

# **La question des ventes à l'exportation versus la fourniture d'électricité aux grandes industries**

***Mémoire présenté à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'avis  
sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs  
industriels : R-3563-2005***

**Par**

**Paul-André Jutras**

**Président**

**PAJ Énergie Inc.**

**Consultant en Marketing d'énergie**

**208 De Roquebrune**

**Gatineau, Qc**

**Téléphone : 819-246-5855**

**Courriel : [pajutras@videotron.ca](mailto:pajutras@videotron.ca)**

**Avril 2005**

L'auteur du présent mémoire est actif depuis 1986 dans la mise en marché et le « trading » de l'électricité dans le marché du nord-est des États-Unis et du Canada.

Ce mémoire traite de quatre différents sujets interreliés. En l'occurrence, il s'agit de :

- La juste valeur de l'énergie patrimoniale;
- Les marchés économiquement accessibles à Hydro-Québec Production (HQP)
- Le prix de l'énergie à l'exportation;
- L'opportunité de vendre à l'exportation par rapport à vendre à la charge locale du Québec

## **La juste valeur de l'énergie patrimoniale**

Au cours des dernières années, dans les marchés où une saine concurrence a pu être établie de manière à obtenir un haut niveau de concurrence et de liquidité, la production d'électricité a été déréglementée avec succès, quoique relatif dans certains cas tels que l'Ontario et au cours des premières années en Alberta.

La Federal Energy Regulatory Commission (organisme de réglementation fédérale américaine extrêmement influent) et les organismes de réglementation de certains états américains ont même exigé que les services publics se départissent de leurs actifs de production en vue de permettre l'existence d'un nombre suffisant de producteurs. L'objectif étant d'éviter la situation de quasi-monopole dans les cas où un des producteurs possèderaient plus de 10% de la production. Plusieurs grands producteurs auraient alors été en mesure d'exercer un contrôle de marché au détriment du consommateur et de plus découragerait l'avènement de d'autres producteurs. Dans les autres états américains et la plupart des provinces canadiennes, la production d'électricité est demeurée réglementée sur la base des coûts.

La province d'Ontario a déréglementé son marché sur la base du modèle du nord-est des États-Unis tout en laissant l'un de ses acteurs en situation de quasi-monopole, avec peu de succès, au point où le gouvernement ontarien s'est vu dans l'obligation d'intervenir et, en attendant une prochaine réforme, a dû prendre à son compte le coût de l'énergie au delà du prix que le marché pouvait supporter en Ontario. Les prix anticipés étaient de l'ordre de 4,2¢ du kilowattheure à l'ouverture des marchés mais sont passés en trois mois à plus de 6 ¢. Le choc tarifaire a été insupportable pour les distributeurs et les consommateurs. Le gouvernement s'est vu dans l'obligation d'intervenir en décembre 2002 et a pris en charge pour un certain temps le différentiel de coûts entre 4,3 cents et le prix du marché. Le gouvernement ontarien est à nouveau intervenu récemment pour revenir en arrière et réglementer Ontario Power Generation sur la base de ses coûts et non pas sur la valeur du marché.

Au Québec, contrairement à l'avis de la Régie, le gouvernement du Québec a déréglementé la production de l'électricité en introduisant le concept d'énergie patrimoniale. Le gouvernement du Québec a alors jugé que la quantité annuelle fixée à

165 TWH ainsi que le prix de l'énergie patrimoniale fixé à 2,79¢ du kilowattheure était juste et raisonnable pour ainsi tenter de maintenir le pacte social. Ce qui permettait un rendement plus que satisfaisant à Hydro-Québec Production tout en respectant que le consommateur Québécois ne soit pas lésé outre mesure, puisque son tarif continuerait ainsi à être basé sur un prix légiféré socialement acceptable. En même temps, Hydro-Québec annonçait un gel de 4 ans de ses tarifs.

Il est prudent de se rappeler que c'est le consommateur d'électricité qui, tout comme dans toutes les autres juridictions en Amérique du nord, avait pris les risques et payait via son tarif d'électricité ce que son service public avait jugé bon d'investir. Le principe fondamental généralement accepté et qui soutient toute la réglementation autant en téléphonie qu'en électricité est que l'entreprise qui détient un monopole de fourniture doit en retour accepter l'obligation de servir sur la base de ses coûts.

