

Commentaires sur l'appel d'offres de 1 000 MW d'Hydro-Québec Distribution

R-3864-2013
Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023



Préparé par

Viviane de Tilly

Analyste d'UC

17 octobre 2014

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU	3
1 CONTEXTE	4
2 BESOINS EN PUISSANCE	4
3 CARACTÉRISTIQUES DU PRODUIT RECHERCHÉ	6
3.1 SOURCES DE PRODUCTION.....	6
3.2 RÉSEAU QUÉBEC.....	7
3.2.1 <i>Contexte actuel</i>	8
3.2.2 <i>Perspectives d'avenir sur les marchés externes</i>	10
3.2.3 <i>Projets de pipeline dans le Nord-est américain</i>	11
3.3 FORMULE DE PRIX	13
3.4 FLEXIBILITÉ.....	14
4 GRILLE D'ANALYSE	15
Liste des tableaux	
TABLEAU 1 BILAN EN PUISSANCE	8
TABLEAU 2 CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE A LA POINTE DU RÉSEAU (EN MW) ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PERIODE 2013-2017	8
TABLEAU 3 POINTES SAISONNIÈRES PRÉVUES EN ONTARIO.....	9
TABLEAU 4 GRILLE D'ANALYSE PROPOSÉE PAR LE DISTRIBUTEUR	15
TABLEAU 5 GRILLE D'ANALYSE PROPOSÉE PAR UC	17
Liste des figures	
FIGURE 1 PRODUCTION DE GAZ NATUREL AUX ÉTATS-UNIS SELON LA SOURCE	6
FIGURE 2 PROJETS DE PIPELINE DANS LE NORD-EST AMÉRICAIN	12

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Contexte

Le 22 janvier 2014, le Distributeur informe la Régie que, tel qu'il a été évoqué lors de l'audience du Plan d'approvisionnement 2014-2023, il entend lancer un appel d'offres de long terme pour combler des besoins de puissance à compter de l'hiver 2018-2019. L'appel d'offres devrait être lancé en février 2015.¹

Le Distributeur a proposé la tenue d'une rencontre technique avec la Régie et les intervenants reconnus au dossier du Plan d'approvisionnement 2014-2023. Lors de cette rencontre, le Distributeur a présenté l'évolution de ses besoins et précisé les caractéristiques du produit recherché aux fins d'approbation du Plan d'approvisionnement.

Dans sa lettre procédurale, la Régie considère la demande du Distributeur comme une réouverture d'enquête et fixe la tenue d'une audience sur le sujet.²

UC soumet ses commentaires sur la demande du Distributeur.

2 Besoins en puissance

Le Distributeur souhaite acquérir sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2014-2023, 1 000 MW en puissance. Le Distributeur indique que le besoin pour des approvisionnements en puissance est anticipé par le Distributeur depuis le Plan d'approvisionnement 2008-2017 alors que le besoin pour un appel d'offres de long terme pour l'acquisition de puissance a été identifié et discuté pendant les audiences.³

Le Distributeur précise en audience :

Évidemment, ce qu'on vise, c'est une quantité de mille mégawatts (1000 MW) puisque les quantités qui sont identifiées sont présentes de façon importante dès deux mille dix-huit — deux mille dix-neuf (2018-2019). Et elles sont, ces quantités-là sont en croissance à partir de cette année-là. Donc, c'est un besoin qui est structurel, qui est permanent et qui est là pour rester.⁴ (notre souligné)

UC ne peut s'empêcher d'établir un lien avec l'appel d'offres A/O 2002-01 qui visait, après addenda, des besoins de 1 200 mégawatts (MW), dont 300 MW de produits cyclables et 900 MW de produits de base pour des livraisons à partir de mars 2007.⁵ Les aléas de la demande et l'obligation faite par le gouvernement au Distributeur d'acquérir des blocs d'énergie ont fait que tant la centrale TCE n'a pas, à ce jour, été vraiment utilisée et, même si le Distributeur rééquilibre année après année son bilan surtout, le contrat avec TCE coûte très cher aux clients du Distributeur.

TCE a été approuvée effectivement, une centrale qui a été mise en service en deux mille six (2006) pour une période de vingt (20) ans. Une évolution du contexte, une évolution du contexte du côté de la demande, une évolution du contexte au niveau de l'offre aussi.

¹ B-0092.

² A-0057.

³ HQD-8, document 1, page 2 et HQD-6, document 2, page 6.

⁴ A-0062, page 24.

⁵ R -3515-2003, HQD-2, document 1, pages 3 et 4.

