Q U É B E C

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3905-2014

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE
DE L'AQCIE ET DU CIFQ

Le 1er août 2014, le Transporteur a déposé une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016. Le 8 août 2014, la Régie a rendu une décision procédurale convoquant une audience publique et établissant un calendrier pour le dossier tarifaire. En conformité avec cette décision, l'AQCIE et le CIFQ ont déposé une demande d'intervention indiquant leur intention de traiter des sujets suivants :

- la problématique de l'efficience du Transporteur;
- la rémunération des comptes d'écart;
- le report de la disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de pass-on;
- la prévision de la demande et des ventes;

- l'optimisation des outils d'approvisionnement à la disposition du Distributeur pour réduire le coût des approvisionnements.

Pour ce qui est de la problématique de l'efficience du Transporteur, l'AQCIE et le CIFQ indiquaient dans leur demande d'intervention leur intention de retenir les services d'un expert conjointement avec la FCEI pour examiner en profondeur la stratégie d'efficience et la détermination des indicateurs de performance. Lors du dépôt du budget de participation, l'AQCIE et le CIFQ avisaient la Régie qu'ils retiraient leur demande concernant le recours à un expert sur cette question, compte tenu du fait qu'elle allait être traitée dans le cadre du dossier sur l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur et le transporteur d'électricité (R-3897-2014). L'AQCIE et le CIFQ ont toutefois retenu les services de l'expert Laurence Booth relativement à la question de la rémunération des comptes d'écart.

Le 16 septembre 2014, la Régie rendait sa décision procédurale sur les enjeux, le cadre d'examen du dossier, les budgets de participation et la demande de confidentialité (D-2014-160). Dans cette décision, la Régie permet aux intervenants de traiter des enjeux soulevés dans leur demande d'intervention, incluant l'analyse des impacts de la stratégie d'approvisionnement sur le revenu requis de l'année témoin 2015.

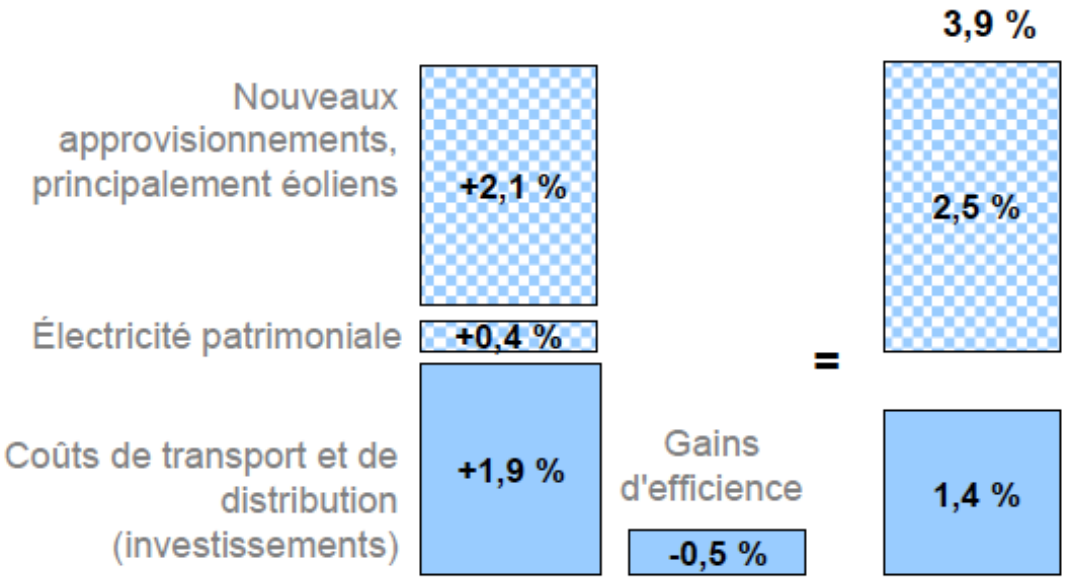
À l'exception de l'enjeu lié à la rémunération des comptes d'écart, qui sera traité par l'expert Laurence Booth dans un rapport d'expertise séparé, et de l'enjeu lié à l'efficience qui sera traité dans un dossier ultérieur, le présent document traitera des enjeux soulevés dans la demande d'intervention.