Ces coûts de fourniture incluent un retour réglementé sur investissement le plus bas possible compatible avec une saine gestion financière de l'entreprise, compte tenu des risques encourus par le fournisseur. Le retour sur investissement d'Hydro-Québec nous semble plus que satisfaisant puisqu'elle remet annuellement des dividendes substantiels au gouvernement, ce qui est peu commun en Amérique ou ailleurs dans le monde.

Baser la valeur de l'énergie patrimoniale sur tout autre critère que les coûts encourus par le service public tels que la valeur du marché à l'exportation aurait des conséquences catastrophiques sur les tarifs d'électricité au Québec. Ce serait alors comme si le propriétaire d'un logement à Montréal ou Québec augmentait le prix de celui-ci sous prétexte que le marché du logement locatif devrait être celui de Manhattan ou Boston.

## **Les marchés économiquement accessibles à Hydro-Québec Production (HQP)**

Hydro-Québec Production pourrait, dans l'intérêt public et de son actionnaire, développer des projets de production hydrauliques et autres à son choix pour vente à deux types de marchés de l'électricité, soient celui du marché à long terme et celui du marché à court terme, que ce soit au Québec ou à l'extérieur du Québec. L'exportation est toutefois réglementée par l'approbation du gouvernement du Québec et par les licences ou permis à obtenir de l'Office National de l'Énergie pour les exportations à long terme.

Les **marchés à long terme** économiquement disponibles à HQP, présentement et dans un avenir prévisible, sont Hydro-Québec Distribution et Ontario Power Authority qui tous deux doivent faire l'acquisition de blocs d'électricité à long terme par le biais d'un mécanisme public d'appels d'offres. Les appels d'offres en Ontario se limitent jusqu'à maintenant aux seuls producteurs ontariens. Le marché du Nouveau-Brunswick pourrait éventuellement s'ouvrir à l'achat à long terme mais les pressions économiques vont présentement vers la réfection de la centrale nucléaire de Pointe-LePREAU ou vers la construction de centrales au charbon susceptibles de dynamiser, pour un certain temps, l'économie locale.

Les deux seuls contrats d'exportation à long terme d'Hydro-Québec Production encore en vigueur sur les marchés extérieurs sont, à notre connaissance celui avec les Vermont Joint Owners et celui avec la Cornwall Electric en Ontario. Les marchés américains ne sont plus à la recherche de contrats à long terme autrement que pour les énergies renouvelables. Les états de New York et du Massachusetts ont des programmes agressifs et veulent ainsi encourager les producteurs à développer de nouvelles technologies ou développer des petites centrales hydrauliques au fil de l'eau ou des parcs éoliens. La production hydraulique en provenance des grands barrages n'est malheureusement pas considérée aux États-Unis comme énergie certifiée renouvelable au même titre que les petits projets de centrales au fil de l'eau.

Plusieurs marchés s'ouvrent aussi graduellement à ce qu'il est convenu d'appeler la production distribuée chez le consommateur. La Régie a d'ailleurs saisi l'occasion d'ouvrir un dossier tarifaire appelé « Modalités tarifaires pour soutenir l'auto-production. (R-3551-2004) et attend la proposition d'HQD.

Les contrats financiers ont remplacé les contrats traditionnels d'achat physique d'électricité dans les états américains limitrophes où le marché a été déréglementé, sauf dans le cas de la production d'énergie renouvelable tels que l'énergie éolienne, photo voltaïque et autres technologies similaires. Les contrats de fourniture communément appelés « Standard Offer » par les distributeurs sont établis sur la base d'un appel d'offres pour une période de 6 mois ou un an, comme c'est le cas au Maine et au New Hampshire.

Les **marchés à court terme** sont tous les marchés économiquement accessibles du nord-est des États-Unis et du Canada, y compris Hydro-Québec Distribution. HQP couvre déjà très bien ces marchés et est en mesure de profiter de sa position concurrentielle, pour soit écouler à profit ses surplus saisonniers ou encore faire l'arbitrage des marchés sous forme d'achat-revente. HQP peut le faire grâce à ses capacités d'entreposage et à l'ouverture du transit de l'électricité depuis la fin des années 90 aux États-Unis et plus récemment au Canada.

