinction.



¹³ FERC, *Order No. 2000 Establishment of Regional Transmission Organizations proposals*, December 20, 1999.

¹⁴ À leur création, les RTO avait deux devoirs supplémentaires aux ISO soit la surveillance des marchés et la préparation d'un plan à long terme. Toutefois, les ISO se sont vu octroyés ces tâches, respectivement par les ordonnances 719 et 1000 de la *Federal Energy Regulatory Commission*.

¹⁵ Les 4 caractéristiques des RTO, voir 18 C.F.R. § 35.34 (j).

¹⁶ Les 8 fonctions des RTO, voir 18 C.F.R. § 35.34 (k).

Il s'agit d'organisations à but non lucratif dont les fonctions officielles consistent essentiellement à :

1. Assurer la fiabilité du réseau de transport;
2. Équilibrer l'offre et la demande instantanément;
3. Exploiter des marchés de l'électricité de façon concurrentielle et non discriminatoire et ;
4. Fournir un service d'interconnexion non discriminatoire aux producteurs.

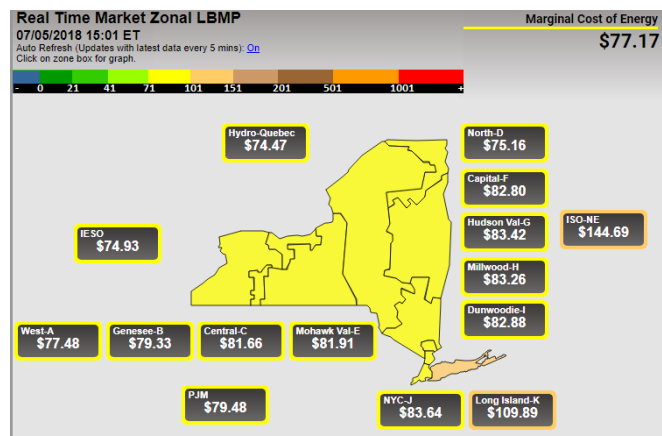
Formation des prix

Le réseau de transport électrique est interconnecté par des lignes à haute tension (où les jonctions sont appelées « nœuds »). Dans la grande majorité des juridictions, l'électricité est vendue et achetée à ces nœuds ou à des groupes de nœuds (*hub ou zone*). Le prix de l'électricité représente le coût d'un MW supplémentaire (coût marginal) à un lieu précis (*locational based marginal price – LBMP*) selon la formule de prix :

[l'Équilibre de l'Offre_marginale et de la Demande_marginale] + Congestion + [Perte d'énergie].

Il y a congestion lorsque l'offre en énergie dépasse la capacité d'une ligne de transport donnée. La conséquence est qu'une offre moins économique doit être sélectionnée pour répondre à la demande d'un nœud/hub donné parce qu'elle provient d'un autre point de vente dont la ligne n'est pas congestionnée. Le prix est ainsi formé par l'offre des fournisseurs et la demande des consommateurs, mais en ajoutant les contraintes physiques du réseau, d'où l'intérêt, d'une part, de connaître en temps réel les capacités de transport disponible et, d'autre part, qu'un opérateur indépendant répartisse l'électricité de la façon la plus concurrentielle.

Dans l'exemple ci-contre du marché de New-York, le prix marginal du Méga Watt était de 77,17\$. Toutefois, dans la zone Long Island-K il y avait 7,95\$ de perte et 24,77\$ de frais de congestion pour un total de 109,89\$/MW. Les prix sont réévalués chaque 5 minutes, mais les transactions ne sont possibles que d'heure en heure.



Fonctionnement

Les marchés organisés d'électricité sont multilatéraux; les acheteurs et les vendeurs ne sont pas appariés directement. L'électricité est achetée et vendue par l'intermédiaire des ISO/RTOs¹⁷. Les participants au marché soumettent leurs offres (prix et quantité de MW) à un point donné et l'ISO/RTO décide quelles offres seront acceptées (*dispatched*), selon leur prix, afin de répondre à la demande en temps réel. Voyons la mécanique d'une transaction pour une heure donnée (15h) :

1. Les participants analysent les éléments sous-jacents au prix (voir ci-haut « Formation des prix ») et déterminent une valeur du mégawatt pour deux points donnés (nœuds/hub/zones/marchés).
2. À la manière d'une enchère, les participants soumettent leurs offres (prix et quantité de MW) quelques heures avant 15h.
3. Puisque les opérateurs ont comme mission d'« exploiter des marchés de l'électricité de façon concurrentielle et non discriminatoire », ils déterminent l'ordre d'achat allant du prix le plus faible au plus élevé (et inversement pour le prix de vente) et ce jusqu'à la demande énergétique soit comblée. Prenons des valeurs hypothétiques :
 - 3.1. Un opérateur a besoin de 4500 MW pour un secteur donné et 6 offrants soumettent des offres de vente. Le participant 1 soumet 1000MW à 5\$/MW et ainsi de suite.