1. REPORT DE LA DISPOSITION DES SOLDES 2013-2014 DU COMPTE DE PASS-ON

L'AQCIE et le CIFQ sont grandement préoccupés par l'impact de hausses tarifaires importantes sur leurs membres. Compte tenu de la part importante qu'occupent les approvisionnements en électricité dans les coûts d'opération de leurs membres, l'AQCIE et le CIFQ supportent la demande du Distributeur de disposer, de façon ponctuelle, du solde inscrit au compte de pass-on sur 5 ans, à compter de 2016, plutôt que de le verser intégralement dans le coût de service de 2015. Comme il est indiqué à la figure 1 du document HQD-1, document 1[1] l'ajustement tarifaire demandé par le Distributeur est, grâce à cette mesure, de 3,9% pour l'ensemble des clients à l'exception des clients de grande puissance qui eux seraient sujets à une hausse tarifaire de 3,5%.

[1] Pièce B-0005, page 6.

Figure 1 :
Détail de l'ajustement tarifaire



En réponse à une demande de renseignement de la Régie, le Distributeur[2] indique que la hausse de 2,1% associée aux nouveaux approvisionnements représente 198,5 M$ dont 177 M$ pour la production éolienne. De façon globale, la hausse tarifaire de 3,9% est liée à une hausse du revenu requis de 406,2 M$.

Afin de bien saisir l'impact de la demande de report des frais du compte de pass-on pour la clientèle du Distributeur, il est important de comprendre la composition des montants impliqués. Le tableau 5 du document HQD-9, document 7[3] montre le détail du compte de pass-on qui fait l'objet de la demande de report du Distributeur.

[2] Pièce B-0070, réponse à la question 1.1, page 4.
[3] Pièce B-0037, page 11.

Tableau 5 :
Évolution du compte de *pass-on* (M$)

HORS BASE DE TARIFICATION	*Pass-on* 2011	*Pass-on* 2012	*Pass-on* 2013	*Pass-on* 2014	Total	Impact revenus requis
Solde au 31 décembre 2012	**6,1**	**4,2**			**10,4**	**19,4**
Opérations en 2013						
Versé aux revenus requis	(6,1)	(8,3)			(14,4)	14,4
Intérêts		(0,3)			(0,3)	
Écart de l'année			23,3		23,3	
Solde au 31 décembre 2013	**-**	**(4,3)**	**23,3**		**19,0**	**14,4**
Opérations en 2014						
Versé aux revenus requis		4,3	27,9		32,2	(32,2)
Intérêts			3,7		3,7	
Écart de l'année (estimation 4/8)				325,1	325,1	
Solde au 31 décembre 2014	**-**	**-**	**54,9**	**325,1**	**380,0**	**(32,2)**
Opérations en 2015						
Intérêts			3,9	23,2	27,1	
Solde au 31 décembre 2015	**-**	**-**	**58,8**	**348,3**	**407,1**	**-**

L'inclusion de la somme de 380M$ au revenu requis de l'année 2015 engendrerait une hausse tarifaire de 7,8%. Une telle augmentation causerait un choc tarifaire très important pour nos membres qui valorisent grandement la stabilité tarifaire. Un tel choc aurait des répercussions négatives sur la position concurrentielle de nos membres par rapport à leurs compétiteurs opérant dans d'autres juridictions.

Bien que l'AQCIE et le CIFQ supportent la demande du Distributeur de reporter l'inclusion du solde du compte de pass-on sur une période de 5 ans commençant en 2016, ils tiennent à s'assurer que le taux d'intérêt appliqué à ce solde soit équitable en fonction des coûts réels d'emprunt pour la période concernée. Cette question spécifique sera traitée dans le rapport d'expertise du professeur Booth.

Pour les raisons mentionnées ci-dessus, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'approuver la demande de report de disposer, de façon ponctuelle, du solde inscrit au compte de pass-on sur 5 ans, à compter de 2016, plutôt que de le verser intégralement dans le coût de service de 2015, et de fixer un mode de rémunération du compte qui soit équitable.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET DES VENTES

Un représentant de l'AQCIE et du CIFQ a participé à la séance d'information du 19 septembre 2014 sur la prévision des ventes 2014-2015. Lors de cette rencontre, les représentants du Distributeur ont présenté la méthodologie qu'ils utilisent.

L'AQCIE et le CIFQ sont satisfaits du fait que le Distributeur utilise maintenant une approche économétrique pour la prévision des ventes aux grandes entreprises. Cette approche est, selon nous, supérieure à la méthodologie précédente qui consistait principalement en un sondage fait auprès des clients industriels. Il lui reste néanmoins à faire ses preuves.

