



**OPINION SUR L'ANALYSE ÉCONOMIQUE RÉALISÉE PAR HQD  
LORS SA DEMANDE AMENDÉE D'APPROBATION DE SON PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT (R-3648-2007 – PHASE I)**

**RAPPORT D'EXPERT**

**Philippe Grégoire, Ph.D.**  
**Professeur adjoint de finance,**  
**Faculté des Sciences de l'Administration de l'Université Laval**  
**et**  
**Affilié universitaire, Groupe d'analyse, Ltée**

**Avril 2008**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>L'auteur</b>	3
<b>1. Mandat</b>	4
<b>2. Revue de l'analyse économique d'HQD</b>	5
2.1 Imprécision des surplus estimés	5
2.2 Prix de revente de l'électricité	7
2.3 Omission de l'année 2012 dans l'analyse	9
<b>3. Conclusion</b>	12

## L'AUTEUR

**Philippe Grégoire, professeur adjoint de finance, Faculté des Sciences de l'Administration de l'Université Laval; Ph.D. en Économie, Université Western Ontario; M.A. et B.A. en Sciences Économiques, Université Laval; CFA.**

M. Grégoire est spécialisé dans toute une gamme de domaines en finance. La qualité de ses compétences analytiques se remarque particulièrement dans les domaines des produits dérivés, de la gestion des institutions de dépôts et de la gestion de portefeuille; matières qu'il enseigne à l'Université Laval. Une large part de ses enseignements est notamment consacrée à la gestion des risques financiers. Ses recherches portent entre autres sur la divulgation d'information privilégiée par les courtiers informés afin d'attirer les courtiers non informés désirant réduire le risque de leur portefeuille. Il a publié plusieurs articles dans des revues de premier plan telles que *International Journal of Theoretical and Applied Finance* et *International Review of Economics and Finance*. En outre, M. Grégoire est détenteur de la charte CFA.

Un curriculum vitae au long de M. Grégoire a été déposé lors du présent dossier.

## 1. MANDAT

À tous les trois ans, Hydro-Québec Distribution (HQD) présente devant la Régie de l'énergie son Plan d'approvisionnement. Déposé cette année dans le cadre de l'audience R-3648-2007, ce plan consiste à exposer les sources d'approvisionnement auxquelles HQD prévoit recourir sur un horizon de dix ans afin de satisfaire les besoins du marché québécois. En outre, HQD inclut cette année à son plan une brève section discutant de la gestion des risques. Nous avons éventuellement appris, en réponse à nos questions qu'HQD préparait une politique de gestion des risques.

Le 25 mars 2008, le Distributeur a amendé sa demande d'approbation du Plan, requérant l'approbation de deux conventions conclues avec Hydro-Québec dans ces activités de production d'électricité. Ces conventions visent à modifier deux contrats d'approvisionnement en électricité : l'un pour des livraisons en base de 350 MW et l'autre pour des livraisons cyclables de 250 MW. Selon HQD, ces modifications améliorent considérablement la flexibilité du Distributeur tout en réduisant les coûts aux consommateurs par rapport à tout autre moyen, et permettront de réduire substantiellement les surplus énergétiques qui se présenteront au fil des ans, tout en préservant l'accès à une source d'approvisionnement économique (HQD-1, Document 5, page 5, lignes 9-16). Dans le cadre de cette demande amendée, HQD a déposé une analyse économique de deux scénarios :

- **Scénario sans Ententes** : revente sur les marchés de court terme de 2008 à 2011 et achats d'électricité à long terme dès 2013 ;
- **Scénario avec Ententes** : différer la livraison de certaines quantités d'énergie prévues aux contrats de 2008 à 2011 à la période 2013 à 2017 en payant au moment du retour selon les prix prévus aux contrats pour les années correspondantes.

Dans ce contexte, la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) nous a demandé de passer en revue cette analyse, notamment en considérant les liens qu'elle pourrait avoir avec la gestion des risques d'approvisionnements post-patrimoniaux.

## 2. REVUE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE D'HQD

Ce rapport discute des résultats obtenus dans l'analyse économique présentée dans le document « Demande d'approbation des conventions relatives aux modifications apportées aux contrats d'approvisionnement en électricité en base et cyclable entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production » (HQD-1, Document 5, 2008-03-25).

Cette analyse économique en question suggère que le report d'achat d'énergie par HQD auprès d'HQP (**scénario 2**) est plus profitable à que la revente immédiate des surplus sur les marchés (**scénario 1**). Cette conclusion repose sur une différence observée de 176 millions de \$ en coûts actualisés entre les deux scénarios. Or, ce résultat repose sur une analyse basée sur des valeurs estimées non significatives, en plus d'utiliser des prix ponctuels de l'électricité comme valeurs espérées de prix de revente dans le futur. Ces deux failles majeures fragilisent cette analyse au point de la rendre peu fiable, voire carrément incorrecte.

### 2.1 Imprécision des surplus estimés

Tout d'abord, il est intéressant de constater la différence entre les approvisionnements additionnels estimés le 25 mars 2008 et ceux qui avaient été estimés auparavant, soit en date du 1<sup>er</sup> novembre 2007 (Tableau 1). On y constate des écarts de plus de 100% entre les nouvelles données et les valeurs précédemment estimées. Pour l'année 2013, par exemple, HQD prévoyait un surplus de 0,5 TWh en date du premier novembre 2007. Suite à de nouvelles ententes avec Alcoa et autre considérations, l'année 2013 laisse maintenant entrevoir un manque à gagner de 1,2 TWh.