Et ce qui fait qu'on se retrouve à vouloir rééquilibrer le bilan à chaque année. Des fois c'est en plus, des fois c'est en moins.⁶

Dans la décision qu'elle rendra relativement au Plan d'approvisionnement, la Régie établira les besoins additionnels en puissance. Pour ce faire, elle prendra en considération la prévision de la demande et les moyens approuvés pour y répondre. Parmi ces moyens à approuver, nous retrouvons ceux présentés par le Distributeur dans sa preuve⁷, mais également ceux proposés par les intervenants⁸. De ce dernier cas, UC a appuyé en audience l'inclusion parmi les moyens de gestion de la puissance, de 300 MW d'appel au public.

En fait, on considère que l'appel au public devrait figurer comme un moyen de gestion de la demande comme telle, qui viendrait réduire, qui serait un outil dans le portefeuille de gestion de la demande en pointe.⁹

UC suppose également que la Régie intégrera les offres réelles de puissance interruptible reçues par le Distributeur qui dépassent de près de 200 MW les attentes du Distributeur inscrites à son bilan.

Ce qui compte en bout de ligne, ce sont les offres réelles qui sont disponibles pour le Distributeur. Et dans ce cas-ci on parle d'un chiffre qui serait de l'ordre de mille mégawatts (1 000 MW).¹⁰

Au-delà de l'approbation comme telle du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, UC note que l'appel d'offres de puissance dont il est question ici concerne des contrats de 20 ans, débutant en 2018-2019¹¹ et qui prendront fin en 2037-2038.

Vingt ans, c'est très long. Non seulement de nombreux évènements imprévisibles se produiront sur cet horizon mais, déjà, on s'inquiète que l'économie mondiale sombre de nouveau dans une récession : l'alerte est donnée en Europe¹² et on constate un ralentissement de la croissance en Chine.¹³ À court et moyen terme, la crise en Ukraine et la lutte au groupe armé de l'État islamique – qui pourrait être une guerre de long terme – pourraient avoir des conséquences importantes sur l'économie mondiale. Voilà le contexte dans lequel se situeront en 2015¹⁴ ceux qui répondront à l'appel d'offres du Distributeur.

Les clients du Distributeur ne doivent pas revivre le scénario de la centrale TCE. Une prévision des besoins, sur la base de modèles statistiques dont les intrants tardent à internaliser les ruptures dans la tendance mondiale de l'économie, perd de son acuité lorsque le présent est déjà si inquiétant.

Finalement, vingt ans, c'est aussi terriblement long dans un contexte énergétique en mutation où les gaz de schiste peu coûteux et abondants satisferont de plus en plus aux besoins

⁶ A-0062, page 207.

⁷ HQD-1, document 1.

⁸ Par exemple, la preuve d'expertise de l'AHQ-ARQ (C-AHQ-ARQ-001).

⁹ A-0050, page 183.

¹⁰ A-0062, page 111.

¹¹ HQD-8, document 1, page 4.

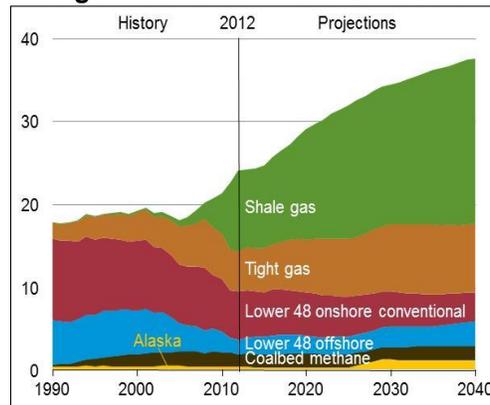
¹² http://www.lemonde.fr/economie-mondiale/article/2014/10/10/le-ralentissement-allemand-renforce-les-inquietudes-sur-la-zone-euro_4503962_1656941.html

¹³ http://www.lemonde.fr/asi-pacifique/article/2014/04/16/la-croissance-chinoise-ralentit-a-7-4-au-premier-trimestre_4402169_3216.html

¹⁴ Voir l'échéancier de l'appel d'offres, HQD-8, document 1, page 10.

énergétiques des États-Unis. Comme le démontre la Figure 1, les gaz de schiste devraient représenter plus de 50 % de la production de gaz naturel aux États-Unis en 2040, ce qui ne serait pas sans conséquence sur le marché continental, voire mondial, de l'énergie. UC reviendra sur le sujet dans la section 3.2 tout en mettant dès maintenant la Régie en garde sur une durée de contrat de long terme pour les approvisionnements en puissance.

Figure 1
Production de gaz naturel aux États-Unis selon la source¹⁵



UC invite donc la Régie à apprécier la demande du Distributeur à l'égard de l'appel d'offres (quantité, durée, caractéristiques) en prenant en compte le fait qu'il existe actuellement au Québec et ailleurs, de nombreuses incertitudes, économiques et énergétiques, certainement plus profondes que le laisse entrevoir le Distributeur.

Je vais répondre de façon générale, dans un premier temps. Des incertitudes il va toujours en rester, que ce soit dans le marché du gaz naturel, je veux dire on va toujours avoir, il va toujours rester des incertitudes.¹⁶

Selon UC, l'ensemble des incertitudes auxquelles sont confrontés le Distributeur et sa clientèle appelle à une prudence et à une gestion éclairée des risques actuels et futurs.