Exemple 1 : Planification pour l'heure 15			
	Prix (\$)	Quantité (MW)	Quantité totale (MW)
Participant 1	5	1000	1000
Participant 2	10	2500	3500
Participant 3	25	800	4300
Participant 4	35	200	4500
Participant 5	40	600	5100
Participant 6	45	50	5150

- 3.2. Dans cet exemple, les offrants seront acceptés jusqu'à concurrence de la demande (4500MW). Noter qu'en réalité l'ordre croissant de prix segmente les producteurs

¹⁷ Certains échangent d'électricité se font de gré à gré (*over-the-counter*) par des *Master power agreement* ou *Power purchase agreement* et sans passer par les mécanismes de compensation des ISO/RTOs.

généralement selon cet ordre: énergie renouvelable, nucléaire, hydraulique, charbon, gaz naturel, pétrole¹⁸ (basé sur les coûts d'exploitation). Mentionnons également que, parmi ces participants, des traders peuvent soumettre l'énergie achetée d'un autre marché.

4. Le participant (dont l'offre est acceptée) réserve la ligne de transmission et paye les frais de transport.

Les mécanismes de réservation des lignes de transport varient d'une juridiction à l'autre. Dans la majorité des cas, l'ordre est établi selon le niveau de « fermeté » de l'engagement avec une priorité selon le temps de réservation (*timestamp*) par sous-catégorie.

Cette « fermeté » se sépare en deux axes. Le premier selon le terme. Les transporteurs offrent des services de transport à long terme (un an ou plus) et à court terme (moins d'un an, mois, jour et heure). Lorsqu'un participant achète un nombre de MW à l'année et qu'il n'utilise pas cette ligne, l'opérateur donne la priorité à l'acheteur d'une « fermeté » moindre (ex : « réservation mensuelle ») et ainsi de suite. Le deuxième axe de division est entre les services fermes et non fermes¹⁹. Les participants avec un service ferme ont une priorité (pour une période donnée) sur les participants avec service non ferme qui « est réservé ou programmé selon la disponibilité et est sujet à des réductions ou à des interruptions [...] »²⁰ Ce service est offert pour des périodes allant d'une heure à un mois. Évidemment, cette priorité à un coût. Enfin, mentionnons que la capacité (de transport) disponible est affichée en temps réel par le système OASIS²¹ afin d'offrir un accès non discriminatoire à tous les participants.

Malgré le fait qu'il n'y ait pas de marché organisé, le Québec opère de façon similaire sur plusieurs points. En se basant sur ses projections, Hydro-Québec Distribution (HQD) achète à Hydro-Québec Production la quantité d'énergie nécessaire. Lorsque la demande réelle dépasse la demande anticipée (et la capacité de production), HQD importe de l'électricité à travers des signaux de prix.

¹⁸ U.S. Energy Information Administration, *Electric generator dispatch depends on system demand and the relative cost of operation*, 17 août 2012, en ligne < <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7590> >.

¹⁹ La définition de ce terme varie selon les opérateurs et les parties (surtout lors de *contrat over-the-counter*).

²⁰ *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* tel qu'approuvé par la Régie de l'énergie dans ses décisions D-2014-035 et D-2014-049, Définition « Service de transport non ferme de point à point », art. 1.59. http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs_CondServices/HOT_Tarifs2014.pdf

²¹ *Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct for Public Utilities* (OASIS) de l'Open Access Technology Internal, Inc. (OATI). Voir notamment les conditions de services au *Code of Federal Regulations*, titre 18, partie 37 (18 CFR 37).

