

**Réponses aux questions de la commission d'enquête du BAPE :**  
**Projet de ligne d'interconnexion Québec-New Hampshire**

Par

Jean-Thomas Bernard

Professeur invité

Département de science économique

Université d'Ottawa

1<sup>er</sup> décembre 2016

## **1- Marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre : état actuel et évolution attendue**

Le marché de gros de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre est ouvert à la concurrence depuis 1998. Les distributeurs peuvent s'approvisionner directement sur ce marché de gros ou auprès de fournisseurs spécifiques en payant les tarifs de transport réglementés par Federal Energy Regulatory Commission (FERC). L'Independent System Operator (ISO) of New England (NE) est la société sans but lucratif responsable de l'opération quotidienne du marché, de l'équilibrage instantané entre la demande et les ressources disponibles, et de la prévision de l'évolution de la demande et de la capacité du système à répondre à cette demande. A cette fin, ISO-NE publie à chaque année un rapport sur l'évolution attendue du marché de l'électricité pour les dix prochaines années. Plusieurs organismes participent sur la base de comités formels et transparents à la préparation de ce rapport : participants actifs au marché comme les distributeurs et les producteurs, les propriétaires des équipements de transport, les commissions des services publics des six états, les secrétariats de l'énergie des six états, les représentants des consommateurs et les groupes environnementalistes. Assisté d'une équipe de professionnels, ISO-NE publie sa prévision attendue de la demande d'électricité ainsi que des ressources en génération et transport qui seront requises pour la satisfaire dans les six états de la Nouvelle-Angleterre. Cet exercice prend en considération les objectifs propres à chaque état au chapitre des énergies renouvelables ainsi que les contraintes reliées à Regional Greenhouse Gas Initiative (REGGI). Ce marché du carbone s'applique au secteur de l'électricité dans les six états de la Nouvelle-Angleterre ainsi que Delaware, Maryland et New York.

Le système géré par ISO-NE a une pointe absolue en été à cause de la climatisation. Cependant, il y a aussi une hausse de la demande en hiver qui, sans causer une pointe absolue, peut produire des augmentations substantielles du prix de l'électricité à cause de la disponibilité du gaz naturel. Ce sujet sera discuté ultérieurement.

Le Tableau 1 présente à la partie 1 l'évolution attendue de la capacité demandée (MW) en pointe estivale selon le rapport publié le 1<sup>er</sup> mai 2016. Cette prévision est établie à partir d'un modèle statistique qui prend en compte l'évolution attendue de la population et de l'activité économique. Il y a une probabilité de 50% que la pointe réalisée soit égale ou

supérieure au niveau de référence. Les chiffres présentés pour l'année 2015 correspondent aux valeurs réalisées. Le niveau de référence brute correspond à la demande maximale de la région. Deux soustractions sont effectuées pour arriver à la référence nette, c'est-à-dire, celle qui doit être satisfaite à partir des ressources disponibles pour l'opérateur du réseau. Il y a d'abord la demande satisfaite par les micro-réseaux de distribution sur la base de piles photovoltaïques (PV) opérant en marge du réseau principal (1.1.1) et ensuite la réduction passive de la demande associée à la présence d'appareils plus performants utilisés par les consommateurs ou par le changement de comportement de ces derniers (1.2.1).

ISO-NE prévoit une croissance annuelle moyenne de la demande de pointe estivale, référence brute, de 1.03% pour la période de 2015 à 2025. Il est attendu que la baisse de cette capacité causée par l'ajout de puissance photovoltaïque autonome du réseau (9.70%) et la réduction passive de la demande (8.23%) sera de plus en plus significative de sorte que le taux annuel moyen de croissance de la pointe nette à satisfaire par le réseau sera seulement de 0.17%.