<b>Tableau 1. Besoins en Énergie (TWh), Approvisionnements additionnels requis (surplus)</b>										
<b>Date d'estimations</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
1er novembre 2007 <sup>1</sup> [A]	-5.6	-2.9	-0.4	-0.2	0.2	-0.5	-0.3	-0.1	0.9	2
25 mars 2008 <sup>2</sup> [B]	-2.8	-0.7	-3.0	-2.8	-0.4	1.2	1.7	2.4	3.6	4.7
Écart entre les estimations [B]-[A]	2.8	2.2	-2.6	-2.6	-0.6	1.7	2.0	2.5	2.7	2.7

Bien que ces variations s'expliquent par les changements prévus aux approvisionnements et décrits dans la demande amendée d'HQD, elles demeurent importantes. Cela démontre bien la sensibilité de telles prévisions et ainsi l'importance de tenir compte de la variabilité des valeurs estimées dans le cadre d'un tel exercice. En statistiques, une variable est dite non significativement différente de zéro lorsqu'elle oscille aisément entre valeurs positives et négatives, tout dépendant de l'échantillon étudié. Ceci semble être le cas des analyses d'HQD de 2012 à 2015, c'est-à-dire *les surplus et manques à gagner anticipés pour ces années sont des variables aléatoires non significativement différentes de zéro* (Figure 1).

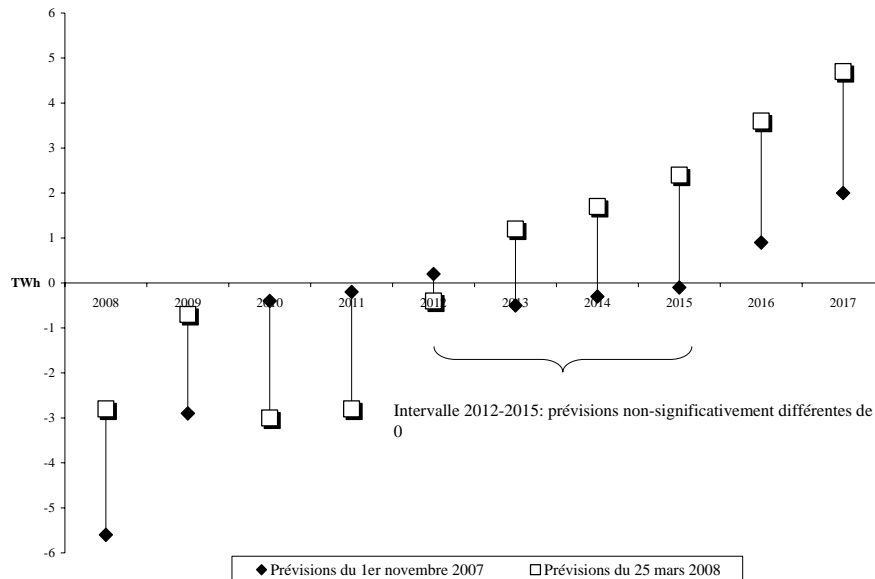
Dans les marchés financiers, un spéculateur se définit comme un participant prenant une position en sens unique sans se prémunir contre les fluctuations adverses des titres transigés. Ainsi, un

<sup>1</sup> Source: Tableau 5.1 (HQD-1, Document 1, Original: 2007-11-01, Page 36 de 60) (voir annexe 1)

<sup>2</sup> Source: Tableau 1 (HQD-1, Document 5, Original: 2008-03-25, Page 9 de 21) (voir annexe 1)

spéculateur prend des risques sur la direction d'un titre relativement à un seuil de référence. La contrepartie d'un spéculateur est ordinairement un participant désirant se protéger contre la variabilité d'un titre dont la valeur affecte le profit. HQD, en basant ses actions sur les surplus présentés plus haut, prend une gageure sur des quantités futures hautement incertaines et se trouve ainsi à spéculer. Une gestion saine dans un tel exercice consisterait plutôt à gérer les risques reliés à ces estimations.

**Figure 1. Intervalles des surplus et des manques à gagner prévus par HQD pour 2008-2017 (prévisions du 7 novembre 2007 vs 25 mars 2008)**



*Note : Chaque barre représente l'intervalle compris entre la prévision de novembre 2007 et celle de mars 2008. Il est donc possible de présenter tous ces « couples » de données comme étant les valeurs minimales et maximales d'un intervalle à l'intérieur duquel la « vraie » valeur devrait se situer.*

Il est difficile de voir comment HQD peut tirer des conclusions obtenues à l'aide de ces données. En effet, si ces données peuvent changer autant en quatre mois, incluant plusieurs intervalles chevauchant l'axe horizontal à 0, est-ce dire que ces données n'ont aucune valeur puisque, dans six mois à peine, il faudra tout recalculer? Comment HQD peut-il négocier des ententes d'achat à long terme avec des fournisseurs sur la base des valeurs estimées aussi peu fiables? Ce faisant, HQD se donne une couverture contre les fluctuations des prix du marché en se basant sur des valeurs ayant une valeur espérée de zéro. Ce genre de manœuvre s'apparente plus à de la spéculation que de la réduction de risque. Plutôt que de s'engager sur la base de valeurs ayant aussi peu de signification, HQD devrait plutôt appliquer une gestion de risque plus sophistiquée aux surplus et manques à gagner estimés.

À ce sujet, la réponse d'HQD à notre question 2.2 (HQD-4, Document 5, p. 4), « *Est-il possible d'avoir plus d'une décimale après la virgule (quatre décimales seraient appréciées) pour les valeurs apparaissant dans le Tableau 2?* » est éloquente : « *Le distributeur rappelle qu'un exercice de planification ne s'apparente pas à un processus comptable, et que les données*

présentées permettent déjà d'apprécier les enjeux économiques et énergétiques associés aux Ententes. De plus, ces données sont projetées sur un horizon de dix ans et leur précision est bien en deçà des quatre décimales demandées. » D'après les révisions récentes des surplus, il semble que les chiffres se trouvant avant la virgule soient, eux aussi, incertains. Ce commentaire renforce notre point de vue selon lequel HQD devrait se concentrer davantage sur la variabilité des projections.