TransÉnergie (transporteur d'Hydro-Québec) fonctionne avec un mécanisme d'attribution des offres fermes/non fermes et long/court terme²². Vu les caractéristiques de sa demande, Hydro-Québec Production a priorité dans la réservation des lignes de transport²³, raison pour laquelle il est difficile de transiger via le réseau de transport de TransÉnergie malgré des ententes d'accès non discriminatoire au réseau.

Day-ahead et Real-time

Vu la complexité de la prévision, il s'est également développé un marché « un jour à l'avance » (*Day-ahead market - DAM*) où les offrants peuvent planifier leurs opérations, évaluer le marché et soumettre leur offre, et ce, heure par heure pour le lendemain. L'ISO/RTO évalue ensuite les offres en fonction des prix et de la demande planifiée. Lors de la journée même, l'opérateur réévalue l'équilibre compte tenu des données réelles et réajuste la planification. Les prix seront ainsi ajustés et les offrants pourront modifier leur offre initiale. Comme l'équilibre offre/demande est fortement influencé par la température et que celle-ci n'est pas fiable au-delà d'une journée à l'avance, il n'existe pas de soumission au-delà d'une journée. En règle générale, 95% des transactions sont programmées sur le marché *Day-ahead* et le reste se fait en temps réel.²⁴ Pour les besoins de ce texte nous ne rentrons pas dans la mécanique de répartitions des soumissions d'achat et de vente en *Day-ahead*. Comprenez seulement que la répartition en temps réel et l'exposition financière en *Day-ahead* sont deux opérations distinctes.

1.2. Trading

Les traders se subdivisent selon leur objectif. Certains veulent se protéger contre une variation du prix de l'électricité (*hedge*) par exemple, le producteur voulant se couvrir d'une baisse du prix ou à l'inverse l'acheteur contre une hausse du prix. Les *hedgers* sont donc des vendeurs ou des acheteurs. D'autres *traders* spéculent sur le prix de l'électricité : ils en achètent dans l'intention de le vendre plus cher (ou inversement). Les traders ne produisent pas, ne consomment pas et ne peuvent pas stocker l'énergie. Ils doivent donc programmer la vente lors de l'achat (et inversement)

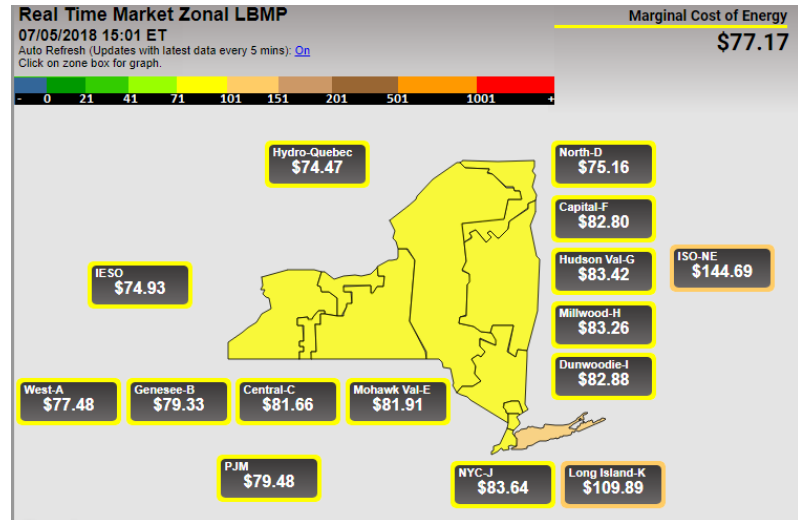
²² *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* tel qu'approuvé par la Régie de l'énergie dans ses décisions D-2014-035 et D-2014-049.

²³ Voir notamment *Id.*, art. 13.2.

²⁴ FERC, *Energy primer : A Handbook of Energy Market Basics*, novembre 2015, p. 59, en ligne < <https://www.ferc.gov/market-oversight/guide/energy-primer.pdf> >

et ainsi soumettre des offres aux enchères (tel que vu précédemment) sur deux points distincts simultanément. Nous nous concentrerons sur le cas du *trading* spéculatif.

Si on reprend l'exemple précédent, un *trader* pourrait voir une possibilité de gain entre la zone West A (77,48\$/MW) et Long Island-K (109,89\$/MW). Il faudrait en revanche y ajouter les frais de transport et s'assurer que les soumissions d'achat dans West A et de vente dans



Long Island-K soient toutes deux acceptées. Il s'agit d'un exemple d'arbitrage sur la différence de prix entre deux zones d'un même marché. Il existe aussi l'arbitrage d'un marché à l'autre.