La deuxième partie du Tableau 1 montre l'évolution des ressources accessibles à l'opérateur du réseau pour satisfaire la pointe attendue en été. Les informations présentées pour la période 2015 à 2019 portent sur des ententes contractuelles déjà convenues ; pour les années subséquentes, les niveaux prévus sont maintenus constants aux niveaux de l'année 2019. La capacité reliée à l'importation est une exception à cet égard. Environ 90% des ressources disponibles à l'opérateur du réseau NEPOOL est associée à la capacité des centrales de production dont le taux estimé de croissance annuel moyen est de 0.56% pour la période 2015 à 2025. La réduction passive de la demande est la seule autre source qui apportera une contribution positive, soit 3.40% par an, alors que les apports de la réduction active de la demande et des importations diminueront. Ces diminutions prévues indiquent simplement que leur contribution future n'est pas encore reconnue par des contrats ; il est possible que les ententes qui viendront à échéance soient renouvelées. Les niveaux de leur contribution future sont inconnus à ce moment.

La troisième partie du tableau vous informe sur les niveaux absolus et relatifs de la réserve en capacité prévue par rapport à la pointe de référence. Ces niveaux demeureront près des niveaux observés en 2015.

Le Tableau 2 montre l'information sur la composition des ressources disponibles pour répondre à la pointe estivale du réseau. Il peut être observé que les turbines gaz/mazout, avec prédominance du gaz naturel, formaient près de 50% de la capacité de génération en 2015 et que ce groupe bénéficiera d'un ajout net de 3314 MW entre 2015 et 2019. Par contre, une centrale nucléaire d'environ 600 MW sera retirée en 2019 et une centrale classique au charbon de 1000 MW sera également retirée en 2017. L'ajout net de centrales au gaz naturel demeure le changement prévu le plus important au cours des quatre prochaines années.

Dans son analyse annuelle, ISO New England (January 2016) présente les trois défis auxquels fait face le réseau NEPOOL.

### **Défi 1 : Apport massif des centrales au gaz naturel**

Depuis 1997, 80% de la nouvelle capacité de génération installée en Nouvelle-Angleterre fait usage du gaz naturel. De plus, quelques 8200 MW sont présentés comme projets qui pourraient être développés dans un proche avenir. Selon l'opinion présentée dans ISO New-England (January 2016), environ 9000 MW de capacité installée seront retirés ou sont à risque d'être retirés d'ici 2020. Il semble que de nouvelles centrales au gaz naturel soient des candidates de premier rang pour contribuer au remplacement. La difficulté majeure provient de la capacité limitée de livraison du gaz naturel vers la région de la Nouvelle-Angleterre. Cette difficulté est illustrée au Tableau 3 qui montre la composition de la génération par source à deux moments en 2015 ; il y a d'abord la période hors pointe à 11:30 du 21 octobre 2015 et ensuite la période de pointe hivernale à 12:21 du 25 février 2015. Dans cette deuxième période où le gaz naturel répondait d'abord à la demande pour le chauffage des locaux, nous observons une chute de la génération à partir du gaz naturel qui fut compensée par une hausse du pétrole, du nucléaire et du charbon. Le problème provient du manque de capacité de livraison du gaz naturel vers la Nouvelle-Angleterre. Les deux moyens d'accroître cette capacité sont la construction de nouveaux gazoducs et/ou de ports méthaniers avec usines de gazéification de GNL.

## **Défi 2 : Énergies renouvelables et mesures d'efficacité énergétique**

Il existe 800 MW de capacité éolienne déjà installée en Nouvelle-Angleterre et des projets de 4200 MW sont proposés. En 2014, la capacité installée à l'éolien était de 900 MW et la capacité prévue en 2024 est de 2400 MW. L'impact des mesures d'efficacité énergétique avec réduction de besoin en capacité était de 1500 MW en 2014 et il est prévu qu'il sera de 3600 MW en 2024.

Le développement de l'énergie renouvelable est favorisé par la baisse des coûts de l'énergie éolienne et solaire, les crédits d'impôt, les opérations du REGGI (Regional Greenhouse Gas Initiative) et les proportions d'énergies renouvelables imposées par chaque état de la Nouvelle-Angleterre. Voici les standards qui seront appliqués en 2020 : Maine (10%), New Hampshire (11%), Rhode Island (12.5%), Massachusetts (15%), Connecticut (20%) et Vermont (59%). Pour le moment, seuls Vermont et Massachusetts reconnaissent la grande hydroélectricité importée (50 MW+) comme étant une énergie renouvelable.

