

**COMPLÉMENT DE PREUVE
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA RÉGIE**

Version caviardée

Coûts de l'option de suspension :

1. Fournir le détail sur les pertes économiques de TCE¹ estimés à 40,8 M\$ en expliquant les hypothèses de calcul. En particulier, veuillez expliquer le coût anticipé de production de vapeur, préciser le volume de gaz naturel concerné et fournir une analyse de sensibilité sur le prix du gaz pour 2008.

Réponse :

En référence à la pièce HQD-1, document 1 remis à la Régie sous pli confidentiel, la somme des pertes économiques de TCE estimées à 40,8 M\$ est constituée des montants présentés aux articles 16, 19 et 30 du Protocole d'entente. Ces pertes économiques sont essentiellement constituées des éléments suivants:

- manque à gagner, en l'absence de livraisons d'électricité, associé à la formule du prix pour l'énergie admissible au contrat;
- coût de production de la vapeur dans les chaudières auxiliaires qui serait autrement produite par la récupération de la chaleur des turbines à gaz.

Selon l'information disponible, le Distributeur estime à environ [REDACTED] de GJ/an le volume de gaz nécessaire à la production anticipée de vapeur. Le coût de cet élément de compensation est directement associé au prix du gaz. Ainsi, pour les fins d'une analyse de sensibilité, une variation donnée en pourcentage dans le prix du gaz aura pour effet une variation similaire du montant estimé pour la production de la vapeur. Mentionnons que le Distributeur pourra au moment de la signature de l'entente finale, fixer le prix du gaz pour l'année 2008, tel qu'il appert de l'article 21 de la pièce HQD-1, document 1.

2. Engagements relatifs au transport et à la distribution de gaz naturel : 10,9 M\$.
 - 2.1 Veuillez indiquer les hypothèses utilisées concernant les revenus de revente de la capacité de transport de gaz. Notamment veuillez préciser :
 - le volume de transport de gaz contracté quotidiennement;

¹ B-1-HQD-2, document 1, page 8

- le coût unitaire de transport à 100% de coefficient d'utilisation;
- le volume de revente anticipé;
- le coût unitaire de revente anticipé.

Réponse :

Les revenus de la revente de la capacité de transport du tronçon «Dawn to Gaz Métropolitain – EDA» ont été estimés par TCE en fonction de la valeur marchande du service sur le marché secondaire pour la période visée. Les coûts et les revenus de revente du service de transport sont basés sur les paramètres suivants:

- Volume de transport quotidien: [REDACTED]
- Coût du transport tel qu'affiché sur le site Internet de TransCanada:
 - Composante fixe: 8,70534 \$/GJ/mois
 - Composante variable: 0,01988 \$/GJ
 - Coût unitaire à 100% d'utilisation: 0,30608 \$/GJ
- Hypothèses utilisées quant au volume et prix unitaire de revente anticipés: Le Distributeur ne dispose pas de ces informations puisque cette valeur a été négociée de façon globale. Le Distributeur est néanmoins confiant que la valeur attribuée correspond à une valeur marchande réaliste, étant entendu que cette valeur sera fixée en fonction des conditions du marché le jour de la signature de l'Entente finale.

2.2 Veuillez évaluer la fourchette de coût pour le Distributeur tenant compte du risque résiduel relié à l'évolution du tarif de Gaz Métro. Quel serait le montant maximal qu'il pourrait assumer et pourquoi?²

Réponse :

En ce qui concerne le risque résiduel associé à la distribution, le Distributeur a évalué à environ 14 000 \$ l'ajustement tarifaire qui

² B-1-HQD-2, document 2, page 7

résultera de la réduction de la consommation de gaz naturel de TCE pour 2008. Cet ajustement reflète la compréhension du Distributeur du cadre réglementaire. Selon son expérience, la perte de revenus découlant d'une réduction de consommation d'un client industriel résultant par exemple de grève, de bris ou de ralentissement économique fait partie du risque d'affaires et les distributeurs sont déjà compensés pour ce risque via le taux de rendement autorisé. Toutefois, pour le dernier trimestre 2008, si la Régie acceptait la demande de suspension des livraisons de TCE, il en résulterait assurément une perte de revenus pour Gaz Métro qui devrait logiquement être transférée à l'ensemble de sa clientèle, dont TCE qui continuera de recevoir des services de Gaz Métro. Ce manque à gagner représente environ 5,4 M\$, soit moins de 1,2 % des revenus de distribution de Gaz Métro.

Dans ce contexte, l'ajustement tarifaire auquel se réfère Hydro-Québec Distribution se rattache essentiellement à la quote-part de TCE du manque à gagner de Gaz Métro pour le dernier trimestre de 2008, afférent à l'année tarifaire 2008-2009. Le Distributeur n'associe aucun risque à ce montant.

3. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur garantit de compenser TCE pour les hausses de tarifs de Gaz Métro supérieures à l'inflation pour les 4 années suivant la période d'arrêt³.