HQP possède déjà depuis les années 80 d'une bonne « intelligence de marché » et des connaissances des transactions physiques et financières pour être en mesure d'écramer le marché à son avantage. Ces marchés n'offrent pas, de par leur nature de garantie de quantité ni de prix puisque l'énergie y est considérée comme une simple commodité assujettie aux aléas de l'offre et de la demande.

HQP n'a donc que deux débouchés pour développer son marché de l'énergie et justifier ainsi à son actionnaire la construction de nouvelles centrales hydrauliques ou l'addition de puissance de pointe à certaines de ses centrales:

- Hydro-Québec Distribution
- Les marchés d'exportation

La production hydraulique au Québec n'est pas limitée par les opportunités de développer des sites hydrauliques mais bien par le marché. La croissance du marché de l'électricité au Québec, apporte à HQP des opportunités d'affaires et lui permet de justifier le développement des sites prometteurs. Elle peut ainsi y vendre son produit sur un pied d'égalité avec les autres sources de production offertes lors des appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution. Cette option est sans risque de prix ni de crédit pour HQP; seuls les risques de coûts et de délais de construction et de mise en service sont à considérer.

Les marchés à l'exportation sont par contre limités par les interconnexions existantes. La capacité de réception des réseaux voisins limite déjà sensiblement la capacité utile des interconnexions. A titre d'exemple, New York limite Hydro-Québec à 1500 MW alors que la capacité de la ligne est de plus de 2300 MW, la même chose pour le New England ISO qui limite l'interconnexion à courant continu à 1500 MW alors que sa capacité installée est de 2000 MW. Par ailleurs, Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) pourrait éventuellement réaliser son projet d'interconnexion de 1250 MW avec l'Ontario dans l'Outaouais. HQT avait aussi examiné un projet d'interconnexion en Beauce avec l'état du Maine qui aurait pu venir en concurrence avec le projet du Nouveau-Brunswick de construire une deuxième ligne avec la Nouvelle-Angleterre. Ces deux projets n'ont pas vu le jour. Dans l'attente d'opportunités d'affaires à venir, ces projets ont été mis en suspens jusqu'à ce qu'un ou des clients de transport disposés à acheter à long terme le service de transport s'y intéressent, et ainsi garantir un revenu suffisant à TransÉnergie et ainsi justifier ces investissements.

Comme mentionné précédemment, seule l'Ontario désire faire l'achat de blocs d'énergie à long terme et c'est dans ce cadre que HQP, Ontario Power Authority et SNC-Lavalin ont conjointement déposé une proposition qui a retenu l'attention du gouvernement de Terre-Neuve.

Contrairement aux ventes internes qui sont sans risques pour HQP, les risques de construire en vue de vendre à l'exportation sont multiples. Ils vont du risque de prix à long terme liés aux prix du gaz naturel jusqu'aux mesures protectionnistes en passant par le taux de change et les risques de construction. En plus de tous ces risques, HQP doit inclure les coûts de transport au Québec, chez le réseau acheteur ainsi que les pertes électriques qui ne sont pas négligeables. Ce qui n'est pas un mince défi pour HQP.

Le mémoire de la firme Breton, Banville et Associés présenté récemment en Commission Parlementaire sur la Stratégie énergétique du Québec et intitulé « Réflexion sur la sécurité en approvisionnement et sur l'évolution du marché de l'électricité au Québec » apporte des éléments de réflexion intéressants sur les risques de construction et sur les opportunités d'investissements à risques moins élevés par le maintien d'une marge de manœuvre pour le Producteur. (page 4 et suivantes, figure 3 du mémoire cité).

## Les prix de l'électricité

Dans son rapport annuel 2004, Hydro-Québec Production déclare en page 63 qu'elle a acheté 12,2 TWh d'énergie pour fins de revente au cours de l'année pour un coût total de 750 millions de dollars, ce qui est donc un prix moyen de 6,15 cents du kilowattheure. Dans le même rapport, HQP dévoile qu'elle a vendu 14,4 TWh à un prix moyen de 7,53 ¢ du kilowattheure sur les marchés à l'exportation.