La difficulté associée à l'augmentation des énergies éolienne et solaire provient de leur intermittence et les capacités d'entreposage disponibles sont inadéquates. Il faut une capacité d'appoint. Ce service peut être fourni par des centrales au gaz naturel, encore faut-il que ce dernier soit disponible. De plus, le gaz naturel émet des gaz à effet de serre (GES), un effet incompatible avec les politiques favorisant les énergies renouvelables.

## **Défi 3 : Développement de micro-réseaux de distribution**

L'implantation de micro-réseaux de distribution faisant appel surtout à de l'énergie photovoltaïque et opérant en marge du réseau principal réduit la demande qui doit être satisfaite à partir des ressources accessibles à l'opérateur du réseau principal. Le rythme de progression de ce développement influence non seulement le niveau de la demande attendue mais aussi le type de ressources pour y répondre.

En conclusion, la hausse prévue de la demande de la pointe estivale en Nouvelle-Angleterre pour les dix prochaines années est très modeste. Cependant, pour des raisons économiques et environnementales, nous assisterons très probablement à un ajustement

majeur des ressources pour satisfaire cette demande. Le processus est déjà en cours et devrait s'accroître. Les centrales au gaz naturel jouent un rôle de premier plan à cause de leur faible coût, leur fiabilité et de leur flexibilité ; cependant, leur développement additionnel est limité par la disponibilité de cette énergie en Nouvelle-Angleterre. La place que pourra occuper l'hydroélectricité dépendra en bonne partie de la réponse que la Nouvelle-Angleterre apportera au problème de la disponibilité du gaz naturel dans cette région.

## **2- Le positionnement éventuel d'Hydro-Québec dans le marché de l'hydroélectricité en Nouvelle-Angleterre**

Au niveau des usagers, il n'y a pas de différence d'électricité selon les sources : c'est au niveau de la génération où les sources se distinguent selon leurs coûts de développement et d'opération, leur flexibilité de production et leurs impacts négatifs sur l'environnement. Une préoccupation majeure à cet égard est l'émission de gaz à effet de serre (GES). Les trois dimensions, à savoir, coût, flexibilité de production et émission, doivent être prises en considération lorsque les différentes filières sont comparées entre elles. L'hydroélectricité présente des caractéristiques positives au chapitre de la flexibilité de production lorsqu'elle est supportée par des réservoirs et des émissions faibles de GES. La valeur de ces caractéristiques est déterminée par le marché. Il faut reconnaître que les contraintes environnementales n'ont pas fait augmenter le prix de l'électricité en Nouvelle-Angleterre sous l'influence de trois facteurs : la stagnation de la demande, la chute du prix du gaz naturel suite à la révolution du gaz de schiste et la baisse des coûts des énergies renouvelables, c'est-à-dire, éolienne et solaire. L'évolution de ces trois facteurs déterminera les prix futurs de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, donc la rentabilité d'interconnexion additionnelle. Selon les informations présentées à la section 1, la demande d'électricité devrait croître à un rythme très faible alors que la contribution des énergies solaire et éolienne devrait augmenter de façon substantielle.

La grande inconnue demeure l'évolution du prix du gaz naturel. Dans son analyse annuelle, l'agence américaine Energy Information Administration (EIA) prévoit en 2016 un rebond du prix en 2020 par rapport au niveau de 2015, suivi d'une légère hausse à l'horizon 2040 (voir Tableau 4). Le niveau prévu du prix demeure très inférieur à celui qui a précédé la révolution du gaz de schiste depuis 2008. Cette prévision s'applique à l'ensemble de l'Amérique

du Nord. En conformité avec cette prévision du prix du gaz naturel, EIA prévoit que le prix réel de l'électricité devrait demeurer constant aux États-Unis. Comme il a été mentionné dans la réponse à la question 1, la Nouvelle-Angleterre fait face à des contraintes d'approvisionnement qui peuvent se manifester en périodes froides. Durant ces périodes, les prix en Nouvelle-Angleterre deviennent plus élevés que dans le reste de l'Amérique du Nord. A ce moment, nous ne savons pas quelle solution pourrait être apportée à ce problème.