La prévision de la demande a une grande importance pour la détermination des approvisionnements. Une prévision erronée pourrait nuire considérablement à la clientèle, notamment à nos membres qui doivent assumer leur part du coût d'acquisition des produits en énergie et en puissance.

L'AQCIE et le CIFQ demandent à la Régie d'exiger, pour les prochains dossiers tarifaires, un suivi de la performance du modèle de prévision des ventes. Ce suivi devrait se faire pour chacun des secteurs des ventes du Distributeur.

3. OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

Afin d'évaluer l'impact potentiel de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur sur le revenu requis de l'année témoin 2015, il nous paraît opportun de faire un suivi des activités d'approvisionnement de l'hiver dernier. Nous comprenons la situation climatique particulière de l'hiver dernier, mais l'analyse de ces données offre un bon aperçu des contraintes d'approvisionnement en situation d'hiver extrême. À cet égard, en réponse à une question de la Régie[4], le Distributeur a fourni un tableau sur les achats de court terme faits en 2014 sur une base mensuelle. Afin de faciliter la compréhension de l'information fournie, nous avons refait le tableau fourni en réponse en y ajoutant les volumes horaires moyens des achats d'électricité de court terme :

[4] Pièce B-0081, réponse à la question 13.2, page 33.

Tableau 1

Achats de court terme en 2014			
mois	Volume d'énergie (TWh)	Volume d'énergie horaire moyen (MWh)	Prix de l'énergie ($/MWh)
Janvier	0,9	1210	256,1
Février	0,6	893	162,9
Mars	0,8	1075	161,6
Avril	0	0	52,4
Mai	0	0	0
Juin	0	0	38,8
Juillet	0	0	0
Août	0	0	42,7
Septembre	0	0	0
Octobre	0	0	38,5
Novembre	0,1	139	46,6
Décembre	0,3	403	57,5

Source: Pièce B-0081, Tableau R.13.2-1, page 33

Comme on peut le constater à la lecture des données pour l'année 2014, le Distributeur compte avoir recours à 2,7 TWh d'achat sur le marché de court terme pour l'année 2014. Sur une base horaire, le Distributeur a eu recours au marché de court terme à raison de plus de 1000 MW en moyenne à chaque heure pour les 3 premier mois de l'année à un prix moyen de 193,53 $ par MWh. Le coût annuel pour l'achat d'électricité prévu pour l'année 2014 est de 480 M$. Cette courte analyse des activités d'achat sur le marché de court terme montre l'impact que peuvent avoir les décisions du Distributeur dans sa planification des approvisionnements.

Utilisation des conventions d'énergie différée

Nous comprenons très bien que l'hiver dernier a été particulièrement rigoureux. Toutefois, une approche plus prudente aurait certainement pu atténuer l'impact monétaire des achats d'énergie sur le marché de court terme. En effet, le recours à des rappels d'énergie dans le cadre des ententes d'énergie différée pour les mois d'hiver aurait eu pour effet de réduire les coûts de façon importante. À titre d'exemple, le rappel d'un bloc de 200 MW pour les mois de janvier, février et

mars 2014, à un coût de 57 $/MWh, incluant le prix de la puissance, aurait réduit le montant d'approvisionnement de 58 M$ uniquement pour l'énergie. À cela, il faut ajouter que le distributeur n'aurait pas eu à se procurer l'équivalent de 200 MW de puissance pour la même période, ce qui aurait réduit la facture de puissance d'approximativement 3 M$ en utilisant le prix moyen payé par le Distributeur pour la puissance du marché de court terme aux mois de janvier et février 2014[5]. Cet exercice démontre qu'une approche prudente aurait pu réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur de façon significative, et ce, sans engendrer de risques importants pour lui. En effet, le seul risque associé au rappel d'énergie a trait à l'énergie patrimoniale inutilisée. Le risque réside dans l'achat d'électricité au prix établi dans la convention d'énergie différée, soit 57$ par MWh pour le contrat de base, au lieu du prix de l'énergie patrimoniale à 28,3$ du MWh. En prenant l'exemple extrême d'un hiver chaud, la stratégie engendrerait un coût maximal de 12,3 M$[6] moins les coûts évités de 3 M$ pour l'achat de puissance, soit 9,3 M$. Le tableau 2 ci-dessous, montre une analyse économique selon différents scénarios de rappels d'énergie en utilisant les données de l'hiver 2013-2014.