## 2.2 Prix de revente de l'électricité

Dans son analyse économique, HQD prévoit les prix d'électricité apparaissant dans le Tableau 2<sup>3</sup> et anticipe les prix d'achat à long terme (Tableau 3). Pour obtenir les mêmes prix d'achat à long terme que ceux estimés par HQD, nous devons faire l'hypothèse que les prix de référence ainsi que les coûts de transport croissent à un taux de 2,25%, taux correspondant à l'inflation anticipée. Cette hypothèse est raisonnable. Cependant, HQD prévoit un prix de revente décroissant de 2009 à 2011. Cette hypothèse est étonnante : en effet, comment HQD peut-il signer des ententes à long terme basées sur des prix croissants alors qu'il anticipe une diminution des prix du marché?

	2008	2009	2010	2011
Prix NY zone M (\$/MWh)	66.46	69.30	68.44	67.92
Pertes réseau HQT (5.2%)	3.46	3.60	3.56	3.53
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00
<b>Prix moyen de revente</b>	<b>57.09</b>	<b>59.79</b>	<b>58.97</b>	<b>58.48</b>

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fourniture	65.00	66.46	67.96	69.49	71.05	72.65	74.28	75.96	77.66	79.41
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
<b>Total</b>	<b>83.00</b>	<b>84.87</b>	<b>86.78</b>	<b>88.73</b>	<b>90.73</b>	<b>92.77</b>	<b>94.85</b>	<b>96.99</b>	<b>99.17</b>	<b>101.40</b>

Taux de croissance annuel du prix d'achat: 2.25%

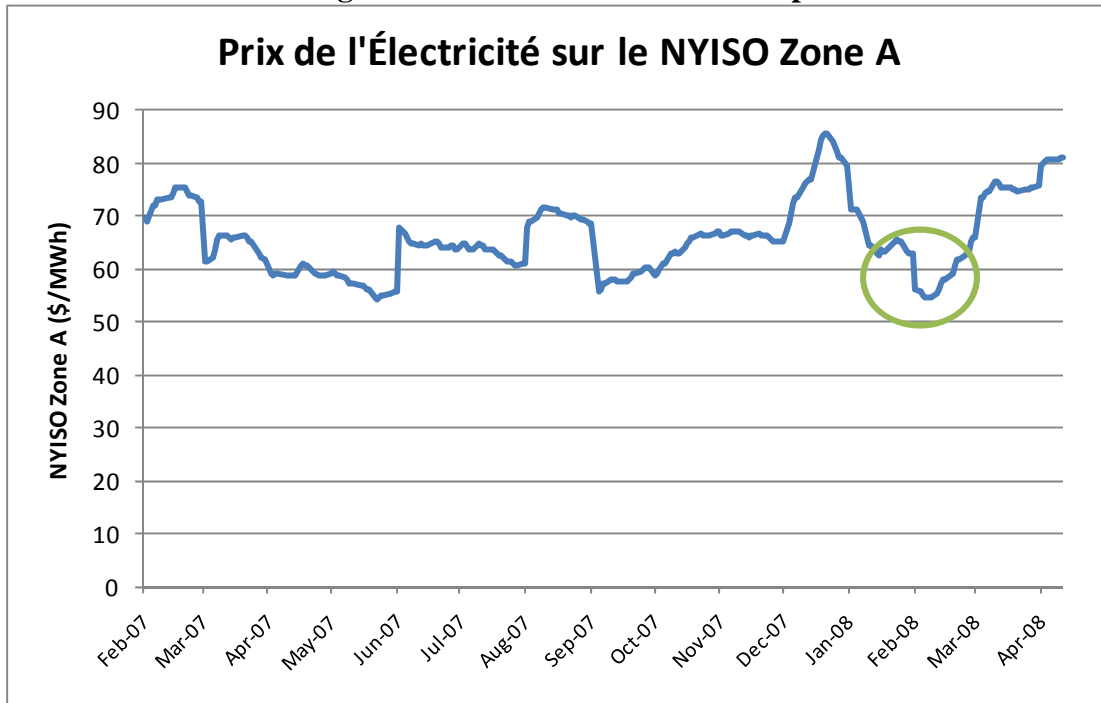
De plus, les prix du Tableau 2 sont estimés à partir des valeurs des contrats à terme du marché NYISO du 1 janvier 2008 au 29 février 2008. Ainsi, HQD utilise des données étalées sur **deux mois** afin de faire des prédictions sur **dix ans**. Cette technique de calcul est pour le moins surprenante. Par exemple, durant la même période, le rendement quotidien moyen de l'indice TSX 300 (indice de la bourse de Toronto) a été de -0,03%. Ainsi, si nous utilisions ces données afin de prédire les rendements boursiers au cours des 10 prochaines années, nous prédirions un rendement annuel moyen de 252 jours ouvrables  $\times (-0,03\%) = -8,07\%$  de l'indice TSX 300 au cours des 10 prochaines années. Un planificateur financier analysant les marchés de la sorte

<sup>3</sup> Les pertes de réseau ne sont pas les mêmes que celles décrites par HQD car celles-ci correspondent exactement à 5,2% du prix de vente

suggérerait à quiconque d'enfouir ses épargnes sous son matelas plutôt que de l'investir, car 1 000 \$ placés aujourd'hui à la bourse de Toronto vaudrait  $1000 \times 0,9192^{10} = 431\$$  dans dix ans.

La figure 2 montre le prix de l'électricité sur le marché NYISO, Zone A, de février 2007 à avril 2008 et la région encadrée montre l'ensemble de prix qu'HQD a utilisés afin de faire ses prévisions sur les prix de l'électricité durant les dix prochaines années. Ainsi, l'intervalle de temps utilisé par HQD correspond aux prix les plus faibles enregistrés depuis avril 2007.

**Figure 2. NYISO Zone A OTC Swap**



En utilisant les données de la Figure 2, nous calculons un prix moyen de 62,36\$/MWh du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 29 février 2008. Les prix utilisés par HQD semblent ajouter une prime de 4,20\$/MWh aux prix de la Zone A. Si, plutôt que d'utiliser seulement les mois de janvier et de février 2008, HQD avait utilisé le prix moyen au cours des six mois se terminant à la fin de février 2008, le prix de revente de départ aurait été de  $65,34 + 4,20 = 69,54\$/MWh$ . En utilisant le prix moyen sur un période d'un an, le prix de départ aurait été de  $64,24 + 4,20 = 68,44\$/MWh$ . De plus, afin d'être cohérent avec l'évolution des prix d'achat de long terme, le prix de revente devrait être augmenté de 2,25% par année. Jumelée avec des estimations plus réalistes du prix actuel de l'électricité, cette hypothèse donne les prix apparaissant dans le Tableau 4.