La construction d'une interconnexion comme celle qui est proposée est un investissement dont la rentabilité provient de l'écart entre le prix reçu à l'exportation et le coût d'opportunité de l'électricité acheminée par cette ligne. C'est une décision orientée vers le futur qui repose sur plusieurs facteurs dont les réalisations sont incertaines. Les valeurs moyennes réalisées en 2015 telles que rapportées par Hydro-Québec à la page 2 du document DA32 ont très peu de signification parce qu'elles informent sur le passé et non sur l'avenir attendu. De même, la comparaison des contributions relatives des exportations au bénéfice net et aux ventes de l'entreprise ne fournit aucune information valable sur la rentabilité des exportations et surtout sur la rentabilité de nouveaux projets.

Hydro-Québec dispose actuellement de très grands surplus d'énergie qui pourraient perdurer pendant une décennie. Le coût d'opportunité de l'électricité exportée est donc très faible. Dans ce contexte, la question d'intérêt est la détermination de la quantité additionnelle qui pourrait être acheminée au moment où la capacité actuelle est pleinement utilisée et de son prix. Cette information n'est pas disponible. Compte tenu du facteur d'escompte, la rentabilité du projet dans les premières années d'exploitation est très importante dans la détermination de la rentabilité sur le cycle complet de l'équipement.

A plus long terme, lorsque les surplus d'énergie de la société d'État seront épuisés, la rentabilité des exportations dépendra toujours de l'écart entre le prix à l'exportation et le coût d'opportunité qui, cette fois, doit être interprété comme le coût de développement de nouvelles sources. Le Québec dispose d'une dotation de ressources hydroélectriques exceptionnelles. Ces ressources ont été développées selon un ordre croissant de coûts et il en résulte que les nouvelles centrales hydroélectriques coûtent de plus en plus cher. Mon estimé du coût de développement du projet La Romaine est de 8¢/kWh. Les centrales qui suivront La Romaine coûteront plus cher.

Il existe très peu de ressources hydroélectriques dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord qui pourraient être développées à un coût concurrentiel. Pour le développement actuel du projet Muskrat Falls au Labrador, il est prévu que 200 MW devraient être exportés en Nouvelle-Angleterre en contournant le Québec. Il existe le site de Gull Island (également au Labrador) d'une capacité de 2300 MW. Si un jour ce projet était développé, il impliquerait une collaboration du Québec et de Terre-Neuve et Labrador pour acheminer cette électricité sur le territoire québécois. Des exportations additionnelles pourraient être considérées.

Récemment, une soumission d'Hydro-Québec et ses partenaires américains suite à un appel d'offres par Connecticut, Massachusetts et Rhode Island n'a pas été retenue. La société d'État avec des partenaires américains compte présenter une nouvelle soumission en 2017 pour répondre à un appel d'offres du Massachusetts. Ce sont deux appels d'offres différents et je ne pense pas que l'échec lors du premier appel d'offres fournit quelques leçons en ce qui a trait à ce second appel d'offres.

### **3- La capacité d'exportation d'Hydro-Québec**

La demande régionale d'électricité varie constamment selon les heures, les jours et les saisons. La température contribue à cette variation en donnant lieu à des besoins de chauffage, de climatisation et d'éclairage. Il en résulte des variations de prix qui dépendent des ressources disponibles pour satisfaire la demande adressée au réseau. C'est ce qui engendre des variations de prix soit pour l'exportation, soit pour l'importation. Hydro-Québec gère ses interconnexions avec les réseaux voisins de manière à en tirer le maximum de profit (voir Tableau 5 pour les capacités d'échange du Québec). Il y a quelques heures de l'année où les prix des réseaux voisins sont élevés et les capacités d'exportation sont utilisées pleinement; par contre, à certaines heures, la capacité n'est pas complètement utilisée. Il y a d'autres périodes où Hydro-Québec importe soit pour satisfaire le marché domestique, soit pour réaliser des opérations d'arbitrage. Compte tenu des variations de demande qui existent dans les différents réseaux, il est plutôt rare, en prenant en considération les marges sécuritaires d'opération, que les interconnexions soient utilisées à pleine capacité.