En achetant au West-A, le trader augmente la demande et exerce une pression à la hausse sur le prix. À l'inverse, en offrant de l'électricité au Long Island-K, le trader exerce une pression à la baisse sur les prix. Ces mécanismes permettent d'harmoniser les prix. De plus, cela permet d'optimiser en temps réel les écarts de prévision.

Il existe d'autres mécanismes de *hedge* et de spéculation selon les différents types de transactions.

Transactions

Voici les trois types de transactions les plus fréquentes. Elles nous permettront de comprendre la réglementation.

- i. *Transactions physiques* : Tel qu'expliqué précédemment, les transactions physiques consistent en la livraison physique de l'électricité.
- ii. *Transactions virtuelles* : Il s'agit de contrat financier que les *traders* utilisent via les ISO/RTOs pour profiter d'une différence de prix entre le marché *Day-ahead* et *Real-time*. L'électricité achetée (ou vendue) par l'ISO/RTO sur le marché *Day-ahead* est exactement

compensée par la vente (ou l'achat) d'une quantité identique de MW en temps réel. Puisqu'il n'y a aucune livraison physique, il n'y a pas d'effet sur la quantité d'énergie sur le marché. Toutefois, les transactions virtuelles ont un effet sur les prix du marché physique (LBMP). L'achat d'un contrat financier augmente la demande, ce qui augmente le prix (et inversement). Chaque heure, les offres d'achat et de vente virtuelles s'ajoutent aux offres physiques à un nœud/hub. L'avantage de tels contrats financiers pour les ISO/RTOs est de corriger les prévisions du *Day-ahead* en faisant converger les offres d'achat et de vente (une sorte de moyenne) sans qu'il y ait d'engagement physique.

- iii. *Droits financiers de transports (Financial transmission rights - FTR)* : La congestion a un impact sur le prix du MW (selon la formule LBMP vue précédent). Les FTR sont également des contrats financiers (annuels ou mensuels) basés sur les fluctuations de prix liés à la congestion sur le marché *Day-ahead* sur une ligne de transport donnée. Ces contrats sont réglés contre les prix *Day-ahead* et sont accessibles tant aux *hedgers* qu'aux *traders* qui désirent tirer profit de prix surévalués ou sous-évalués.

2. Encadrement réglementaire

2.1. Partage de compétences

Aux États-Unis, les compétences juridictionnelles (Fédéral et États) se partagent, au niveau du *trading*, entre la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) et les ISO/RTOs. Il s'agit de compétences exclusives²⁵.

Les mandats et les pouvoirs de la FERC sont limités par sa loi constitutive²⁶, la *Federal Power Act*²⁷ (FPA). Celle-ci prévoit, pour les services publics²⁸, la responsabilité d'encadrer les taux et les

²⁵ 16 U.S.C. § 824 b). Voir également *Miss. Power & Light Co. v. Mississippi ex rel. Moore*, 487 U.S. 354, 374 (1988).

²⁶ Voir à titre d'exemple *California Independent System Operator Corporation v. FERC*, 372 F.3d 395, 398-99 (D.C. Cir. 2004).

²⁷ 16 U.S. Code Chapter 12 - *Federal regulation and development of power*.

²⁸ La définition de la FPA : « *any person who owns or operates "facilities for" the transmission of electric energy in interstate commerce and to the sale of electric energy at wholesale in interstate commerce* » (16 USC § 824 (e)).

conditions de transmission interétatique et de vente dans le marché de gros²⁹ ainsi que de superviser les interconnexions physiques³⁰.

En contrepartie, la FPA enlève à la FERC tout pouvoir, au profit des États, sur l'emplacement et la construction des installations de productions et de transmission³¹, sur le transport intra-étatique, la distribution locale et les ventes aux consommateurs finaux³². Ce sont les commissions d'entreprises de services publics (*public utilities commissions*³³), autorités déléguées des gouvernements étatiques, qui règlementent les conditions d'exploitation et de tarification des services publics, soit au niveau de la distribution au détail. À noter qu'au Québec, la Régie de l'énergie³⁴ fait office de *public utilities commission*. La FERC a également compétence sur les producteurs et les distributeurs locaux lorsque ceux-ci vendent sur le marché de gros.

