

COMPLÉMENT DE PREUVE

Prix de revente :

Demandes :

1. Fournir les prix à terme (« forwards ») pertinents¹ au calcul du prix de revente pour les 10 mois de 2007 (heures de pointe, hors pointe et 7 jours/24 heures), justifier leur choix et produire la référence.

Réponse:

Pour l'évaluation des prix de vente potentiels, les deux principaux marchés limitrophes du Québec ont été analysés, soit ceux de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Étant donné leur taille et leur liquidité, ces deux marchés fournissent la meilleure approximation des prix de vente pour le Distributeur.

En ce qui concerne l'Ontario, des prix en pointe sont souvent disponibles pour les mois d'hiver (janvier / février) et d'été (juillet / août), alors que les prix pour les autres mois de l'année et les prix hors pointe sont rarement disponibles.

Il n'y a pas de prix à terme pour le Nouveau-Brunswick.

Les tableaux 1 et 2 présentent le détail des hypothèses utilisées pour le calcul des prix de vente sur les marchés de New York et de la Nouvelle Angleterre.

¹ HQD-2, document 1 page 7

TABLEAU 1

Marché de New York
«Forward» et prix de vente pour les mois de mars à décembre 2007

«Forward» au 9 janvier 2007 - US\$/MWh

		Pointe	Hors pointe	24 hres ⁽¹⁾
	mars-07	57,33	40,79	48,61
	avr-07	57,11	38,67	47,28
	mai-07	56,30	38,25	46,79
	juin-07	61,72	38,50	49,34
	juil-07	69,06	49,00	58,06
	août-07	69,06	49,00	58,92
	sept-07	63,67	41,00	50,57
	oct-07	67,10	45,75	56,31
	nov-07	67,10	45,75	55,71
	déc-07	67,10	45,75	54,93
NY zone A	Moyenne 10 mois	63,56	43,25	52,65
+	«Basis» entre la Zone A et la Zone M			5,82
=	NY zone M			58,47

Prix de vente

	«Forward» au 9 janvier 2007	US\$ / MWh	58,47
	(Moyenne 10 mois NY Zone M)		
-	Pertes sur réseau TÉ	US\$ / MWh	3,04
	(Taux de perte de 5,2%)		
-	Tarif de transit sur réseau TÉ	US\$ / MWh	10,14
	(Quotidien ferme 0,28 \$/kW/jour)	\$CAN / MWh	11,66
-	Tarif de transit sur réseau NY	US\$ / MWh	0,16
-	Frais de courtage	US\$ / MWh	0,75
=	Prix de vente	US\$ / MWh	44,38
		\$CAN / MWh	51,04
	Taux de change	\$CAN / \$US	1,15

⁽¹⁾ Pondéré par le nombre d'heures en pointes et hors pointes

TABLEAU 2

Marché de la Nouvelle Angleterre - NEPOOL Mass hub
Prix à terme «Forward» et prix de vente pour les mois de mars à décembre 2007

«Forward» au 9 janvier 2007 - US\$/MWh				
		Pointe	Hors pointe	24 hres ⁽¹⁾
	mars-07	66,20	54,24	59,90
	avr-07	66,45	53,74	59,67
	mai-07	65,60	52,63	58,77
	juin-07	69,86	53,53	61,15
	juil-07	80,38	59,75	69,07
	août-07	80,38	59,75	69,95
	sept-07	70,18	56,25	62,13
	oct-07	76,44	61,25	68,76
	nov-07	76,44	61,25	68,34
	déc-07	76,44	61,25	67,78
NEPOOL Mass Hub	Moyenne 10 mois	72,84	57,36	64,55
+	«Basis» entre Mass hub et PI/PII			-2,74
=	NEPOOL à PI/PII			61,81
Prix de vente				
				24 hres⁽¹⁾
	«Forward» au 9 janvier 2007 (Moyenne 10 mois NEPOOL)	SUS / MWh		61,81
-	Pertes sur réseau TÉ (Taux de perte de 5,2%)	SUS / MWh		3,36
-	Tarif de transit sur réseau TÉ (Quotidien ferme 0,28 \$/kW/jour)	SUS / MWh \$CAN / MWh		10,14 11,66
-	Frais de courtage	SUS / MWh		0,75
-	«Basis» et Transport Nouvelle Angleterre	SUS / MWh		4,03
=	Prix de vente	SUS / MWh \$CAN / MWh		43,53 50,06
	Taux de change	\$CAN / \$US		1,15

⁽¹⁾ Pondéré par le nombre d'heures en pointes et hors pointes

Sources et méthodologies :

Prix à terme (forward) : L'établissement des prix à terme est basé sur (1) la cueillette quotidienne de données auprès de sept fournisseurs et (2) le calcul d'une moyenne à partir des informations disponibles.

« Basis » : Le « basis » entre deux zones est composé des pertes de transport et de la congestion du transport entre des zones.

La perte de transport s'applique sur la valeur du prix à terme alors que la congestion est une valeur fixe qui correspond à la différence de prix entre deux zones.