Le coefficient d'utilisation d'une interconnexion n'est pas le critère à adopter pour évaluer la rentabilité d'une augmentation de cette capacité. Dans la réponse à la question 2, j'ai présenté le critère de rentabilité ainsi que les principaux facteurs qui l'influencent dans ce cas particulier. Pour le moment, Hydro-Québec ne dispose pas de contrats d'exportation et les informations présentées par Hydro-Québec à la page 2 du document DA32 sont trop incomplètes et imparfaites pour effectuer une évaluation. Tout projet d'interconnexion implique que deux parties d'un côté et l'autre d'une frontière conviennent de développer un projet commun. Dans ce projet-ci, Hydro-Québec a des collaborateurs américains qui s'affairent à réaliser leur partie du projet. Ce partenariat est certainement un indicateur positif même s'il ne nous informe pas directement au sujet de la rentabilité comme telle pour Hydro-Québec.

#### **4 - La demande d'électricité propre en Nouvelle-Angleterre**

Dans la réponse à la question 1, j'ai décrit l'évolution attendue de la demande d'électricité en Nouvelle-Angleterre ainsi que des ressources pour la satisfaire au cours des prochaines années. J'ai mis l'accent sur la faible croissance attendue de la demande, l'apport croissant des énergies éolienne et solaire et le rôle prépondérant joué par le gaz naturel ainsi que les problèmes occasionnels de disponibilité de cette dernière ressource. Hydro-Québec dispose de surplus qu'elle tente de valoriser et elle pourrait développer d'autres sites hydroélectriques si les prix sont suffisants pour couvrir les coûts. Des éléments importants de risque sont présents.

Quelle serait la meilleure voie pour acheminer ces exportations additionnelles vers la Nouvelle-Angleterre si Hydro-Québec était autorisée à procéder ? Il y a un projet qui est présenté. L'opération sécuritaire d'un réseau de transport et sa coordination avec les réseaux voisins sont des opérations très complexes qui reposent sur des simulations techniques pour évaluer les extensions potentielles et leurs contingences. Je n'ai pas accès à des modèles qui me permettent d'effectuer de telles évaluations.

**Tableau 1****Pointe d'été et capacité disponible, ISO-Nouvelle –Angleterre (MW)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	% <sup>a</sup>
<b>1. Pointe</b>												
<b>1.1Référence brute</b>	28660	28966	29307	29652	29975	30276	30578	30883	31190	31493	31794	1.03
<b>1.1.1PV avant compteur</b>	314	423	520	582	632	676	714	746	775	802	828	9.70
<b>1.2.1Réduction passive</b>	1685	1839	2089	2306	2561	2812	3047	3267	3473	3665	3844	8.23
<b>1.3Référence nette</b>	26661	26704	26698	26765	26783	26789	26816	26870	26942	27026	27122	0.17
<b>2.Capacité</b>												
<b>2.1Génération</b>	29726	29888	29547	30393	31341	31441	31441	31441	31441	31441	31441	0.56
<b>2.2.1Réduction active</b>	638	556	841	597	378	378	378	378	378	378	378	-5.23
<b>2.2.2Réduction passive</b>	1687	1885	1950	2154	2369	2369	2369	2369	2369	2369	2369	3.40
<b>2.3Importation</b>	1337	1162	1406	1479	1480	96	90	90	90	90	90	-27.0
<b>2.4Total</b>	33389	33492	33750	31623	35567	34283	34277	34277	34277	34277	34277	0.26
<b>3.Réserve</b>												
<b>3.1MW((2.1+2.2.1+2.3)-1.3)</b>	5040	4903	5096	5704	6415	5125	5092	5038	4966	4882	4711	-0.56
<b>3.2 % (3.1/1.3)</b>	19	18	19	21	24	19	19	19	18	18	18	-

a. Taux moyen de changement annuel, 2015-2025.