3 Caractéristiques du produit recherché

Les caractéristiques du produit recherché apparaissent aux pages 5 et 6 de la pièce HQD-8, document 1.

3.1 Sources de production

Le Distributeur indique que l'appel d'offres de puissance sera ouvert à toutes les sources de production, ce qui pourrait entraîner l'ajout de nouveaux équipements thermiques. En audience, UC a voulu savoir si une centrale thermique, fonctionnant au pétrole, pourrait être choisie au terme du processus de sélection.

O.K. Je dois comprendre que vous n'excluez donc pas qu'une centrale fonctionne au pétrole des sables bitumeux ou qu'une centrale fonctionne au charbon ou que la

¹⁵ http://www.eia.gov/forecasts/aeo/mt_naturalgas.cfm,

¹⁶ A-0062, page 119.

centrale... Vous ne donnez aucun qualificatif à ce qui va alimenter cette centrale, quel produit va alimenter la centrale pour faire fonctionner... et avoir de l'électricité.

R. Je peux dire deux choses. Je peux dire, premièrement, qu'à l'intérieur de l'évaluation des offres, on a une grille de pondération qui va faire en sorte qu'on va donner des points en plus et en moins en fonction des critères de développement durable. Et je peux dire, par ailleurs, qu'il faut que toute centrale, cette centrale comme n'importe quelle... laquelle des centrales respecte les lois et règlements en vigueur au Québec. Donc, je... c'est tout ce que je peux dire comme critère.¹⁷

Le Distributeur n'a pas écarté la possibilité qu'une centrale thermique puisse fonctionner au mazout et UC s'inquiète du fait que le Distributeur s'en remette aux critères de développement durable de la grille d'évaluation pour ce faire. **C'est pourquoi UC demande à la Régie de demander au Distributeur d'exclure d'emblée de son appel d'offres, même si la probabilité était faible que de tels projets soient proposés, les centrales thermiques fonctionnant au pétrole¹⁸.**

UC croit que l'article 5 de sa Loi lui en donne plein pouvoir.

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

À défaut d'exiger du Distributeur qu'il exclut explicitement certaines sources de production plus polluantes, UC demande subsidiairement à la Régie de modifier la pondération des critères de la grille d'analyse, tel qu'expliqué à la section 4.

3.2 Réseau Québec

Le Distributeur a amplement expliqué l'importance de maintenir la capacité d'importation pour satisfaire aux besoins de court terme.

Ouvert à toutes les sources de production, j'en ai parlé. Réservé au réseau Québec ou dont les livraisons permettent de maintenir intacte la capacité d'importation par le biais des interconnexions. Donc je le redis, il faut qu'il soit un moyen qui est capable de préserver notre recours ou notre capacité de compter sur les interconnexions pour les marchés de court terme.¹⁹

UC croit essentiel de situer l'appel d'offres de 1 000 MW dans les contextes actuels et futurs afin de comprendre si, sur l'horizon de 20 ans, la contrainte réseau Québec est judicieuse.

¹⁷ A-0062, page 203

¹⁸ Bien que plus improbables encore, les perspectives d'une centrale nucléaire ou d'une centrale au charbon n'ont pas été exclues par le Distributeur (voir A-0062, page 155 et 203)!

¹⁹ A-0062, pages 26-27.

3.2.1 CONTEXTE ACTUEL

Selon le Tableau 1, au-delà des 1 000 MW que pourrait procurer l'appel d'offres de long terme, la contribution des marchés de court terme sera nécessaire pour satisfaire aux besoins des Québécois à des hauteurs considérables, bien que ce bilan pourrait être ajusté suite à la décision de la Régie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

Tableau 1
Bilan en puissance²⁰

En MW	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe	37 892	38 137	38 406	38 658	39 016	39 415	40 066	40 406	40 710
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	3 076	3 339	3 666	3 848	4 098	4 348	4 618	4 668	4 668
▪ HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
▪ Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 350	1 550	1 600	1 600
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise (audiences du Plan, juin 2014)	990	1 100	1 300	1 550	1 700	1 900	2 450	2 750	3 100
- Transactions CT - UCAP (A/O 2014-01)	750	500	300	50					
- Quantités visées par l'appel d'offres de long terme					1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
= Puissance additionnelle requise ajustée	240	600	1 000	1 500	700	900	1 450	1 750	2 100

Bien qu'il existe une capacité d'importation effective de l'ordre de 3 830 MW en hiver à la pointe du réseau (Tableau 2), UC est d'accord avec Distributeur quant à l'importance de réserver cette capacité d'importation pour les marchés de court terme.