Tableau 2

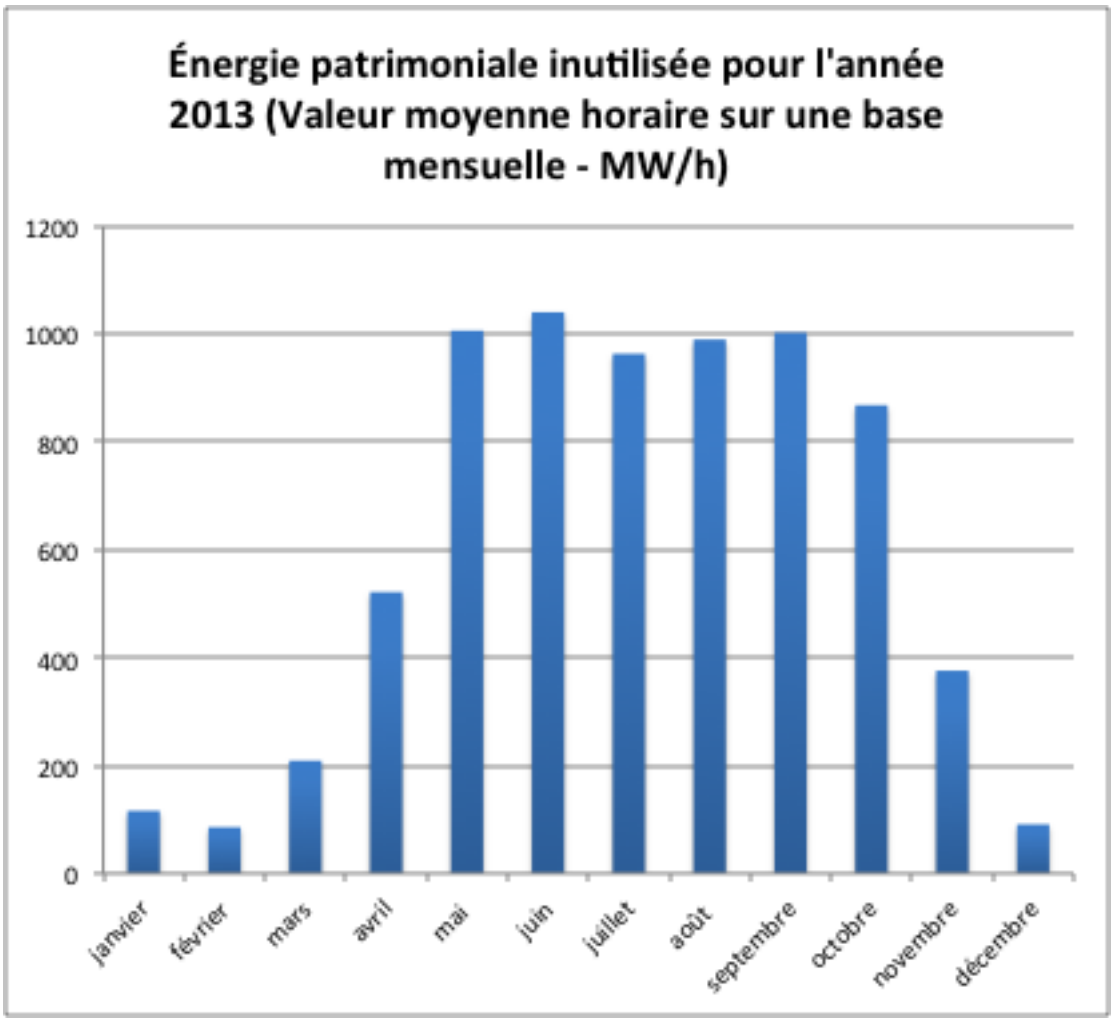
Impact économique de différents scénarios de rappel d'énergie pour les mois janvier, février et mars 2014		
	Hiver Froid (hiver 2013-2014)	**Hiver chaud**
Volume d'énergie requis sur le marché de court terme (TWh)	2,7	0
Coût évité (100 MW de rappel) (M $)	30,5	-4,7
Coût évité (200 MW de rappel) (M $)	61	-9,3
Coût évité (400 MW de rappel) (M $)	122	-18,6

On note une asymétrie des coûts évités entre le scénario d'un hiver froid et celui d'un hiver chaud. En effet, l'espérance de gain en cas d'hiver froid est six fois plus élevée que le risque de perte en situation d'hiver chaud. Cette analyse est basée sur les coûts de l'énergie de l'hiver dernier. L'espérance de gain de la stratégie consistant à rappeler de l'énergie pourrait être encore plus élevée dans un contexte où les prix de l'énergie du marché de court terme seraient plus élevés.