Au Canada, la *Loi constitutionnelle de 1867* octroie au gouvernement fédéral les compétences en matière de commerce³⁵ et d'infrastructures³⁶ internationales et interprovinciales³⁷. Les provinces ont l'équivalent en matière intraprovinciale³⁸. L'amendement constitutionnel 92 A de 1982 confirma la compétence exclusive des provinces pour « légiférer dans les domaines suivants : aménagement, conservation et gestion des emplacements et des installations de la province ». Les provinces ont également compétence quant à l'exportation interprovinciale « de la production

²⁹ FPA 201, 205 et 206.

³⁰ FERC, Order No. 2003, *Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures*, July 24, 2003.

³¹ 16 U.S.C. § 824 p).

³² 16 U.S.C. § 824 d).

³³ Aussi nommées *utilities commission*, *utility regulatory commission (URC)* ou *public service commission (PSC)*. Ces commissions se sont d'ailleurs associées sous la *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)*.

³⁴ *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ c. R-6.01, art. 31.

³⁵ *Loi constitutionnelle de 1867*, 30 & 31, Victoria c. 3 (R-U), art. 91 par. 2.

³⁶ *Id.*, art. 92 par. 10 c).

³⁷ Mentionnons qu'au Canada, l'environnement est une compétence partagée. Ce champ n'est pas listé aux paragraphes 91 et 92 de la LC1867. Il ne peut être valablement réclamer par le fédéral en vertu des différentes théories, telles que la théorie de la dimension nationale (*Friends of the Oldman River Society c. Canada (Ministre des Transports)*, [1992] 1 RCS 3), les compétences résiduelles (*Interprovincial Co-operatives Ltd. et al. c. La Reine*, [1976] 1 R.C.S. 477), le pouvoir d'urgence (transposition des principes de *Renvoi : Loi anti-inflation*, [1976] 2 R.C.S. 373 et *Fort Frances Pulp & Power Co. v. Manitoba Free Press Co.* [1923] A.C. 695). Or, selon la théorie des pouvoirs accessoires, les deux paliers de gouvernement peuvent « créer toutes dispositions accessoires ou auxiliairement nécessaires [en matière d'environnement] pour rendre leur législation efficace et complète ». Voir Gérard-A.BEAUDOIN, *La constitution du Canada : Institutions, Partage des pouvoirs, Charte canadienne des droits et libertés*, 3^e édition, Montréal, Édition Wilson & Lafleur, 2004, p.359. Il est donc essentiel que le sujet environnemental se rattache à l'une des compétences déjà attribuées, comme le commerce international et les ressources naturelles.

³⁸ *Loi constitutionnelle de 1867*, 30 & 31, Victoria c. 3 (R-U), art. 92 par. 13 et 16.

d'énergie électrique de la province, sous réserve de ne pas adopter de lois autorisant ou prévoyant des disparités de prix ou des disparités dans les exportations destinées à une autre partie du Canada. »³⁹

La Cour suprême précisa que « la modification [...] concernant les ressources a accru la compétence des provinces relativement à la collecte de revenus tirés des ressources et à la réglementation de l'aménagement et de la production de ces dernières, et ce, sans diminuer les pouvoirs fédéraux préexistants [concernant les travaux et les entreprises reliant des provinces] »⁴⁰. Le marché de gros (fiabilité et vente) interprovincial revient donc aux provinces et chacune d'elle ne peut légiférer qu'à l'intérieur des limites de son territoire.⁴¹ L'Office national de l'énergie, mandataire de l'autorité fédérale, a compétence en matière d'exportation internationale⁴², d'autorisation de construction et d'exploitation de lignes électriques internationales⁴³ et interprovinciales⁴⁴ et, contrairement aux États-Unis, le niveau fédéral ne se préoccupe pas des taux, des charges et des conditions de vente dans le marché de gros⁴⁵.

Quant aux valeurs mobilières et instruments dérivés, ils sont de compétence provinciale⁴⁶ tombant dans la catégorie « propriété et les droits civils » de l'article 92 (13) de la *L.C. 1867*⁴⁷. Cette disposition englobe ce qui a trait aux contrats incluant les obligations précontractuelles, la responsabilité contractuelle et la mise en marché intraprovinciale⁴⁸. Enfin, les provinces ont le

³⁹ *Loi constitutionnelle de 1867*, 30 & 31, Victoria c. 3 (R-U), art. 92A par. 1 c) et par. 2.