Tableau 2
Capacité d'importation effective à la pointe du réseau (en MW)
État de la situation pour la période 2013-2017²¹

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	150
Énergie La Lièvre – (MAHO)	0
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1250**
TOTAL	3 830

* Évaluation valide à court terme (voir les commentaires formulés dans la présente section)

** Sous réserve des règles de priorité de IIESO

²⁰ HQD-8, document 1, page 7.

²¹ HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 49.

Plus spécifiquement, même s'il existe plus de 1 500 MW de capacité d'importation en provenance de l'Ontario, UC précise que la demande en électricité de l'Ontario connaît une pointe d'hiver similaire à sa pointe d'été (Tableau 1) ce qui ne permet pas de compter *de facto* sur de la capacité de production inutilisée en hiver comme cela pourrait être le cas dans le Nord-est américain.

Tableau 3
Pointes saisonnières prévues en Ontario²²

Season	Normal Weather Peak (MW)	Extreme Weather Peak (MW)
Winter 2014-15	22,149	23,077
Summer 2015	22,808	24,669
Winter 2015-16	22,094	22,846

En outre, la production d'électricité sur le territoire de l'IESO doit, en cas d'urgence, être utilisée pour satisfaire à la demande locale.²³ Pour ces raisons, UC croit prudent de ne pas compter, dans les conditions actuelles, sur le marché de l'Ontario pour assurer un approvisionnement en puissance pour les 4 mois de l'hiver.

UC croit également prudent, dans les conditions actuelles, de renoncer à acquérir de la puissance sur le marché de New York compte tenu de la diminution constatée des ressources en puissance.

The total resource capability in the NYCA²⁴ for 2013 is 41,452 MW, a decrease of 2,234 MW as compared to 2012, due to the net impact of additions, uprates, retirements and changes in unit ratings and Special Case Resources. Total resource capability includes existing NYCA capacity, Demand Response, and long-term purchases and sales with neighboring Control Areas.²⁵ (note de bas de page omise)

Toutefois, sur 20 ans, les conditions de marché peuvent changer et changeront sûrement avec des impacts certains sur les possibilités d'approvisionnement sur les marchés limitrophes.

²² http://www.ieso.ca/Documents/marketReports/18MonthOutlook_2014sep.pdf

²³ http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf Chapitre 10, pages 2 et 3.

Energy and ancillary service transactions, including import and export transactions, using the IESO-controlled grid shall be subject to dispatch by the IESO :

- [...]
- in circumstances where the IESO determines that curtailment is necessary to protect the reliability of the IESO-controlled grid or the integrated power system or to prevent injury or damage to persons, facilities or the environment pursuant to Chapter 5.

²⁴ Notre note : New York Control Area.

²⁵ http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/services/planning/Documents_and_Resources/Planning_Data_and_Reference_Docs/Data_and_Reference_Docs/2013_GoldBook.pdf

3.2.2 PERSPECTIVES D'AVENIR SUR LES MARCHÉS EXTERNES

3.2.2.1 PROJETS D'INTERCONNEXION

Le Distributeur a fourni à la Régie la liste des projets d'interconnexion qui apparaît sur le site du Transporteur.

Cette liste fait état de trois projets d'interconnexion, soit 1 100 MW vers New York (Champlain Hudson Power Express), 1 200 MW vers le New Hampshire (Northern Pass) et 1 000 MW vers le Vermont (NECPL). Comme exposé à l'annexe 4D de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), les projets Champlain Hudson Power Express et Northern Pass ne prévoient pas pour le moment une utilisation à des fins d'importation au Québec. Quant au projet NECPL, le Distributeur ne dispose pas d'informations à son sujet.²⁶

UC convient que pour des raisons principalement environnementales, les projets d'interconnexion n'ont pas la cote aux États-Unis et donc que les projets Champlain Hudson Power Express et Northern Pass sont encore loin d'être réalisés. En revanche, UC s'étonne que le Distributeur ne possède pas d'information sur le projet New England Clean Power Link (NECPL) d'autant plus qu'Hydro-Québec a cru bon intervenir sur le sujet au cours de l'été 2014.²⁷ En outre, les informations sur le projet pullulent sur le Web.

The New England Clean Power Link is a proposed 1,000 MW High Voltage direct current (HVdc) underwater and underground transmission cable that will bring clean, low-cost energy from the U.S.-Canadian border to Vermont and the New England marketplace. Once completed, the project will lower costs for consumers, reduce environmental emissions, create jobs, increase tax revenues, and diversify fuel supply in New England, all while respecting Vermont's natural beauty by burying the cable.

If approved after extensive federal, state and local environmental review, the project will run two six-inch-wide cables an estimated 150 miles, all in Vermont. Approximately 100 miles are proposed to be buried under Lake Champlain and the balance buried underground in existing rights-of-way. The line will end at a converter station to be built at a location in Ludlow, Vermont and connect into the VELCO transmission grid to serve Vermont and the broader New England market.