[5] Pièce B-0081, Tableau R-13.2-2, page 34.
[6] 12,3 M$ = nombre d'heures (2136) x 200 MW x (57$ - 28,3$).

De façon générale, nous pouvons assumer que le surplus énergétique du Distributeur qui se matérialise en énergie patrimoniale inutilisée ne se produit généralement pas durant les mois d'hiver. Une analyse des données horaires du suivi de l'entente cadre pour l'année 2013 confirme cette hypothèse tel qu'il appert du graphique 1 ci-dessous).

Graphique 1



Il est donc approprié de rappeler de l'énergie durant les mois d'hiver.

En ce qui concerne l'hiver 2014-2015, la valeur des contrats à terme en Nouvelle-Angleterre , marché de référence pour le Québec, montre que les marchés anticipent des prix de l'électricité élevés, tel qu'il appert du tableau 3.

Tableau 3

Prix des contrats à terme pour la période de pointe du ISO New England Mass Hub en date du 5 novembre 2014 ($/MWh)	
Novembre 2014	58,99
Décembre 2014	138
Janvier 2015	191,5
Février 2015	183,35
Mars 2015	105,5
Avril 2015	54,75

source: www.cmegroup.com

Donc, même en anticipant un hiver normal, nous croyons que le Distributeur devrait rappeler de l'énergie pour les mois de l'hiver 2014-2015 car les prix du marché de court terme seront fort probablement élevés.

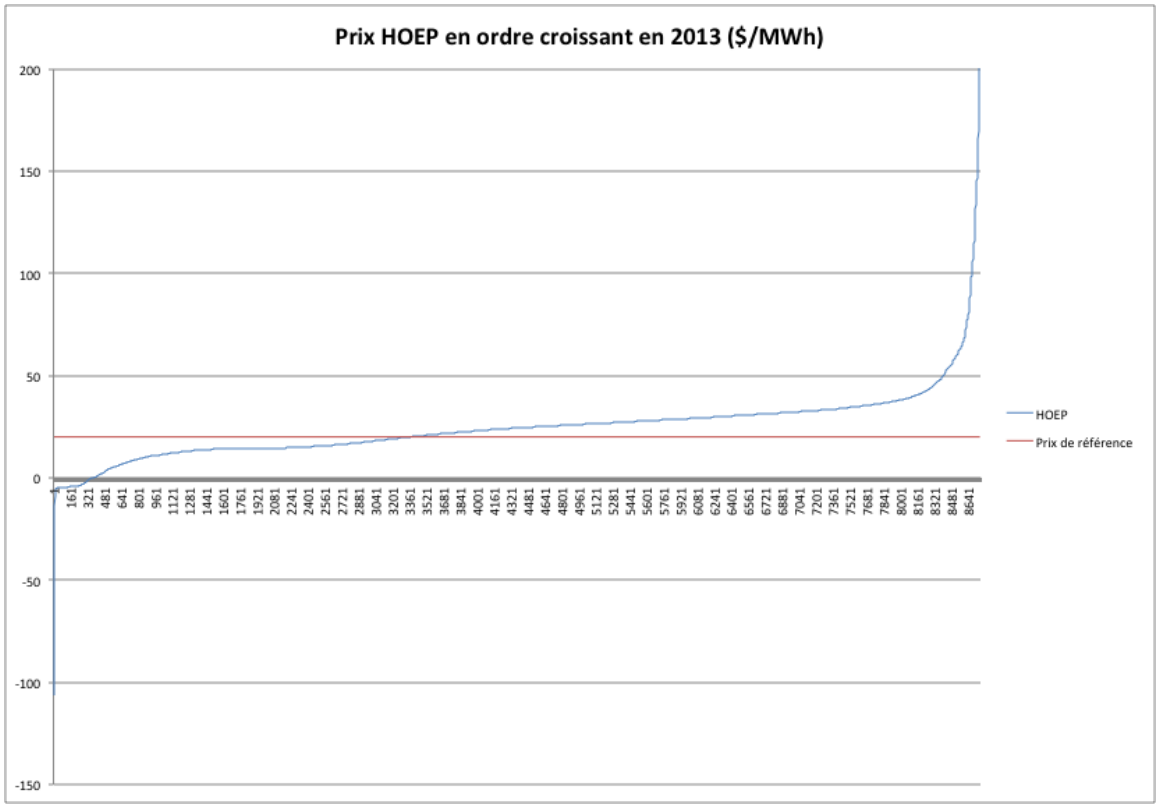
En acceptant l'hypothèse que les achats sur le marché secondaire seraient à un niveau équivalant à 50 % de ceux de l'hiver dernier, l'AQCIE et le CIFQ recommandent de rappeler 400 MW d'énergie pour l'ensemble des mois de l'hiver. Tel qu'exprimé ci-dessus, l'espérance de gain de cette stratégie est nettement supérieure au risque de perte dans le cas d'un hiver anormalement chaud.