<b>Tableau 4. Prix de revente sur le marché NYISO, zone M</b>				
<b>Prix courant: 69,54\$/MWh</b>				
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Prix NY zone M (\$/MWh)	69.54	71.10	72.70	74.34
Pertes reseau HQT (5.2%)	3.62	3.70	3.78	3.87
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00
<b>Prix moyen de revente</b>	<b>60.01</b>	<b>61.50</b>	<b>63.01</b>	<b>64.56</b>
<b>Prix courant: 68,44\$/MWh</b>				
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Prix NY zone M (\$/MWh)	68.44	69.98	71.55	73.16
Pertes reseau HQT (5.2%)	3.56	3.64	3.72	3.80
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00
<b>Prix moyen de revente</b>	<b>58.97</b>	<b>60.43</b>	<b>61.92</b>	<b>63.45</b>

### 2.3 Omission de l'année 2012 dans l'analyse

Un autre élément à soulever est l'omission de l'année 2012 dans les calculs. Aucune explication n'est donnée à ce sujet, ce qui laisse planer un doute quant à la rigueur de l'analyse présentée. En omettant l'année 2012, HQD prévoit un avantage actualisé de 176 millions en faveur du scénario avec ententes versus le scénario sans entente, comme on peut le voir sur le Tableau 2.1 en annexe. En incluant l'année 2012 dans les calculs ainsi que les hypothèses de projection d'HQD, nous obtenons plutôt un avantage actualisé de 183 millions en faveur du scénario avec ententes, comme on peut le voir sur le Tableau 2.2 en annexe. Si par contre, nous laissons croître le prix de revente sur le marché NYISO estimé par HQD, soit 66,46\$/MWh, au taux de 2,25% par année, alors nous obtenons un avantage actualisé de 174 millions (Tableau 2.3).

Dans ce qui suit, nous comparons les scénarios avec et sans ententes en modifiant les hypothèses reliées aux variables suivantes :

- Prix de revente sur les marchés.** Dans la situation actuelle, HQD possède un option, i.e. elle a le droit, et non l'obligation, de se procurer de l'électricité à un prix d'environ 53\$/MWh (le prix d'exercice) pour la revendre au prix du marché. En général, un détenteur d'option rationnel exercera celle-ci lorsqu'elle rapportera le plus, de manière à maximiser son profit. Maximiser un profit ne correspond pas à de la spéculation mais plutôt à de la bonne gestion. En comparant son prix d'exercice au prix moyen du marché, HQD précise qu'il prévoit exercer son option sans égard à la valeur actuelle de l'électricité sur les marchés. En cherchant à optimiser ce que l'option peut rapporter, HQD exercera son option lorsque les prix seront élevés. Ainsi, la valeur de référence du prix de revente de l'électricité sur les marchés ne devrait pas être le prix moyen mais plutôt le prix moyen étant donné que celui-ci se situe au-dessus d'un certain seuil. Du premier mars 2007 au premier mars 2008, le prix moyen de l'électricité sur le marché NYISO, Zone A, a été de 64,23\$/MWh. Durant cette période (251 jours ouvrables), le prix de l'électricité a dépassé 70\$/MWh 32 fois. Le prix moyen de l'électricité les jours où elle dépassait 70\$/MWh a été de 75,79\$/MWh. En rajoutant la prime de 4,20\$/MWh pour la zone M, cela donne un prix de revente accessible de 80\$/MWh.

- **Prix d'achat à long terme.** HQD base son analyse sur un prix d'achat à long terme correspondant à l'appel d'offre pour le bloc éolien. Est-ce le bon prix de comparaison? La discussion porte sur la gestion des surplus et non sur le développement durable. Le prix d'achat à long terme devrait plutôt correspondre à ce qu'HQD est en mesure de négocier pour des achats de long terme. Dans le scénario 4, à titre illustratif, nous utiliserons un prix d'achat de 60\$/MWh, comparativement à un prix fixe de revente de 80\$/MWh.
- **Évolution des prix de l'électricité à long terme.** Les prix de l'électricité sont-ils appelés à augmenter indéfiniment? Les prix de l'électricité sont basés sur les coûts de leurs facteurs de production, en particulier les prix du gaz naturel. En regardant les données publiées par le New York Mercantile Exchange (NYMEX) sur les prix à terme du gaz naturel, on voit que non seulement ceux-ci n'augmentent pas de manière progressive mais ils tendent à diminuer avec la date d'échéance. En d'autres mots, les prix des commodités énergétiques sont présentement élevés mais peuvent baisser à tout moment comme cela s'est produit par le passé. HQD devrait donc profiter des prix présentement élevés pour exercer son option. De plus, en adoptant un comportement d'investisseur prudent, HQD peut couvrir son exposition au prix futur de l'électricité à l'aide de produits dérivés du gaz naturel. Comme démonstration, nous analyserons un scénario où les prix de l'électricité restent constants. Puisqu'actualiser des valeurs nominales à l'aide de taux nominaux est équivalent à actualiser des valeurs réelles à l'aide de taux réels, il n'est pas nécessaire de tenir compte de l'inflation pour les fins de la comparaison actuelle. Il est aussi important de noter qu'une telle hypothèse implique que la croissance de 2% par année des prix d'achat auprès d'HQP représentent alors un coût important.