The \$1.2 billion merchant line will be privately financed and will not use taxpayer dollars. The developers of the Clean Power Link are also developing the Champlain Hudson Power Express project.²⁸

²⁶ HQD-9, document 1, page 12.

²⁷ <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/586/hydro-quebec-est-prete-a-aider-la-nouvelle-angleterre-a-repondre-a-ses-besoins-delectricite/>

Hydro-Québec étudie actuellement deux projets possibles avec la Nouvelle-Angleterre :

- *Le premier vise la construction d'une nouvelle interconnexion avec le Vermont, d'une capacité d'environ 425 MW, située à proximité de l'interconnexion existante au poste Highgate. Bien que plusieurs autres projets aient été proposés pour le Vermont, y compris le **New England Clean Power Link** mentionné dans l'article de VT Digger, il est important de souligner qu'Hydro-Québec n'en est pas une partie prenante.*
- *Le second vise la construction, en partenariat avec Northern Pass Transmission (NPT), d'une interconnexion d'une capacité de 1 200 MW entre le poste des Cantons, au Québec, et un poste qui sera construit dans le sud du New Hampshire.*

²⁸ <http://necplink.com/>

UC s'inquiète de la signification de la réponse du Distributeur lorsqu'il indique qu'il ne dispose pas d'informations à son sujet. Soit que le Distributeur qui demande à la Régie d'approuver les caractéristiques d'un appel d'offres sur 20 ans ne réalise pas de vigie, soit qu'il ne souhaite pas aborder le sujet de cette interconnexion.

3.2.3 PROJETS DE PIPELINE DANS LE NORD-EST AMÉRICAIN

L'indisponibilité de capacité de transport gazier vers le Nord-est explique en grande partie les problèmes d'approvisionnement énergétique et l'impossibilité qu'ont ces états américains de profiter des bas prix des gaz de schiste. Or, de nombreux projets pourraient voir le jour dans un avenir rapproché.

Several major pipeline projects have been announced in recent months, geared toward moving the natural gas produced in the Marcellus Shale region to markets to the East and South. According to Bloomberg New Energy Finance, as many as ten pipeline projects are in the works that would deliver two billion cubic feet of gas from the Marcellus Shale to the Northeast and Mid-Atlantic.

Parmi ces projets, se retrouvent :

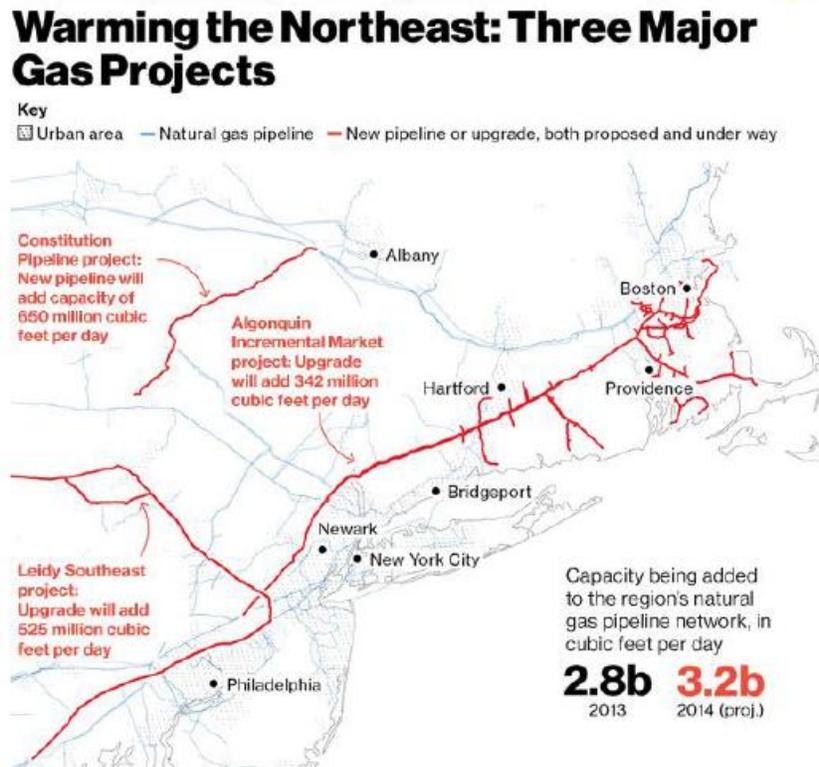
- *Diamond East: Williams is proposing to expand its 10,200-mile Transco interstate pipeline to allow more Marcellus Shale gas to head to Transco's northeast market, including Pennsylvania, New Jersey and New York local distribution companies and power generators. The Diamond East Project is being designed to provide up to one billion cubic feet of new capacity from points in Lycoming and Luzerne counties to Mercer County, N.J. The price tag of the project is estimated to be between \$500 million to \$800 million.*
- *Algonquin Incremental Market: This pipeline upgrade will add capacity of 342 million cubic feet per day. It is being built by Algonquin Gas Transmission and Spectra Energy, and is designed to move Marcellus production to Algonquin City Gates. The shippers are 6 gas utilities in New England.*
- *Constitution : This new pipeline, being built by Williams Pipeline, Cabot Oil & Gas, Piedmont Natural Gas, and WGL Holdings, will add capacity of 650 million cubic feet per day, and will connect Appalachian natural gas supplies in northern Pennsylvania with major northeastern markets. The approximately 124-mile pipeline will have a 30-inch diameter, and will extend from Susquehanna County, Pa., to the Iroquois Gas Transmission and Tennessee Gas Pipeline systems in Schoharie County, N.Y.*
- *Niagara Expansion : Tennessee Pipeline is proposing to add capacity of 158 million cubic feet per day to interconnect the Marcellus Shale in Pennsylvania to its interconnect with TransCanada Pipeline in Niagara County, New York.*