⁴⁰ *Westcoast Energy Inc. c. Canada (Office national de l'énergie)*, [1998] 1 RCS 322, par. 81.

⁴¹ *Renvoi relatif à Upper Churchill Water Rights Reversion Act*, [1984] 1 RCS 297 s'appuyant sur *Royal Bank of Canada v. The King*, [1913] A.C. 283, et sur les arrêts qui l'ont suivi, dont les arrêts *Ottawa Valley Power Co. v. Hydro-Electric Power Commission*, [1937] O.R. 265 (C.A.) et *Crédit-Fonder Franco-Canadien v. Ross*, [1937] 3 D.L.R. 365 (C.A. Alb.).

⁴² *Loi sur l'office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, section II et art. 2 « exportation : Dans le cas de l'électricité, le fait de transporter de l'électricité produite au Canada à l'extérieur du pays par une ligne de fil métallique ou un autre conducteur ». L'exportation ne vise pas la vente interprovinciale.

⁴³ *Loi sur l'office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, art. 12, par 1.1. et art. 58.1 et 58.4.

⁴⁴ *Loi sur l'Office national de l'énergie*, art. 58.16, 58.26 et suivant. Voir également Ressources naturelles Canada, *Cadres de fiabilité électrique au Canada*, < <http://www.rncan.gc.ca/energie/electricite-infrastructure/18793> >, page consultée le 11 décembre 2017.

⁴⁵ *Loi constitutionnelle de 1867*, 30 & 31, Victoria c. 3 (R-U), art. 92 A (2) « sous réserve de ne pas adopter de lois autorisant ou prévoyant des disparités de prix ou des disparités dans les exportations destinées à une autre partie du Canada ».

⁴⁶ *Renvoi relatif à la Loi sur les valeurs mobilières*, [2011] 3 RCS 837, 2011 CSC 66.

⁴⁷ Voir notamment : *Lymburn c. Mayland*, [1932] A.C. 318, *Smith c. The Queen*, [1960] R.C.S. 776, *Gregory & Co. Inc. c. Quebec Securities Commission* [1961] R.C.S. 584., *Multiple Access Ltd. c. McCutcheon*, [1982] 2 R.C.S. 161 et *Global Securities Corp. c. Colombie-Britannique (Securities Commission)*, [2000] 1 R.C.S. 494.

⁴⁸ Voir notamment: *Shanon c. Lower Mainland Dairy Products Board*, [1938] A.C. 708 et *Canadian Federation of Agriculture c. A.G. Québec*, [1951] A.C. 179.

pouvoir de sanction « dans le but de faire exécuter toute loi de la province décrétée au sujet des matières tombant dans [une de leur compétence]. »⁴⁹

Les provinces ont ainsi compétence pour les transactions physiques et financières.

2.2. Règles des ISO/RTOs

Les ISOs canadiens (Ontario et Alberta) ont peu de chose près les mêmes fonctions que les ISO/RTOs américains.

Les ISO/RTOs rédigent les règles « administratives » du marché. Cela comprend entre autres :

- les méthodes de soumissions des offres d'achat et de vente;
- les règles de facturation et de paiement;
- l'admissibilité des participants (conflit d'intérêts, solvabilité financière, expertise, etc.);
- le niveau de garanties financières;
- les règles de bonne marche du marché.

Ce dernier point inclut l'évaluation de la conduite des participants notamment l'identification des comportements inappropriés ou anormaux qui pourraient avoir une incidence sur l'efficacité du marché ou sur une concurrence efficace. Par exemple, en ce qui concerne le *trading*, ISO de l'Ontario (IESO) stipule que :

10A.1 Market participants and the IESO shall not directly or indirectly engage or attempt to engage in conduct, alone or with another person, that they know, or ought reasonably to know:

10A.1.1 exploits the IESO-administered markets, including by, without limitation, exploiting any gap or defect in the market rules;

10A.1.2 circumvents any of the market rules;

10A.1.3 manipulates any of the IESO-administered markets, including by, without limitation, manipulating the determination of a settlement amount;

10A.1.4 undermines through any means the ability of the IESO to carry out its powers, duties or functions under the Electricity Act, 1998 or the market rules; or