Échange d'énergie sur les réseaux voisins

L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que le Distributeur devrait utiliser l'ensemble des outils à sa disposition pour maximiser la gestion de ses approvisionnements et qu'il devrait utiliser les échanges avec les réseaux voisins pour optimiser son portefeuille d'approvisionnement. Le Distributeur a le devoir de tenter de faire des échanges avec les réseaux voisins afin de vendre ou d'acheter différents produits énergétiques qu'il possède ou qu'il consomme et ce afin de réduire le coût global de l'approvisionnement de sa clientèle. En plus de profiter des possibilités d'affaires en ce qui a trait aux ventes de surplus énergétiques, nous sommes d'avis que le Distributeur pourrait aussi se procurer de l'énergie sur les réseaux voisins. En effet, le Distributeur n'a pas à prendre livraison de l'électricité patrimoniale dont il n'a pas besoin, et ce, sans pénalité. Il serait donc dans l'intérêt de sa clientèle que le Distributeur acquière de l'énergie à des prix inférieurs à celui de l'électricité patrimoniale de 28,4$ par MWh. Cette opération aurait comme incidence de réduire le coût global d'approvisionnement au bénéfice de la clientèle. Afin de bien comprendre l'ampleur des occasions d'affaires qui s'offrent au Distributeur, nous avons mis sous forme graphique la distribution des prix de l'énergie en Ontario (Hourly Ontario Energy Price (HOEP)) durant l'année 2013 ainsi qu'un prix de référence que nous avons établi à 20$ par MWh afin de tenir compte des frais de sortie de 5$du « Independent

Electric System Operator (IESO) » Avec un prix d'achat de 20$ du MWh, le Distributeur pourrait ainsi avoir accès à un MWh au prix de 25$ livré au point HQT au lieu des 28,4$ du MWh pour l'électricité patrimoniale. (Voir le graphique 2 ci-dessous).

Graphique 2



Comme on peut le constater sur le graphique 2, pour plus de 38 % des heures de l'année 2013 les prix ont été inférieurs à 20$ du MWh. En moyenne, les prix inférieurs à 20$ du MWh étaient de 11,45 $ du MWh.

La tendance baissière observée en 2013 s'est poursuivie et s'est même amplifiée en 2014. En effet, malgré l'hiver rigoureux que nous venons de connaître, les prix du HOEP entre le 1er janvier 2014 et le 3 novembre 2014 ont été à un niveau inférieur à 20$ du MWh pendant 53% des heures. La valeur moyenne des prix inférieurs à 20$ était de 9$ du MWh. Ces statistiques démontrent la présence d'une rente économique dont les clients du Distributeur sont en droit de bénéficier. C'est pourquoi nous suggérons au Distributeur d'être proactif afin de capter pour le bénéfice de ses clients la différence de prix entre le prix de l'électricité patrimoniale et celui du HOEP.

En acceptant l'hypothèse conservatrice selon laquelle le Distributeur aurait été capable d'acheter 500 MW par heure pour 50 % des heures inférieures à 20$ en

2013, il aurait fait une économie de 10 M$ pour cette année-là. Ces mesures sont conservatrices puisqu'elles ne tiennent pas compte de l'optimisation qui pourrait être faite pour maximiser les gains de tels échanges, comme acheter des quantités plus importantes d'énergie quand les prix sont à des niveaux plus bas ou même à des valeurs négatives. De plus, le Distributeur pourrait aussi profiter des prix bas sur les autres marchés comme celui du NYISO.