In addition to these projects located within or near the Marcellus Shale region, there are several projects within the Northeast designed to transport the new gas supplies throughout New England once the Marcellus gas reaches the region.²⁹

²⁹ http://energy.law.wvu.edu/wvulaw_energy_forward/tags/marcellus_shale

La Figure 2 présente trois projets importants de pipeline qui devraient ultimement alimenter le Nord-est américain.

Figure 2
Projets de pipeline dans le Nord-est américain³⁰



UC suggère que si la conjoncture n'est pas propice à la conclusion de contrats d'approvisionnement de long terme avec des producteurs hors réseau Québec, le marché de l'énergie du Nord-est américain pourrait devenir une source d'approvisionnement intéressante³¹ ou, à tout le moins, ajouter des joueurs dans le cadre d'un appel d'offres.

Selon UC, une solution possible afin que le Distributeur et sa clientèle puissent profiter de cette opportunité de marché serait de scinder en deux l'appel de proposition en puissance afin de reporter de quelques années l'acquisition d'une partie de la puissance requise. UC recommande à la Régie de décider en ce sens.

³⁰ <http://www.businessweek.com/articles/2014-02-06/northeasts-record-natural-gas-prices-due-to-pipeline-dearth>

³¹ Les coûts de puissance seraient coupés de moitié puisqu'une centrale construite dans le Nord-est servirait d'abord à répondre à la pointe d'été.

3.3 Formule de prix

Le Distributeur indique que le prix associé à chaque proposition comportera une composante pour la puissance et une composante pour l'énergie. En outre, chaque élément aura sa formule d'indexation et la liste des indices admissibles sera précisée dans le document d'appel d'offres.

Le Distributeur ajoute en audience :

Liste des prix admissibles, donc évidemment on parle d'un prix qui comportera une composante puissance et une composante énergie. Ou je vais le dire autrement, qui va avoir une prime fixe et une prime variable. Donc une prime fixe dans le fond qui va rémunérer ou qui devra rémunérer pour les investissements associés à la centrale, qu'elle fonctionne ou qu'elle ne fonctionne pas. Et évidemment une composante variable qui va plutôt rémunérer pour les coûts de l'énergie, les coûts d'exploitation de la centrale. On peut s'attendre à ce que chaque élément ait sa facture... sa formule d'indexation.³²

Il indique aussi :

R. Je voudrais juste rappeler dans le fond les coûts de raccordement du moyen qui serait en place seraient à la charge du Distributeur.³³

Bien que les principes sous-jacents à la fixation des prix sont tout à fait orthodoxes, UC se questionne sur le fait que le Distributeur pourrait vraisemblablement recevoir des offres dont la production viendra de centrales existantes qui n'auront pas été construites pour les besoins particuliers du Distributeur (par exemple, les nouvelles centrales du Producteur) et dont la production ne trouve pas nécessairement preneur sur les marchés externes en hiver. Compte tenu du peu de joueurs possibles sur le réseau Québec qui participeront à l'appel d'offres, UC s'inquiète que la méthode de fixation des prix revienne à faire assumer par les clients du Distributeur le coût passé des investissements du Producteur. **UC réitère qu'en différant dans un appel d'offres ultérieur et ouvert à tous les fournisseurs (réseau et hors réseau) une partie des 1 000 MW requis pour répondre aux besoins en puissance de long terme du Distributeur, les clients pourraient vraisemblablement profiter, grâce aux lois du marché, de prix plus avantageux.**

UC s'inquiète également que les prix « de départ » des contrats, pour l'énergie, soient fixés dans un contexte qui n'est pas avantageux pour la clientèle. Les prix sont souvent fixés en fonction du coût d'opportunité du moment (par exemple, prix sur les marchés externes) et peuvent devenir rapidement déconnectés de la réalité de marché³⁴. **UC invite la Régie à considérer une méthode d'indexation qui tient compte de la tendance réelle des prix de marché de l'énergie.**

³² A-0062, page 28.