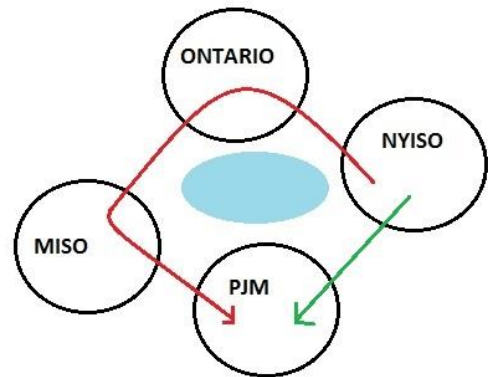
⁴⁹ L.C. 1867, art. 92, par. 15.

10A.1.5 *interferes with the determination of a market price or dispatch outcome by competitive market forces*⁵⁰.

Jusqu'à ce jour nous n'avons pas trouvé de cas de contravention de *trading* basée sur l'article 10A.1. En revanche, il y eu de nombreux cas de non-conformité pour ne pas avoir fourni l'électricité tel que planifié⁵¹.

Si certaines sont rédigées de façon large et laissant place à interprétation, d'autres règles sont plus précises, par exemple les règles concernant la destination et les lignes de transport utilisées pour acheminer l'énergie. Dans le premier cas, mentionnons la planification circulaire. Il s'agit d'acheter de l'énergie au point (A) et de la transporter à plusieurs nœuds/hub pour ultimement la revendre à ce même point (A)⁵². Au final, aucune énergie n'a été réellement déplacée, mais la congestion dans le réseau a été augmentée. Certains participants au marché peuvent en tirer profit (voir notamment les *Droits financiers de transports – FTR*).

Dans le deuxième cas, certains « chemins » sont interdits. Il peut s'agir de faire transiter l'énergie par un chemin n'étant pas le plus direct même si la source et la destination ne sont pas les mêmes. Les plus célèbres sont ceux entourant le Lac Érié. Celui-ci est entouré par 4 ISO/RTOs dont deux ne communiquent pas directement. L'ISO de NY a ainsi listé 8 combinaisons de trajets interdits⁵³. Ci-contre, l'électricité devra se déplacer de New-York (NYISO) vers PJM. Le trajet interdit serait de partir de NYISO et de faire transiter par l'Ontario et MISO pour être vendu dans PJM.



⁵⁰ IESO, Market rule, Chapter 1, Section 10A.1.

⁵¹ IESO, *Compliance enforcement*, <http://www.ieso.ca/en/sector-participants/market-oversight/compliance-enforcement/sanctions>, page consultée le 2 juillet 2018.

⁵² Voir notamment en Californie, CAISO, *Fifth Replacement Electronic tariff*, Section 30.5.5.1; FERC, *Order on proposed tariff revisions*, 142 FERC 61 072, Docket no. ER13-449-000, January 29, 2013.

⁵³ 1- NYIS-ONT-MISO-PJM; 2- NYIS-PJM-MISO-ONT; 3- ONT-MISO-PJM-NYIS; 4- PJM-MISO-ONT-NYIS; 5- PJM-NYIS-ONT-MISO; 6- MISO-ONT-NYIS-PJM; 7- ONT-NYIS-PJM-MISO; 8- MISO-PJM-NYIS-ONT.

2.3. Règles FERC manipulation de marché

La plus connue des règles de *trading* de la FERC est l'interdiction de manipulation de marché. À ce sujet la FERC édicte :

« It shall be unlawful for any entity, directly or indirectly, in connection with the purchase or sale of electric energy or the purchase or sale of transmission services subject to the jurisdiction of the Commission,

(1) To use or employ any device, scheme, or artifice to defraud,

(2) To make any untrue statement of a material fact or to omit to state a material fact necessary in order to make the statements made, in the light of the circumstances under which they were made, not misleading, or

(3) To engage in any act, practice, or course of business that operates or would operate as a fraud or deceit upon any entity. »⁵⁴

Le paragraphe 2 concernant les fausses représentations se passe d'explication. Nous traiterons les paragraphes 1 et 3 simultanément.

Pour commencer, la FERC n'offre pas de définition de la manipulation de marché. Ceci a pour but de ne pas limiter la portée de l'article, car comme le rappelle la Cour d'appel américaine, « méthodes et techniques de manipulation ne sont limitées que par l'ingéniosité de l'Homme »⁵⁵. Les transactions sont donc toutes visées et sont évaluées au cas par cas. La jurisprudence⁵⁶ a ainsi développé des indices permettant de déceler des cas de manipulation.