Le Distributeur n'a pas nécessairement besoin de gérer lui-même ces transactions. Il pourrait sous-contracter ces opérations de marché avec une tierce partie qui pourrait être sélectionnée par un processus d'appel d'offres.

Finalement, il est important pour la Régie de comprendre que la stratégie qui consiste à se procurer de l'énergie sur les réseaux voisins à moindre coût est sans risque pour le Distributeur. En effet, comme il est mentionné ci-dessus, le régime de l'électricité patrimoniale n'impose aucune exigence de consommation minimale. Dans ce contexte, l'achat d'électricité à des prix inférieurs au prix de l'électricité patrimoniale ne constitue pas une activité d'arbitrage comportant un risque pour la clientèle du Distributeur.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent donc à la Régie d'inciter le Distributeur à acheter de l'énergie sur les réseaux voisins quand son prix une fois livré au Québec est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale.

<u>Encadrement réglementaire des activités d'approvisionnement du Distributeur</u>

En réponse aux questions de l'AQCIE/CIFQ[7] concernant des offres de vente faites par ÉBM qui auraient été avantageuses pour sa clientèle, le Distributeur indique ce qui suit :

> *« Le Distributeur rappelle qu'il ne procède à des achats de court terme que lorsqu'il a des besoins postpatrimoniaux à combler. La mission du Distributeur consiste à assurer un approvisionnement fiable en électricité pour le marché québécois, ce qui exclut toutes transactions d'arbitrage sur les marchés.*
>
> *Ainsi, les activités du Distributeur ne sont pas guidées par les mêmes objectifs que ceux du Producteur, lequel a pour mission de valoriser sa production d'électricité sur les marchés de gros. En conséquence, les deux divisions ne sont pas en compétition en ce qui a trait aux transactions sur les marchés. »*

La proposition de l'AQCIE et du CIFQ n'a pas trait à une problématique d'arbitrage, non plus qu'aux rapports entre le Distributeur et le Producteur. Elle se rapporte uniquement à l'obligation qu'a le Distributeur de s'approvisionner au

[7] Pièce B-0088, réponses aux questions 7,1 à 7,8, pages 10 à 12.

meilleur coût possible au bénéfice de sa clientèle, ce qui dans le cas des offres considérées ici ne comporte aucun risque.

La Régie vient de rendre des décisions dans lesquelles elle se déclare liée par les politiques gouvernementales obligeant le Distributeur à acquérir de l'énergie coûteuse au lieu de l'électricité patrimoniale à meilleur marché, les consommateurs ne bénéficiant pas d'un droit à l'acquisition préférentielle de l'électricité patrimoniale. Elle n'a toutefois pas décidé que le Distributeur est obligé d'acquérir l'électricité patrimoniale lorsque son coût est plus élevé que celui de l'électricité disponible sur les marchés. Une telle conception serait à notre avis injustifiable au regard de la loi, notamment au regard de l'obligation qu'a le Distributeur de s'approvisionner au meilleur coût au bénéfice de sa clientèle et non pas au coût le plus élevé au bénéfice du Producteur.

4. SOMMAIRE DE NOS RECOMMANDATIONS

Report de la disposition des soldes 2013-2014 du compte de pass-on

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'approuver la demande du Distributeur en s'assurant toutefois d'une rémunération équitable du compte.

Prévision de la demande et des ventes

L'AQCIE et le CIFQ demandent à la Régie d'exiger, pour les prochains dossiers tarifaires, un suivi de la performance du modèle de prévision de ventes. Ce suivi devrait se faire pour chacun des secteurs des ventes du Distributeur.

Optimisation des outils d'approvisionnement

- Recommandation de rappeler 400 MW d'énergie pour l'ensemble des mois de l'hiver 2014-2015. Tel que discuté ci-dessus, l'espérance de gain de cette stratégie est nettement supérieure au risque de perte.

- L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'inciter le Distributeur à acheter de l'énergie sur les réseaux voisins quand son prix une fois livré au Québec est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale.

- L'AQCIE et le CIFQ demandent à la Régie d'établir les balises qui déterminent le champ d'action du Distributeur pour s'assurer que les clients ont accès à l'électricité qui leur est fournie par le Distributeur au meilleur coût possible.