³³ A-0062, page 118.

³⁴ C'est d'ailleurs ce qui s'est passé avec les crédits de l'option d'électricité interruptible offerts par le Distributeur en 2008. Voir le mémoire d'UC R -3891-2014, C-UC-0008, pages 6 et 7.

3.4 Flexibilité

Le critère de flexibilité inclus dans la grille d'analyse concerne la possibilité de mise en service hâtive ou tardive des moyens de production.

En fait, dans le critère de flexibilité ce qu'on avait plus en tête c'est le critère de flexibilité en termes de mise en service du moyen, disponibilité du moyen. Donc, plus tôt ou plus tard, dépendamment de l'évolution du besoin. C'est un peu la façon dont ça a été regardé.³⁵

Appelé par la Régie à préciser comment il entendait utiliser cette flexibilité, le Distributeur indique qu'il pourrait moduler les quantités achetées sur plus d'une année.

INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

25 Q. [312] Alors, finalement, la Régie va avoir une seule question et c'est moi qui vais la poser. Dans la stratégie qui est proposée, je crois qu'on est à la page, à la page 4 de votre présentation. Donc, on parle d'une quantité de mille mégawatts (1000 MW) à compter de l'hiver deux mille dix-huit — deux mille dix-neuf (2018-2019). Est-ce qu'il y a une possibilité qu'une flexibilité puisse être accordée afin que certains soumissionnaires puissent vous offrir une quantité, mais qui pourrait être livrée à compter de deux mille dix-neuf — deux mille vingt (2019-2020)? Considérant le délai de trois ans, bon, bien que vous semblez dire que ce délai est un délai où les soumissionnaires seraient en mesure de procéder, mais c'est quand même un délai qui peut être relativement court pour certains soumissionnaires.

M. HANI ZAYAT :

R. Donc, effectivement, il pourrait y avoir une certaine modulation de l'entrée en service des quantités. On pourrait faire de la place pour que des projets puissent rentrer, avoir mettons cinq cents mégawatts (500 MW) la première année et un cinq cents mégawatts (500 MW) additionnels l'année suivante. C'est quelque chose qui se serait envisageable. Il faut voir un petit peu de quelle façon il peut se décliner à l'intérieur du document d'appel d'offres. On pourrait peut-être demander des quantités modulées, donc sur deux années. C'est une option.³⁶

Dès 2003, le Distributeur envisageait la possibilité d'avoir à moduler les quantités d'énergie associées aux approvisionnements post-patrimoniaux au moment de l'octroi des contrats. C'est ce qu'il appelait à l'époque sa stratégie de flexibilité.

Par ailleurs, dans son Plan d'approvisionnement, le Distributeur a mis de l'avant une stratégie de flexibilité. Cette stratégie prévoit que le Distributeur pourra ajuster à la hausse ou à la baisse les quantités contractuelles octroyées suite à des appels d'offres de long terme en fonction des dernières informations disponibles au moment de l'octroi des contrats. (notes de bas de page omises)³⁷

UC souligne qu'en dépit de cette stratégie, le Distributeur a aujourd'hui, 11 ans plus tard, encore à gérer une importante quantité d'énergie inutile et coûteuse. **UC croit que la flexibilité requise, après le désastre financier du contrat avec TCE et dans une certaine mesure des**

³⁵ A-0062, page 28.

³⁶ A-0062, pages 256-257..

³⁷ R -3515-2003, HQD-2, document 3, pages 3 et 4.

contrats de base et cyclable signés avec le Producteur à la suite de l'appel d'offres 2002-01, doit être exploitée plus à fond, par exemple

- comme expliqué à la page 11, considérer de scinder l'appel d'offres en deux afin d'essayer de tirer profit des transformations de marché dans le Nord-est américain, ou encore,
- envisager la possibilité, avec préavis, de renégocier voire mettre fin au contrat si les besoins ne sont plus là, et ce, dans le cas où un soumissionnaire offrait au Distributeur de la puissance à partir d'une centrale existante.

UC invite la Régie à inclure cette recommandation dans sa décision.

4 Grille d'analyse

Le Distributeur propose d'utiliser la grille d'analyse des soumissions approuvées par la Régie par ses décisions D-2002-17 et D-2004-212³⁸ telle qu'elle apparaît au Tableau 1 suivant.

Tableau 4
Grille d'analyse proposée par le Distributeur³⁹

Critères monétaires	60 points
Prix de l'électricité	
Critères non-monétaires	40 points
Développement durable	15 points
Émissions de gaz à effet de serre	5 points
Caractère renouvelable de l'approvisionnement	4 points
Émissions d'oxyde d'azote	2 points
Existence d'un système de gestion environnementale	1 point
Indicateur à caractère social	3 points
Solidité financière	10 points
Faisabilité du projet	5 points
Expérience pertinente	5 points
Flexibilité	5 points

Le Distributeur compte octroyer 5 points sur 100 au critère d'émission de gaz à effet de serre alors qu'il indique que l'appel d'offres de puissance sera ouvert à toutes les sources de production, ce qui pourrait entraîner l'ajout de nouveaux équipements thermiques.