Réponse :

De façon générale, l'entente négociée entre le Distributeur et TCE vise à maintenir cette dernière économiquement neutre durant la période de suspension des livraisons par rapport à un scénario où elle aurait fonctionné. Plus spécifiquement, l'objectif recherché par les parties sur cet item de compensation était une indemnisation juste de TCE face à la possibilité d'un impact tarifaire de Gaz Métro, en particulier après la période de suspension des livraisons. L'entente prévoit que les données disponibles, dans les prochains dossiers tarifaires de Gaz Métro, permettront d'identifier clairement les impacts financiers sur TCE des réductions de consommation résultant de l'arrêt de la

³ B-1-HQD-2, document 2, page 8

centrale de Bécancour. Ces impacts serviront à compenser à TCE.

Si pour des raisons inconnues du Distributeur il était impossible de déterminer ces impacts, les parties ont dû s'entendre sur une mécanique de compensation. Les parties ont également convenu que dans l'éventualité où il ne serait pas possible d'obtenir directement l'information permettant de quantifier la répercussion de la suspension sur les tarifs de Gaz Métro, une période de protection de 4 ans, applicable à la composante fixe du tarif de Gaz Métro, sera accordée à TCE.

Bien que cette dernière approche soit valable, le Distributeur privilégie l'approche où les impacts sont mesurés directement par la Régie.

Scénario de l'option de revente des surplus provenant de TCE :

4. Veuillez expliquer pourquoi le marché de la Nouvelle-Angleterre ne s'avère pas être un marché accessible pour la plupart des contreparties⁴. Est-ce que les autres marchés, Ontario, Nouveau Brunswick, seraient des marchés accessibles?

Réponse :

À la lumière des données observées en 2007, pour l'ensemble des blocs octroyés, une (1) seule contrepartie avait opté pour le point de livraison HQT-NE. De surcroît, près de 75 % des quantités d'énergie octroyées à ce point de livraison ont été redirigées, faute de transport disponible sur la portion américaine de l'interconnexion, vers d'autres points de livraison. De fait, l'utilisation du point de livraison HQT-NE est assujettie à l'achat de transport auprès des détenteurs de droits de transport sur la portion américaine de la ligne qui permet d'accéder au marché de la Nouvelle-Angleterre. Une des caractéristiques de l'interconnexion (Phase I/II), comme tous les réseaux de transport à courant continu, est l'obligation de maintenir un transit minimum pour en assurer le bon fonctionnement. Cette contrainte se traduit par l'impératif de conserver un transit

⁴ B-1-HQD-2, document 1, page 11

minimum de 210 MW à l'interconnexion. Tel que stipulé par le Distributeur dans ses documents d'appel d'offres, les contreparties qui désirent prendre livraison de l'énergie au point HQT-NE devront assumer les risques découlant des interruptions lorsque ce transit minimum n'est pas respecté.

En date du 8 novembre 2007, environ 600 MW de transport mensuel ferme sont encore disponibles, pour 2008, sur une capacité de 2 000 MW associée à la portion américaine de l'interconnexion⁵. Toutefois, cette disponibilité affichée sera considérablement réduite à la fin du mois de novembre 2007 pour tenir compte des résultats des «encans» tenus le 1^{er} et le 2 novembre dernier.

L'accès au marché de l'Ontario, par les interconnexions d'Hydro-Québec TransÉnergie nécessite que certains groupes turbines-alternateurs d'Hydro-Québec Production, soient synchronisés au réseau ontarien d'Hydro One. Conformément aux tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, lorsque le service de transport demandé nécessite la synchronisation d'unités de production d'Hydro-Québec Production au réseau ontarien, le client du service de transport doit préalablement avoir obtenu un accord à cet effet du Producteur. Le coût d'utilisation de ces unités de production reflétera le coût d'opportunité d'Hydro-Québec Production. Étant donné qu'Hydro-Québec Production vendra des quantités importantes d'énergie en 2008 (référence : HQD-2, document 2, page 9) l'achalandage des interconnexions vers l'Ontario augmentera et, corollairement, le coût d'utilisation des groupes reflétera un coût d'opportunité élevé.

Le marché du Nouveau-Brunswick offre des possibilités de plus en plus limitées pour la revente des surplus d'énergie postpatrimoniaux du Distributeur. Les réservations confirmées de transport mensuel sur le réseau de TransÉnergie de 2008 atteignent 300 MW et correspondent à plus de 900 GWh sur le chemin HQT-NB. Des réservations de transport atteignant 400 MW et correspondant à environ 800 GWh ont également été confirmées sur le réseau de TransÉnergie pour le 1^{er} trimestre de 2009 sur ce chemin. Énergie Nouveau Brunswick a ainsi sécurisé

⁵ https://oasis.iso-ne.com/oasis_webmod/atcdisplayervlet?service_type=0&mode=in&offeringtype=3

ses approvisionnements en prévision du retrait de la centrale nucléaire de Point Lepreau, prévue d'avril 2008 à octobre 2009⁶.