En y ajoutant les bénéfices de ses transactions financières ou instruments dérivés sur les marchés de l'électricité comme font tous les grands producteurs outillés d'un parquet de commerce, HQP a réalisé une contribution nette de 25,6 ¢ du kilowattheure lorsqu'elle fait le simple calcul mathématique du revenu total des ventes plus ses revenus de transactions financières et en divisant ce total par les 14,4 TWh vendus. Rappelons ici que les transactions financières n'impliquent pas de transfert physique d'énergie mais plutôt de types dérivés associés à l'énergie. Qu'HQP l'ait achetée pour la revendre ou qu'elle l'ait produite à partir de ses réservoirs hydrauliques, le prix de vente de ces 14,4 TWh est de 7,53 ¢ du kilowattheure, ce qui est tout en fait comparable aux prix de l'énergie aux heures de forte charge dans le marché du nord-est en 2004.

L'électricité produite à la marge et qui détermine présentement les prix est directement reliée aux prix du gaz naturel. Cette référence demeurera valable tant et aussi longtemps que d'autres filières majeures comme le nucléaire et le charbon ne reviendront pas à la surface. Ce qui peut très bien se produire, vu les efforts déployés présentement dans l'état de New York pour la production nucléaire et les développements technologiques qui pourraient permettre au lobby du charbon de faire une percée dans les états producteurs comme l'Ohio et la Pennsylvanie. Il est donc d'autant plus difficile de prévoir les coûts de production à la marge dans dix ou quinze ans. A titre d'exemple, qui prévoyait il y a trois ans que le taux de change du dollar canadien serait à 1,25 et les prix du pétrole brut à 50 dollars.

Le marché des ventes à terme en Amérique du nord ne dépasse jamais 5 ans et se limite souvent à 3 ans, après quoi la liquidité des marchés est tellement mince à cause du manque d'intérêt qu'aucun courtier ne peut s'aventurer à afficher des prix basés sur des offres et demandes réelles (bid and ask spreads). En assumant que l'électricité produite à la marge et qui détermine donc le prix serait, pour fins de discussions, basé sur la production d'une nouvelle centrale à cycle combiné au gaz, le prix pourrait varier de 6 à 7 ¢ du kilowattheure à New York, Nouvelle-Angleterre et Ontario. Les coûts de transport à partir du Québec sont de l'ordre de 1 ¢ du kilowattheure et les pertes électriques sont de 5,2% au Québec et de l'ordre de 3% outre frontières pour atteindre le marché de Boston. Pour New York, le prix est déterminé à la frontière et n'a pas à inclure les pertes électriques et coûts de transport aux États-Unis puisque l'énergie est livrée à la frontière et le transport est entièrement assumé par le consommateur, ce qui n'est pas le cas pour la ligne à courant continu d'HQ vers la Nouvelle-Angleterre.

Grâce à ses immenses réservoirs et la capacité de production instantanée de ses centrales hydrauliques, HQP peut optimiser ses revenus en profitant au maximum des prix en forte pointe hivernale et estivale. Elle peut ainsi obtenir un prix moyen de l'ordre de celui qu'elle a obtenu en 2004, soit plus de 7,5 ¢ du kilowattheure. Ce prix a été obtenu en choisissant d'être présent au maximum sur les marchés d'exportation aux heures de forte demande et donc de prix élevés. Tout en prenant soin de ne pas faire diminuer indûment les prix sur le marché par sa présence en masse à une heure donnée, HQP peut optimiser ces 15 TWH et profiter d'un prix avantageux. Il y a tout lieu de croire qu'augmenter ces quantités ferait en sorte qu'HQP devrait alors vendre à des heures moins favorables et donc obtenir un prix moindre en plus d'induire une pression à la baisse de prix. HQP ne dévoile pas l'état de ses réservoirs justement dans ce but de ne pas influencer les prix sur ses marchés.

La principale contrainte à laquelle HQP fait face en période de pointe hivernale pour tirer le maximum de profit de la vente d'énergie à l'exportation donc en période de forts prix, est sa capacité de production et de transport instantanée vers ces marchés lucratifs, la charge résidentielle au Québec étant alors à son maximum. Il y a tout lieu de croire que Hydro-Québec, dans son ensemble, donc autant HQ Distribution que HQ Production pourraient d'une part réduire ses coûts d'approvisionnement pour l'un et accroître ses revenus d'optimisation de sa production pour l'autre en utilisant les programmes de puissance interruptible comme elle le faisait dans le passé. Les consommateurs des états et de provinces voisines le font d'ailleurs, ce qui permet aux compétiteurs de nos grandes entreprises de diminuer leur tarif moyen et demeurer compétitifs avec le tarif d'Hydro-Québec à la grande entreprise.