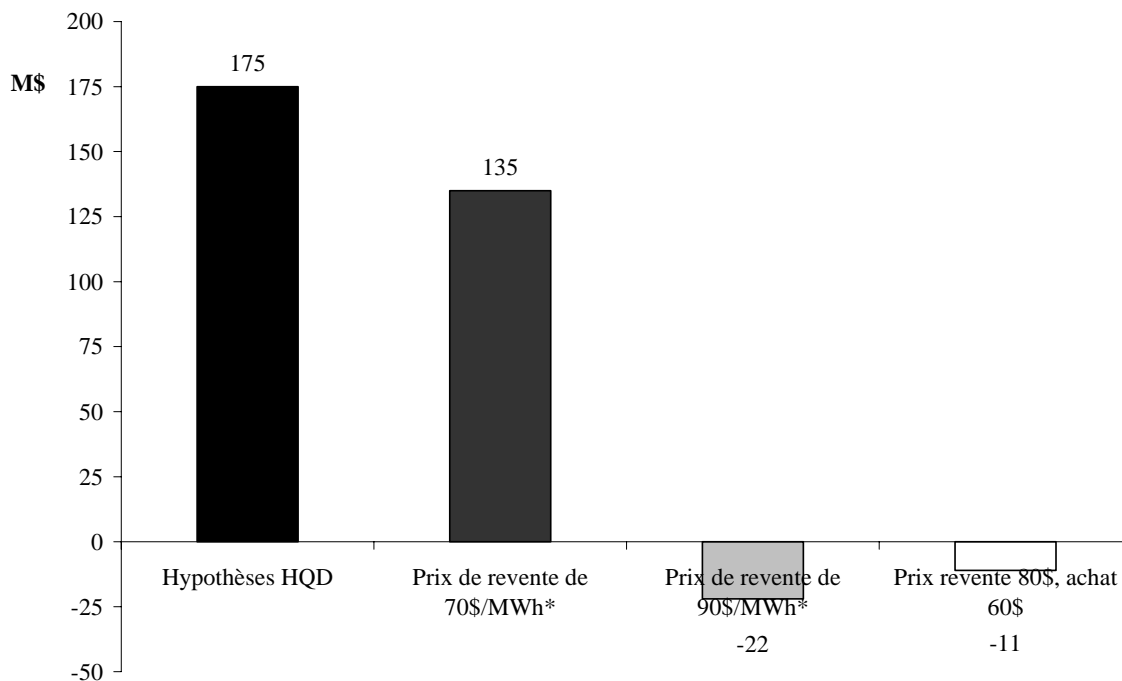
Nous avons examiné le résultat de ces analyses pour différentes hypothèses d'établissement des prix. Ces résultats sont illustrés à la Figure 3, qui montre la différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux du scénario sans entente et du scénario avec ententes pour les 3 scénarios<sup>4</sup> suivants :

- 1) en utilisant les hypothèses utilisées par HQD;
- 2) en utilisant un prix de revente de 70\$/MWh pour l'année 2008, en laissant ce prix croître au taux de 2,25% par année, soit le taux auquel le prix d'achat d'électricité varie, et en comptant l'année 2012;
- 3) en utilisant un prix de revente de 90\$/MWh pour l'année 2008, en laissant ce prix croître au taux de 2,25% par année, le taux auquel le prix d'achat d'électricité varie et en comptant l'année 2012.
- 4) en utilisant un prix de revente constant de 80\$/MWh de 2008 à 2017, un prix d'achat constant de 60\$/MWh de 2008 à 2017 et en comptant l'année 2012.

---

<sup>4</sup> Voir annexe 2.

**Figure 3. Approvisionnement post-patrimoniaux 2008-2017 - Différences entre les coûts nets cumulés actualisés du scénario sans entente et du scénario avec ententes (M \$)**



Note : \* Taux de croissance annuel du prix d'achat: 2.25%

On peut voir qu'en faisant passer le prix à 70\$/MWh, la différence de coûts d'approvisionnement diminue de 176 millions de dollars à 145 millions de dollars. Avec un prix de revente d'électricité de 88\$/MWh sur le marché NYISO en 2008, tel que démontré dans l'annexe 2, alors le scénario sans entente devient moins coûteux que le scénario avec ententes. Les bénéfices du scénario sans entente sont encore plus importants lorsque les prix de l'électricité restent constants. De plus, les bénéfices du scénario avec ententes sont réalisés dans le futur et sont ainsi plus incertains que la revente immédiate des surplus. Le risque associé au scénario avec ententes est ainsi plus élevé que le risque associé au scénario sans ententes et HQD n'en tient pas compte dans son analyse.

### 3. CONCLUSION

Les prévisions d'approvisionnements additionnels requis estimés par HQD ne sont pas très robustes si un changement « de dernière minute » (mise à jour du 25 mars 2008) crée des écarts de plus de 100 % par rapport aux valeurs estimées le 1<sup>er</sup> novembre 2007, soit moins de cinq mois auparavant. De plus les prévisions passent aisément d'une valeur positive à une valeur négative selon l'échantillon utilisé. Il serait donc difficile de justifier la négociation d'ententes d'achat à long terme avec des fournisseurs basée sur des valeurs estimées aussi imprécises.

Par ailleurs, les prix d'achat estimés par HQD de 2008-2017 sur le marché NYISO sont croissants, ce qui est incohérent avec son anticipation des prix de revente de 2008-2011 pour ce même marché qui, elle, est décroissante. Qui plus est, ces prix sont estimés sur 10 ans à partir d'un échantillon arbitraire et non-représentatif du marché NYISO de 2 mois seulement. Cela nous amène de nouveau à conclure au manque de robustesse dans les estimés d'HQD, puisqu'on obtient des conclusions substantiellement différentes dès qu'on fait varier la taille et l'intervalle des prix choisis de cet échantillon. En effet, en prenant une période plus longue de données du NYISO pour faire l'estimation sur 10 ans des prix au lieu de 2 mois, la comparaison des scénarios sans ententes et avec ententes passe de 176 M\$ à 145M\$. En basant les prix espérés de l'électricité dans le futur sur les valeurs des prix anticipé du gaz naturel, il semble raisonnable d'utiliser des prix constant pour la revente ainsi que l'achat d'électricité. De plus l'année 2012 a été omise des calculs HQD mais nous l'avons incluse dans les nôtres.