Dans le contexte actuel d'indisponibilité de transport pour le gaz naturel, l'offre de puissance à partir d'un nouvel équipement thermique fonctionnant au mazout est probable. C'est pourquoi UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il exclut d'emblée de son appel de proposition les centrales fonctionnant au mazout. À défaut d'exiger cette exclusion, UC croit que la Régie devrait demander au Distributeur de modifier sa grille d'analyse des propositions puisque le Distributeur n'entend pas procéder en ce sens.

Q. [222] Vous êtes d'accord avec moi, je vous amène à vos critères, là, à la page 9 et vous citez, à juste titre, que ces critères ont été développés dans les décisions D-2002-17 et D-2004-2012. Les critères datent donc de dix (10) ans maintenant. N'est-ce pas

³⁸ Un critère de développement durable ayant été ajouté en 2004 à la grille approuvée en 2002.

³⁹ HQD-8, document 1, page 9.

d'accord avec nous que le contexte économique, politique, social et environnemental a changé au Québec depuis dix (10) ans? (14 h 37)

R. Je pense que la grille telle qu'elle est là reflète dans le fond les préoccupations de l'époque, mais ce sont encore les mêmes préoccupations. Quand on regarde la composition de la grille, bien, le critère monétaire reste un critère important dans une proportion de soixante pour cent (60 %). Et elle tient compte aussi de quinze pour cent (15 %) de critère de développement durable. Est-ce qu'on peut, on peut certainement questionner aujourd'hui, comme on aurait pu le faire en deux mille deux (2002) et en deux mille quatre (2004), est-ce que quinze (15) points en développement durable c'est trop ou c'est pas assez? Je pense que ce qui a été déterminé à l'époque c'est que quinze (15) points c'était dimensionné correctement. Et, dans le fond, ce qu'on propose c'est d'utiliser la même grille pour ce qui est de ce projet-là.⁴⁰

Pourtant, les préoccupations fermes du gouvernement quant aux changements climatiques devraient se refléter dans la grille d'analyse. En effet, le gouvernement indique dans son Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, publié plus de 10 ans après l'approbation de la grille d'analyse que le Distributeur compte utiliser dans le cadre de son appel d'offres :

En 2020, le Québec aura fait preuve d'un véritable leadership et contribué à l'effort planétaire de lutte aux changements climatiques en réduisant ses émissions de GES de 20 % sous le niveau de 1990. Par ses actions, l'État québécois aura renforcé la résilience de la société québécoise face aux impacts des changements climatiques et poursuivi la transition vers une économie verte, prospère et durable.⁴¹

En outre, au cours des dernières années, le Québec a vécu de nombreuses mobilisations citoyennes contre la production ou le transport d'énergies fossiles⁴² qui pourraient rendre difficile la construction et l'exploitation d'une centrale polluante. UC propose donc, afin de minimiser les risques qu'un promoteur se voit refuser la construction de sa centrale par la communauté locale, que plus de points soient accordés au critère qui se rapproche le plus de l'acceptabilité sociale soit l'« indicateur à caractère social ». Cela est d'autant plus nécessaire que le Distributeur envisage que les centrales soient situées près des zones habitées.

Évidemment, ici, on parle de centrales qui ne... on ne s'attend pas à ce que ce soit des centrales qui sont loin des lignes existantes ou des centres de consommation.⁴³

Tout en conservant 60 points pour le critère monétaire, UC propose au Tableau 5 une grille d'analyse incluant une répartition différente des points entre les critères non monétaires. UC retranche 5 points au critère de « solidité financière » et les répartissant entre les critères « émission de gaz à effet de serre » et « indicateur à caractère social ». **UC recommande à la Régie de demander au Distributeur d'utiliser cette nouvelle grille d'analyse dans le cadre de ses appels d'offres en puissance.**

⁴⁰ A-0062, pages 204-205.

⁴¹ Gouvernement du Québec, Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, 2012, page 5.

⁴² Par exemple, la campagne de sensibilisation citoyenne Coule pas chez nous. <http://www.couplepascheznous.com/>

⁴³ A-0062, page 104.

Tableau 5
Grille d'analyse proposée par UC

Critère monétaire		
Prix de l'électricité		60
Critères non monétaires		40
Développement durable		20
Émission de gaz à effet de serre	7	
Caractère renouvelable de l'approvisionnement	4	
Émission d'oxyde d'azote	2	
Existence d'un système de gestion environnementale	1	
Indicateur à caractère social	6	
Solidité financière		5
Faisabilité du projet		5
Expérience pertinente		5
Flexibilité		5