Perte sur le réseau de TransÉnergie : Le facteur applicable de perte de puissance active pour le service ferme et non ferme de point à point, est de 5,2 %, tel que mesuré au point de livraison (réf. : Article 15.7 de Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec).

Tarif de transit sur le réseau de TransÉnergie : Tarif ferme quotidien à 100% de FU (réf. : Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec).

Tarif de transit sur le réseau de New York : Tarif fixe appliqué à tous les MWh en import et export. L'ISO se réserve le droit de le modifier mensuellement.

Tarif de transit sur le réseau de Nouvelle Angleterre : Tarif appliqué par le propriétaire (privé) de la ligne pour tous les MWh en import et export.

Frais de courtage : Ils sont basés sur des ententes similaires avec des contreparties externes.

2. Expliciter les hypothèses utilisées² pour le calcul des prix de revente pour les 10 mois de 2007 (pertes, coûts de transport sur les marchés limitrophes et au Québec, frais de courtage, taux de change, ...) et produire les références pour ces hypothèses.

Réponse:

Voir réponse à la question #1.

² HQD-2, document 1, page 8

3. Déposer les prix à terme semblables, lorsque disponibles, pour les autres marchés (Nouvelle Angleterre, Ontario, Nouveau Brunswick) et élaborer sur les hypothèses applicables sur ces marchés.

Réponse:

Voir réponse à la question #1.

4. Fournir, pour chacun des marchés considérés, les exemples de calcul du prix de revente pour le Distributeur, net de tous les coûts.

Réponse:

Voir réponse à la question #1.

Prévisions post patrimoniales pour 2007 :

5. Quantifier les achats que le Distributeur compte effectuer par mois, malgré l'importance de ses surplus³.

Réponse:

Détails du profil mensuel des besoins nets du Distributeur - année 2007 (GWh)

	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Achats	12	16	14	15	14	18	15	14	16	16	15	18	184
Revente	-40	-70	-522	-458	-452	-434	-455	-457	-454	-481	-528	-588	(4 939)
Total	-28	-54	-509	-443	-437	-416	-440	-443	-437	-465	-513	-570	(4 756)

6. Détailler les informations fournies au graphique 1 en indiquant, par mois, les impacts des différentes raisons de la baisse de la prévision de 3,9 TWh (température, Alcan, Norsk Hydro, Pâtes et papiers)⁴.

Réponse:

Le tableau qui suit présente les sources de l'écart entre la prévision des besoins utilisée pour l'année 2007 dans le Suivi au 9 janvier des besoins à approvisionner et celle de l'État d'avancement 2006 du Plan d'approvisionnement.

³ HQD-2, document 1, page 6

⁴ HQD-2, document 1, pages 5 et 6

	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Total annuel
Sources de l'écart (en GWh)													
Température	-1 389												-1 389
Alcan	-201	-182	-129	58	62	-37	-75	-75	-68	-64	-58	-12	-780
Norsk Hydro	-1	-2	-6	-54	-94	-97	-100	-100	-96	-102	-103	-107	-862
Pâtes et papiers	-37	-39	-42	-29	-37	-35	-28	-39	-30	-41	-52	-41	-451
Autres	-81	-12	-40	11	33	-104	-102	-68	-4	-24	3	-8	-396
S-TOTAL	-1 709	-234	-217	-14	-37	-273	-305	-281	-198	-232	-210	-168	-3 878

7. Justifier, références à l'appui, une prévision à la baisse de 1,4 TWh dû à la température pour 2007, et présenter les risques d'erreur d'une telle prévision.

Réponse:

L'effet de température de 1,4 TWh provient de l'effet combiné d'une température plus clémente observée du 1^{er} janvier au 9 janvier 2007 inclusivement et de la prévision de températures plus clémentes, en date du 9 janvier, pour l'horizon du 10 au 20 janvier 2007.

8. Élaborer sur les risques de scénarios de prévision de besoins post patrimoniaux plus élevés ou plus faibles. Veuillez les quantifier.

Réponse:

Depuis la publication de l'État d'avancement 2006 du Plan d'approvisionnement, les besoins à approvisionner en 2007 ont baissé de 3,9 TWh. De cette baisse, 2,5 TWh proviennent d'une diminution de la demande et 1,4 TWh d'une température plus clémente.

Les besoins en énergie sont soumis à l'aléa sur la demande prévue et à l'aléa climatique.

L'aléa sur la demande provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques et des erreurs intrinsèques à la modélisation de ces variables. L'évaluation de l'aléa de la demande est obtenue à partir de l'estimation de la distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins en énergie. Dans l'État d'avancement 2006 du Plan d'approvisionnement, le Distributeur évaluait à 3,5 TWh l'aléa sur la demande, pour l'année 2007.

L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité (à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au scénario à conditions climatiques normales.

Pour l'année 2007, des températures beaucoup plus clémentes que la normale au cours des mois de février à décembre, entraîneraient une diminution des besoins d'environ 2,3 TWh avec une probabilité de dépassement de 5 %. À titre d'exemple, au cours des mois de novembre et de décembre 2006, l'impact des conditions climatiques a entraîné une diminution des besoins de 2,1 TWh.