En somme, l'analyse d'HQD favorisant le scénario avec ententes souffre de lacunes laissant planer des doutes sur la validité des résultats obtenus. En corrigeant celles-ci, on peut aisément conclure que le scénario sans entente surpasse le scénario sans ententes. HQD possède présentement une option lui permettant d'acheter de l'électricité à un prix faible pour la revendre à un prix élevé. Plutôt que de s'en départir à un moment où les prix des commodités sont élevés, HQD devrait plutôt exercer son option et couvrir les risques reliés aux achats futurs d'électricité. Cette manœuvre s'apparenterait plus à de l'optimisation.

## Annexe 1

**Tableau A1.1 Surplus et manques à gagner prévus par HQD en date du 25 mars 2008**

Tableau 1 (HQD-1, Document 5, Original: 2008-03-25, Page 9 de 21)										
Besoins en Énergie (TWh)										
Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan	182.6	184.9	187.6	188.8	193.2	196.6	198.3	200.2	202.5	203.6
Volume d'électricité patrimoniale	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9
Approvisionnements additionnels requis	3.7	6.0	8.7	9.9	14.3	17.7	19.4	21.3	23.6	24.7
Approvisionnements non patrimoniaux	6.5	6.7	11.7	12.7	14.7	16.5	17.7	18.9	20.0	20.0
<b>Approvisionnements additionnels requis (surplus)</b>	<b>-2.8</b>	<b>-0.7</b>	<b>-3.0</b>	<b>-2.8</b>	<b>-0.4</b>	<b>1.2</b>	<b>1.7</b>	<b>2.4</b>	<b>3.6</b>	<b>4.7</b>
Écart par rapport au plan 2008-2017	2.8	2.2	-2.6	-2.6	-0.6	1.7	2.0	2.5	2.7	2.7

**Tableau A1.2 Surplus et manques à gagner prévus par HQD en date du 1 novembre 2007**

Tableau 5.1 (HQD-1, Document 1, Original: 2007-11-01, Page 36 de 60)										
Bilan en Énergie (TWh)										
Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan	183.8	186.7	190.2	191.4	193.8	194.9	196.3	197.7	199.8	200.9
Volume d'électricité patrimoniale	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9
Approvisionnements additionnels requis	4.9	7.8	11.3	12.5	14.9	16.0	17.4	18.8	20.9	22.0
Approvisionnements non patrimoniaux	10.5	10.7	11.7	12.7	14.7	16.5	17.7	18.9	20.0	20.0
Contrats signés										
Contrats éoliens 990 MW	0.7	1.1	1.9	2.2	2.7	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Contrats autres sources d'énergie	9.9	9.7	9.7	9.5	9.4	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
Appel d'offres en cours - 2000 MW			0.1	0.9	1.7	2.6	3.5	4.4	5.3	5.3
Appel d'offres à venir										
Cogénération-Biomasse				0.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Éolien				0.0	0.3	0.5	0.8	1.1	1.3	1.3
Check	10.6	10.8	11.7	12.7	14.8	16.5	17.7	18.9	20.0	20.0
Approvisionnements additionnels requis (surplus)	-5.6	-2.9	-0.4	-0.2	0.2	-0.5	-0.3	-0.1	0.9	2.0

## Annexe 2

**Tableau A2.1 Différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux, analyse économique d'HQD (année 2012 omise)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Approvisionnement additionnels requis (surplus) -- HQD</b>	-2.739	-0.579	-2.917	-2.789	-0.400	1.180	1.689	2.410	3.588	4.800
Base	-1.984	-0.579	-2.917	-2.789	0	0.425	1.689	2.41	3.588	0.157
Cyclable	-0.755	0	0	0	0	0.755	0	0	0	0
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat de base, \$/MWh)	50.04	51.04	52.06	53.10	54.16	55.25	56.35	57.48	58.63	59.80
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat cyclable, \$/MWh)	53.83	54.91	56.00	57.12	58.27	59.43	60.62	61.83	63.07	64.33
<b>Prix de revente sur le marché NYISO</b>										
Prix NY zone M prévus par HQD (\$/MWh)	66.46	69.30	68.44	67.92	69.45	71.01	72.61	74.24	75.91	77.62
Pertes réseau HQT (5.2%)	3.46	3.60	3.56	3.53	3.61	3.69	3.78	3.86	3.95	4.04
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Prix de revente	57.09	59.79	58.97	58.48	59.93	61.41	62.92	64.47	66.06	67.67
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat de base	7.05	8.75	6.91	5.38	5.76	6.16	6.57	6.99	7.43	7.87
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat cyclable	3.26	4.88	2.97	1.35	1.66	1.98	2.30	2.64	2.98	3.34
<b>Prix d'achat à long terme</b>										
Fourniture	65.00	66.46	67.96	69.49	71.05	72.65	74.28	75.96	77.66	79.41
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
Prix d'achat à long terme	83.00	84.87	86.78	88.73	90.73	92.77	94.85	96.99	99.17	101.40
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat de base	32.960	33.827	34.715	35.627	36.561	37.519	38.501	39.509	40.541	41.600
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat cyclable	29.170	29.961	30.772	31.605	32.459	33.335	34.233	35.155	36.101	37.070
Bénéfice ententes versus sans entente	-16.460	-5.064	-20.155	-14.992	0.000	41.113	65.029	95.216	145.462	6.531
Bénéfices actualisés (taux d'actualisation = 6,5%)	-16.460	-4.755	-17.770	-12.411	0.000	30.008	44.566	61.272	87.892	3.705
<b>Valeur actualisée avec ententes moins sans entente</b>										<b>176.049</b>