- a. *But illicite de la transaction* : L'intention sous-jacente à la transaction est un facteur très important pour évaluer la légalité de la transaction. Si cela paraît évident en théorie, il est plutôt difficile, autant pour les autorités que pour les divisions de conformité des entreprises, de prouver l'intention d'une transaction. L'un et l'autre pourront facilement trouver des éléments appuyant l'intention sous-jacente à démontrer.
- b. *Transaction non « économique »* : Il s'agit pour une entité de prendre (volontairement) une position systématiquement perdante et de la maintenir afin de faire des gains de façon

⁵⁴ 18 CFR Part. 1 c.1. Noter que le même article existe pour la manipulation dans le marché du gaz naturel.

⁵⁵ *Cargill, Inc. v. Hardin*, 452 F.2d 1154, 1163 (8th Cir. 1971).

⁵⁶ FERC, *Staff white paper on anti-market manipulation enforcement ten years after EFACT 2005*, novembre 2016, < <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2016/marketmanipulationwhitepaper.pdf> >.

indirecte ou détournée. Les transactions doivent être viables économiquement de façon autonome (*standing alone profitability*)⁵⁷.

- c. *Transaction incompatible avec les fondamentaux du marché* : Les transactions doivent être conformes aux principes de l'offre et de la demande du marché et non à des considérations secondaires⁵⁸.

Regardons deux catégories de manipulation.

- i. *Manipulation croisée*⁵⁹ : Il s'agit de transiger sur un marché avec l'intention de faire fluctuer le prix sur un autre marché. Par exemple, lorsqu'un *trader* vend physiquement de l'électricité alors qu'il a simultanément planifié une stratégie financière baissière dont il bénéficiera. Dans ce cas, la première transaction (physique) est fort probablement non profitable et elle n'a pas été planifiée selon les principes d'offre et de la demande, mais sur le prix de la deuxième transaction (financière). Une manipulation croisée de marché peut se créer avec tous les types de transactions (physique, financière, contrat de congestion, etc.).
- ii. *Jouer les règles de marché* : La FERC le résume comme le fait de « contourner ou tirer indûment profit des règles, procédures ou conditions du marché d'une manière trompeuse qui nuit au bon fonctionnement du marché et potentiellement à d'autres acteurs du marché ou consommateurs. »⁶⁰ En d'autres termes contourner l'esprit de la loi ou trouver une faille dans les règles de marché pour en tirer profit. Un exemple célèbre est celui des « *wash trades* ». Ce sont des opérations d'un même produit entre les mêmes parties (ex : vente 25 MW entre IESO-NYISO et en même temps 25MW entre NYISO-IESO) n'impliquant aucun risque économique et aucun changement net de la propriété⁶¹ afin collecter des frais de congestion (congestion par ailleurs augmentée par cette double transaction).

⁵⁷ *Id.*, p.11.

⁵⁸ *Id.*, p.15.

⁵⁹ *Id.*, p.18.

⁶⁰ *Id.*, p.23.

⁶¹ *Id.*, p. 24.

CONCLUSION

Nous avons exposé les bases du *trading* d'électricité permettant de comprendre quelques principes réglementaires. Tel que mentionné, le *trading* a été permis suite à la dérèglementation économique du marché du gros. Or, avec la diminution des coûts de production de l'énergie solaire et des ressources de stockage, plusieurs parlent déjà de briser le monopole des distributeurs en permettant l'autoproduction et conséquemment de dérèglementer le marché du détail. Cette approche, bien que séduisante aux premiers abords, soulèvera un grand nombre de questions que les autorités tentent encore de régler au niveau du marché du gros (fiabilité et l'intégrité du réseau, stabilité des prix, etc.). Si le marché du détail devait être dérèglementé, devrions-nous multiplier les règles au niveau de la distribution? Assisterons-nous à de la manipulation de marché au niveau du détail? Rappelons que « les méthodes et techniques de manipulation ne sont limitées que l'ingéniosité de l'Homme »⁶².

⁶² *Cargill, Inc. v. Hardin*, 452 F.2d 1154, 1163 (8th Cir. 1971).