## **Ventes au Québec ou ventes à l'exportation**

La marge de manœuvre d'Hydro-Québec Production était tout à fait prévisible et d'ailleurs prévue lorsque le gouvernement du Québec a fixé les quantités, la courbe de puissance classée et le prix de l'énergie patrimoniale. A l'augmentation de la charge locale est venu s'ajouter le ralentissement de la capacité additionnelle de production des grands projets, créant ainsi la diminution de la marge de manœuvre. HQP n'a tout simplement pas les énormes surplus d'énergie qu'elle avait dans les années 70 et 80 que la mise en service d'énormes blocs d'énergie avait apporté avec les nouvelles installations à la Baie James. On se rappellera que c'est au cours de cette période qu'Hydro-Québec avait installé toutes ses grandes interconnexions avec le Nouveau-Brunswick, New York et la Nouvelle-Angleterre. Il était alors prévu que ces surplus allaient diminuer à mesure de l'augmentation de la charge au Québec. Il suffit de relire les plans de développement de cette époque pour nous rendre compte que c'est justement sur cette base qu'Hydro-Québec avait alors justifié ses lignes internationales à son actionnaire et à l'Office National de l'Énergie. Hydro-Québec avait alors aussi espoir de pouvoir construire ou du moins devancer des projets à des fins d'exportation. Tout cela au risque et au coût du consommateur québécois. Il faut toutefois dire que cela a été un beau risque.

Pour ce qui est des pressions sur la disponibilité de l'électricité au Québec, on se rappellera que les appels d'offres de Hydro-Québec Distribution ont à chaque occasion apporté beaucoup plus d'offres que de demande, à des prix concurrentiels. La disponibilité de l'offre n'est donc pas en péril.

Au cours de années 90, dans ses plans de développement, Hydro-Québec prenait bien soin de faire en sorte que ses sites les moins chers soient mis à la disposition de sa clientèle et que les nouveaux sites plus dispendieux soient affectés à l'exportation. Hydro-Québec en tenait alors compte dans sa comptabilité et déplaçait ainsi ses coûts de production vers les sites plus onéreux à mesure que l'augmentation de la charge au Québec rattrapait le niveau de production de la centrale à la marge. Mais depuis la déréglementation de la production, le consommateur Québécois est en droit de se poser la question sur ce point crucial pour l'évolution des tarifs d'Hydro-Québec.

#### **En conclusion :**

- **Hydro-Québec reçoit un prix plus que favorable pour les 165 Twh d'énergie patrimoniale que la charge du Québec lui a permis de construire. Le consommateur québécois payait alors un tarif basé sur les coûts de production, transport et distribution, moins les bénéfices des ventes à l'exportation. La séparation fonctionnelle lui a même permis d'augmenter ses tarifs à la distribution tout en payant d'importants dividendes à son actionnaire.**
- **Les marchés de l'énergie accessibles à HQP n'ont pas changé depuis les années 70 et grâce à ses importants surplus apportés par la mise en service de la Baie James, Hydro-Québec a pu installer ses importantes lignes d'interconnexion au cours des années 80. Ces mêmes lignes sont restreintes par les limites de réception et de sécurité des réseaux américains, malgré tous les efforts d'HQT de renforcer son réseau. HQP est en mesure de répondre aux appels d'offres de Hydro-Québec Distribution et de tout autre distributeur désireux d'acheter de l'électricité, à court ou à long terme. Sauf pour l'Ontario et le Québec, les marchés à long terme ont été remplacés par des transactions financières et les producteurs se doivent d'être considérés comme « Merchant Plants ».**
- **Les prix de l'énergie à l'exportation fluctuent comme toute autre commodité et HQP possède depuis les années 70 toute « l'intelligence de marché » pour en faire une bonne évaluation. Le transport de l'électricité est limité en distance et, contrairement à d'autres commodités, le dumping ne peut se faire en provenance des autres pays. Tous s'accordent à prédire qu'au cours des prochaines années, les prix de l'électricité seront de très près liés aux prix du gaz naturel et qu'à plus long terme le prix sera lié aux autres filières qui pourront être développées ou qui, dans le cas du nucléaire et du charbon pourront revenir à la charge avec de nouvelles technologies. La sécurité d'approvisionnement est très chère aux américains et les opportunités de**

développement économique ont depuis longtemps guidé nos voisins ontariens et des Maritimes dans leur décision d'acheter ou produire. Les appels d'offres lancés récemment en Ontario sont limités à la production à l'intérieur de la province.