**Tableau A2.2 Différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux, analyse économique d'HQD (année 2012 incluse)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Approvisionnement additionnels requis (surplus) -- HQD</b>	-2.739	-0.579	-2.917	-2.789	-0.400	1.180	1.689	2.410	3.588	4.800
Base	-1.984	-0.579	-2.917	-2.789	-0.4	0.425	1.689	2.41	3.588	0.557
Cyclable	-0.755	0	0	0	0	0.755	0	0	0	0
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat de base, \$/MWh)	50.04	51.04	52.06	53.10	54.16	55.25	56.35	57.48	58.63	59.80
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat cyclable, \$/MWh)	53.83	54.91	56.00	57.12	58.27	59.43	60.62	61.83	63.07	64.33
<b>Prix de revente sur le marché NYISO</b>										
Prix NY zone M prévus par HQD (\$/MWh)	66.46	69.30	68.44	67.92	69.45	71.01	72.61	74.24	75.91	77.62
Pertes réseau HQT (5.2%)	3.46	3.60	3.56	3.53	3.61	3.69	3.78	3.86	3.95	4.04
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Prix de revente	57.09	59.79	58.97	58.48	59.93	61.41	62.92	64.47	66.06	67.67
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat de base	7.05	8.75	6.91	5.38	5.76	6.16	6.57	6.99	7.43	7.87
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat cyclable	3.26	4.88	2.97	1.35	1.66	1.98	2.30	2.64	2.98	3.34
<b>Prix d'achat à long terme</b>										
Fourniture	65.00	66.46	67.96	69.49	71.05	72.65	74.28	75.96	77.66	79.41
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
Prix d'achat à long terme	83.00	84.87	86.78	88.73	90.73	92.77	94.85	96.99	99.17	101.40
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat de base	32.960	33.827	34.715	35.627	36.561	37.519	38.501	39.509	40.541	41.600
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat cyclable	29.170	29.961	30.772	31.605	32.459	33.335	34.233	35.155	36.101	37.070
Bénéfice ententes versus sans entente	-16.460	-5.064	-20.155	-14.992	-2.305	41.113	65.029	95.216	145.462	23.171
Bénéfices actualisés (taux d'actualisation = 6,5%)	-16.460	-4.755	-17.770	-12.411	-1.792	30.008	44.566	61.272	87.892	13.146
<b>Valeur actualisée avec ententes moins sans entente</b>										<b>183.698</b>

**Tableau A1.3 Différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux, analyse économique d'HQD (année 2012 incluse, prix NYISO croissant au taux de 2,25% par année)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Approvisionnement additionnels requis (surplus) -- HQD</b>	-2.739	-0.579	-2.917	-2.789	-0.400	1.180	1.689	2.410	3.588	4.800
Base	-1.984	-0.579	-2.917	-2.789	-0.4	0.425	1.689	2.41	3.588	0.557
Cyclable	-0.755	0	0	0	0	0.755	0	0	0	0
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat de base, \$/MWh)	50.04	51.04	52.06	53.10	54.16	55.25	56.35	57.48	58.63	59.80
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat cyclable, \$/MWh)	53.83	54.91	56.00	57.12	58.27	59.43	60.62	61.83	63.07	64.33
<b>Prix de revente sur le marché NYISO</b>										
Prix NYISO, zone M	66.46	67.96	69.48	71.05	72.65	74.28	75.95	77.66	79.41	81.20
Pertes réseau HQT (5.2%)	3.46	3.53	3.61	3.69	3.78	3.86	3.95	4.04	4.13	4.22
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Prix de revente	57.09	58.51	59.96	61.44	62.96	64.51	66.09	67.71	69.37	71.06
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat de base	7.05	7.47	7.90	8.34	8.79	9.26	9.74	10.23	10.74	11.26
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat cyclable	3.26	3.61	3.96	4.32	4.69	5.08	5.47	5.88	6.30	6.73
<b>Prix d'achat à long terme</b>										
Fourniture	65.00	66.46	67.96	69.49	71.05	72.65	74.28	75.96	77.66	79.41
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
Prix d'achat à long terme	83.00	84.87	86.78	88.73	90.73	92.77	94.85	96.99	99.17	101.40
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat de base	32.960	33.827	34.715	35.627	36.561	37.519	38.501	39.509	40.541	41.600
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat cyclable	29.170	29.961	30.772	31.605	32.459	33.335	34.233	35.155	36.101	37.070
Bénéfice ententes versus sans entente	-16.460	-4.326	-23.043	-23.261	-3.518	41.113	65.029	95.216	145.462	23.171
Bénéfices actualisés (taux d'actualisation = 6,5%)	-16.460	-4.062	-20.316	-19.257	-2.734	30.008	44.566	61.272	87.892	13.146
<b>Valeur actualisée avec ententes moins sans entente</b>										<b>174.056</b>

**Tableau A2.4 Différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux avec et sans entente en utilisant 70\$/MWh comme point de départ pour le prix de revente d'électricité sur le marché NYISO. Le taux de croissance de ce prix est de 2,25% par année**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Approvisionnement additionnels requis (surplus) -- HQD</b>	-2.739	-0.579	-2.917	-2.789	-0.400	1.180	1.689	2.410	3.588	4.800
Base	-1.984	-0.579	-2.917	-2.789	-0.4	0.425	1.689	2.41	3.588	0.557
Cyclable	-0.755	0	0	0	0	0.755	0	0	0	0
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat de base, \$/MWh)	50.04	51.04	52.06	53.10	54.16	55.25	56.35	57.48	58.63	59.80
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat cyclable, \$/MWh)	53.83	54.91	56.00	57.12	58.27	59.43	60.62	61.83	63.07	64.33
<b>Prix de revente sur le marché NYISO</b>										
Prix NYISO, zone M	70.00	71.58	73.19	74.83	76.52	78.24	80.00	81.80	83.64	85.52
Pertes réseau HQT (5.2%)	3.64	3.72	3.81	3.89	3.98	4.07	4.16	4.25	4.35	4.45
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Prix de revente	60.45	61.94	63.47	65.03	66.63	68.26	69.93	71.63	73.38	75.16
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat de base	10.41	10.90	11.41	11.93	12.46	13.01	13.57	14.15	14.75	15.36
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat cyclable	6.62	7.04	7.47	7.91	8.36	8.83	9.31	9.80	10.31	10.83
<b>Prix d'achat à long terme</b>										
Fourniture	65.00	66.46	67.96	69.49	71.05	72.65	74.28	75.96	77.66	79.41
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
Prix d'achat à long terme	83.00	84.87	86.78	88.73	90.73	92.77	94.85	96.99	99.17	101.40
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat de base	32.960	33.827	34.715	35.627	36.561	37.519	38.501	39.509	40.541	41.600
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat cyclable	29.170	29.961	30.772	31.605	32.459	33.335	34.233	35.155	36.101	37.070
Bénéfice ententes versus sans entente	-25.652	-6.312	-33.278	-33.267	-4.985	41.113	65.029	95.216	145.462	23.171
Bénéfices actualisés (taux d'actualisation = 6,5%)	-25.652	-5.927	-29.340	-27.540	-3.875	30.008	44.566	61.272	87.892	13.146
<b>Valeur actualisée avec ententes moins sans entente</b>										<b>144.551</b>