Source: ISO New England, *CELT Report, 2016-2025, Forecast Report of Capacity, Energy, Loads and Transmission*, System Planning, May 1, 2016.

**Tableau 2****Ressources disponibles par source en pointe d'été (MW)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	% <sup>a</sup>
<b>1-Nucléaire</b>	3877	4010	4023	4024	3347	3347	3347	3347	3347	3347	3347	-1.47
<b>2-Hydro incluant réserve pompée</b>	3110	3144	3154	3026	3116	3116	3116	3116	3116	3116	3116	-0.0
<b>3-Turbines auGaz/mazout</b>	14646	14696	15643	16512	17961	17961	17961	17961	17961	17961	17961	2.04
<b>4-Vapeur: charbon</b>	1981	1947	927	922	917	917	917	917	917	917	917	-7.70
<b>5-Vapeur: gaz/mazout</b>	2777	2831	2481	2497	2490	2490	2490	2490	2490	2490	2490	-1.09
<b>6-Vapeur: mazout</b>	2184	2128	2201	2148	2192	2192	2192	2192	2192	2192	2192	0.0
<b>7-Combustion interne</b>	123	130	132	126	124	124	124	124	124	124	124	0.0
<b>8-Déchets</b>	908	897	1001	923	977	977	977	977	977	977	977	0.73
<b>9-Éolien</b>	102	79	123	109	135	135	135	135	135	135	135	2.80
<b>10-Pile a combustible au gaz</b>	16	21	16	16	21	21	21	21	21	21	21	2.72
<b>11-Photovoltaïque</b>	2	5	4	20	62	62	62	62	62	62	62	34.34
<b>12-Sous-total</b>	29726	29888	29547	30393	31341	31341	31341	31341	31341	31341	31341	0.56
<b>13-Réduction passive et active de demande</b>	2326	2441	2798	2751	2746	2746	2746	2746	2746	2746	2746	1.66
<b>14-Importation</b>	1337	1162	1406	1479	1480	96	90	90	90	90	90	-26.98
<b>15-Total</b>	33389	33492	33750	34623	35567	34283	34277	34277	34277	34277	34277	0.26

a. Taux moyen de changement annuel, 2015-2025.

Source: ISO New England, *CELT Report, 2016-2025, Forecast Report of Capacity, Energy, Loads and Transmission*, System Planning, May 1, 2016.

### Tableau 3

#### Génération d'électricité en Nouvelle-Angleterre (%)

	21 octobre 2015	25 février 2015
	11 :30	12 :21
Gaz naturel	70	24
Nucléaire	17	30
Renouvelable	8	8
Hydro	4	4
Charbon	2	11
Pétrole	0	22

Source : ISO New England, *2016 Regional Electricity Outlook*, January 2016, page 15.

## Tableau 4

### Prévision du prix du gaz naturel à Henry Hub

(\$.U.de 2015/millions de BTU)

<b>Année</b>	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Prix</b>	4.44	2.62	4.43	5.12	5.00	4.91	4.86

Source : Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2016*, August 2016

## Tableau 5

### Capacité des interconnexions du réseau d'Hydro-Québec avec les réseaux voisins (MW)

Réseau	Importation	Exportation
New York	1100	1999
Ontario	1970	2705
Nouvelle-Angleterre	2170	2275
Nouveau-Brunswick	795	1029
Total	6025	7974

- Une interconnexion commune à New-York et Ontario est comptée une fois.
- En date du 31 décembre 2014.

Source : [www.hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html](http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html) ( 30 novembre 2016 )

## Références

Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2016 with projections to 2040*, August 2016.

ISO New England, *2016 Regional Electricity Outlook*, January 2016.

ISO New England, *CELT Report, 2016-2025 Forecast Report of Capacity, Energy, Loads, and Transmission*, System Planning, May 1, 2016