- Dans les faits, la question des ventes à l'exportation versus la fourniture d'électricité aux grandes industries ne se pose pas pour HQP. Les deux options sont intéressantes et cruciales pour son développement. Rien n'empêche cette dernière de faire les deux en parallèle. Exporter des lingots et du papier apporte de retombées économiques importantes et protège des milliers d'emplois. Rien n'empêche HQP de construire pour exporter aussi de l'électricité et ainsi créer des retombées économiques et des emplois. Lorsqu'un industriel construit ou agrandit une usine, il en prend les risques de coûts et de marchés. Hydro-Québec Production, à notre connaissance, travaille d'arrache-pied à en faire autant. Hydro-Québec, dans son ensemble, n'a pas besoin que les industriels ne construisent pas de nouvelles usines ou ferment leurs portes pour optimiser ses ventes, elle n'a besoin que de développer des programmes incitatifs à l'interruption ou la diminution de la charge en période de forte pointe. La séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec ne favorise cependant pas cette action concertée des deux entités et c'est un peu dommage.

Le tout respectueusement soumis ce 20 avril 2005.

## Resume of Paul-André Jutras, Bc Sc and MBA

### Spent 7 years as Manager of Contracts and Regulation at Hydro Quebec External Markets

- 1) Working closely with Ontario Hydro, New Brunswick Power, New York Power Authority and New England for contract management, power exchanges, transmission interconnections
- 2) Getting NEB and DOE licenses and permits for cross border sales
- 3) Getting siting permits for construction of international transmission lines
- 4) Getting NEB and US presidential permits for construction

### Spent 2 years as Manager of Business Development at Hydro Quebec External Markets

- 1) Responsible for developing the business in the rapidly evolutionary market in Canada and United States;
- 2) Preparing the organization for market opening, regulation of transmission and deregulation of generation as per FERC Order 888 and 889
- 3) Working closely with NPCC, NERC and FERC to prepare for market opening and re-regulation.
- 4) Was closely involved in the reshuffling of the New England Power Pool, the New York Power Pool (to become ISOs), Ontario Hydro

and New Brunswick Power for a Canadian model for functional separation and reorganization

**Spent 3 years as president of HQ Energy Marketing and VP of HQ Energy Marketing US**

- 1) Founded the companies and put up the trading organization
- 2) Prepared and got the HQ FERC permit authorization for market based rate
- 3) Prepared the first rate case for TransÉnergie to be approved by the government (Revenue Requirement and service conditions)

**Spent 8 years as consultant**

- 1) Developing the organization from a Cost Center under Noranda Forest to a full fledged Profit center under Brascan
- 2) Was highly involved in the foundation of the Income Fund and separation of assets
- 3) Prepared and implemented the Open Access Transmission Tariff in compliance with FERC Order 888 and 889
- 4) Prepared and got the FERC Market Based rate permit
- 5) Coordinated the implementation acquisitions in Maine and New Hampshire
- 6) Led company's effort to get the NEB and Environmental permits to connect the Sault transmission system with American Transmission Company in Michigan. Led the System Impact Study with ATC and MISO.
- 7) Led the regulatory approval and System Impact Study with NE-ISO, made all arrangements with the local utility and the ISO for building a 115 kV line in Maine;
- 8) Led the registration process at market opening in Ontario both with the OEB and IMO at retail and wholesale levels
- 9) Prepared and negotiated the Interconnection Agreements with Hydro One and IMO;
- 10) Prepared the organization and trained the people to comply with the market rules and trade the power in Ontario;
- 11) Led the regulatory process and interconnection contracts for the connection of a new cogeneration plant in New Hampshire with the NE-ISO and the local utility;
- 12) Made all the regulatory arrangements to implement some power plants acquisitions with the transmission provider and the NE-ISO;
- 13) Represented the Association of Private Producers at the TransÉnergie rate case at the Régie de l'Énergie du Québec;
- 14) Was the account representative for many retail power supply in Quebec and Ontario.