**Tableau A2.5 Différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux avec et sans entente en utilisant 88\$/MWh comme point de départ pour le prix de revente d'électricité sur le marché NYISO. Le taux de croissance de ce prix est de 2,25% par année**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Approvisionnement additionnels requis (surplus) -- HQD</b>	-2.739	-0.579	-2.917	-2.789	-0.400	1.180	1.689	2.410	3.588	4.800
Base	-1.984	-0.579	-2.917	-2.789	-0.4	0.425	1.689	2.41	3.588	0.557
Cyclable	-0.755	0	0	0	0	0.755	0	0	0	0
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat de base, \$/MWh)	50.04	51.04	52.06	53.10	54.16	55.25	56.35	57.48	58.63	59.80
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat cyclable, \$/MWh)	53.83	54.91	56.00	57.12	58.27	59.43	60.62	61.83	63.07	64.33
<b>Prix de revente sur le marché NYISO</b>										
Prix NYISO, zone M	88.00	89.98	92.00	94.07	96.19	98.36	100.57	102.83	105.15	107.51
Pertes reseau HQT (5.2%)	4.58	4.68	4.78	4.89	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Prix de revente	77.51	79.39	81.31	83.27	85.28	87.33	89.43	91.57	93.77	96.01
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat de base	27.47	28.35	29.25	30.17	31.11	32.08	33.08	34.09	35.14	36.21
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat cyclable	23.68	24.48	25.31	26.15	27.01	27.90	28.81	29.74	30.70	31.68
<b>Prix d'achat à long terme</b>										
Fourniture	65.00	66.46	67.96	69.49	71.05	72.65	74.28	75.96	77.66	79.41
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
Prix d'achat à long terme	83.00	84.87	86.78	88.73	90.73	92.77	94.85	96.99	99.17	101.40
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat de base	32.960	33.827	34.715	35.627	36.561	37.519	38.501	39.509	40.541	41.600
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat cyclable	29.170	29.961	30.772	31.605	32.459	33.335	34.233	35.155	36.101	37.070
Bénéfice ententes versus sans entente	-72.390	-16.415	-85.318	-84.144	-12.446	41.113	65.029	95.216	145.462	23.171
Bénéfices actualisés (taux d'actualisation = 6,5%)	-72.390	-15.413	-75.222	-69.658	-9.674	30.008	44.566	61.272	87.892	13.146
<b>Valeur actualisée avec ententes moins sans entente</b>										<b>-5.473</b>

**Tableau A2.6 Différence entre les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux avec et sans entente en utilisant un prix de revente constant de 80\$/MWh et un prix d'achat à long terme constant de 60\$/MWh.**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Approvisionnement additionnels requis (surplus) -- HQD</b>	-2.739	-0.579	-2.917	-2.789	-0.400	1.180	1.689	2.410	3.588	4.800
Base	-1.984	-0.579	-2.917	-2.789	-0.4	0.425	1.689	2.41	3.588	0.557
Cyclable	-0.755	0	0	0	0	0.755	0	0	0	0
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat de base, \$/MWh)	50.04	51.04	52.06	53.10	54.16	55.25	56.35	57.48	58.63	59.80
Prix d'achat auprès d'HQP (contrat cyclable, \$/MWh)	53.83	54.91	56.00	57.12	58.27	59.43	60.62	61.83	63.07	64.33
<b>Prix de revente sur le marché NYISO</b>										
Prix NYISO, zone M	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Pertes reseau HQT (5.2%)	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16
Frais de courtage	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ajustement au prix de vente	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Prix de revente	69.93	69.93	69.93	69.93	69.93	69.93	69.93	69.93	69.93	69.93
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat de base	19.89	18.89	17.87	16.83	15.77	14.68	13.58	12.45	11.30	10.13
Prix de revente (NYISO) moins prix HQP, contrat cyclable	16.10	15.02	13.93	12.81	11.66	10.50	9.31	8.10	6.86	5.60
<b>Prix d'achat à long terme</b>										
Fourniture	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Transport	13.00	13.29	13.59	13.90	14.21	14.53	14.86	15.19	15.53	15.88
Entente d'intégration éolienne	5.00	5.11	5.23	5.35	5.47	5.59	5.71	5.84	5.97	6.11
Prix d'achat à long terme	78.00	78.41	78.82	79.24	79.68	80.12	80.57	81.03	81.51	81.99
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat de base	27.960	27.364	26.757	26.140	25.511	24.870	24.218	23.553	22.877	22.188
Prix d'achat à long terme moins prix HQP, contrat cyclable	24.170	23.498	22.814	22.118	21.408	20.686	19.950	19.200	18.437	17.659
Bénéfice ententes versus sans entente	-51.617	-10.937	-52.122	-46.931	-6.306	26.187	40.904	56.764	82.083	12.359
Bénéfices actualisés (taux d'actualisation = 6,5%)	-51.617	-10.269	-45.954	-38.852	-4.902	19.114	28.033	36.528	49.597	7.012
<b>Valeur actualisée avec ententes moins sans entente</b>										<b>-11.311</b>