De plus, l'exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB)⁷ a publié les résultats de sa récente période de soumissions visant 300 MW de nouvelle capacité de transport entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. Marketing d'énergie Hydro-Québec inc. a obtenu une réservation de transport de 15 ans visant 300 MW acheminés du Nouveau-Brunswick vers les États-Unis. La réservation retenue commence le 1^{er} décembre 2007. Ce nouvel accès au marché de la Nouvelle-Angleterre contribuera à augmenter l'achalandage du point de livraison HQT-NB et réduira l'accès à ce marché.

5. Veuillez présenter les résultats financiers des opérations de revente de surplus, en fournissant la liste des appels d'offres effectués en 2007 pour la revente, et pour chacun d'entre eux, les informations suivantes, en date d'aujourd'hui :
- date d'émission ;
 - date d'attribution ;
 - produit(s) offert(s) ;
 - quantité offerte par période de livraison;
 - quantité attribuée par période de livraison;
 - nombre de soumissions reçues;
 - prix pour chacun des blocs octroyés;
 - courbe des prix à terme (mensuel) au moment de l'appel d'offre (NY et NE).

⁶ Voir page 7 du rapport annuel 2006-07 d'Énergie NB. Hyperlien vers le rapport annuel de d'Énergie NB : http://www.energienb.com/fr/corporate/about/reports/NBPAnnualReport_06-07_FR.pdf

⁷ Hyperlien vers le communiqué du ERNB : <http://www.nbso.ca/public/fr/pm/news/article.aspx?id=b8dd5d59-963f-4e33-9643-6a96babf97ec>

Réponse :

Le Distributeur a déposé le tableau suivant en réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie dans le cadre du dossier R-3644-2007⁸. Depuis cette date, le Distributeur n'a pas procédé à de nouveaux appels d'offres.

Dates		Produits offerts	Quantités offertes par période de livraison		Offres reçues	Quantité attribuées	Prix de chaque bloc attribué (\$US/MWh)							Prix à terme (note 1)		
Émission	Attribution		Période	Quantité (MW)		Quantité (MW)	1	2	3	4	5	6	7	NY zone M	Zone	
1	27-juin	1er-mars	7x24	3 au 31 mars	350	23	350	60.00	60.00	58.00	58.00	56.00	56.00	55.14	58.64	
							points de livraison	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB			
2	09-mars	15-mars	7x24	Avril	350	41	350	53.50	53.00	52.59	52.51	52.34	51.51	54.96	57.90	
							points de livraison	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS			
			7x24	Mai	350	41	350	57.40	57.40	57.00	57.00	56.00	55.00	54.75	58.50	
							points de livraison	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE			
			7x24	Juin	350	40	350	62.00	60.00	58.00	57.35	57.35	57.00	57.72	59.83	
							points de livraison	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB			
			7x24	Juillet-août	350	40	350	65.35	64.85	64.08	63.62	63.37	63.35	63.08	65.17	67.16
							points de livraison	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS			
			7x24	Septembre	350	45	350	60.00	58.50	58.50	58.10	58.10	58.00	57.95	58.88	
							points de livraison	HQT-AB	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-AB	HQT-MASS		
3	28-mars	29-mars	7x24	Avril	250	19	250	57.00	56.50	56.00	56.25	56.25		54.73	61.86	
							points de livraison	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB	HQT-MASS	HQT-MASS				
4	23-avr	25-avr	7x24	Mai	250	11	0							52.51	59.59	
							points de livraison									
5	14-mai	17-mai	7x24	Juin	250	12	150	62.00	60.00	58.00				57.72	62.94	
							points de livraison	HQT-AB	HQT-AB	HQT-AB						
6	18-juin	21-juin	Pointe, hors pointe et 24h	Juillet	250	19	250 MW, 24 heures	57.00	55.75	55.50	55.00	55.00		57.66	63.97	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT	HQT				
			Pointe, hors pointe et 24h	Août	250	19	250 MW, 24 heures	57.00	55.75	55.50	55.00	55.00		60.66	64.63	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT	HQT				
7	12-sept	13-sept	Pointe, hors pointe et 24h	15 au 30 septembre	250	9	250 MW, 24 heures	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00		48.37	46.69	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT	HQT				
8	25-sept	28-sept	Pointe	Octobre	200	8	200	51.00	51.00	51.00	51.00			61.97	59.04	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT					
			24 heures	Octobre	200	7	200	45.75	45.75	45.75	45.75			50.37	51.30	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT					

Note (1) : Prix à termes disponibles au moment de réaliser l'appel d'offre.
 Pour les deux marchés, des frais de courtage de 0,75 \$US/MWh sont retirés de même que les frais de transit applicables à chaque marché (c'est-à-dire 0,16 \$ pour NY et 4,03 \$ pour NE)
 Les prix à termes doivent être ajustés des pertes et des frais de transport afin de pouvoir les comparer aux prix des offres retenus au point HQT.

Le Distributeur dépose en annexe 1 à la présente l'ensemble des offres reçues ayant servi à élaborer ce tableau.

6. Veuillez détailler le calcul ayant mené à l'ajustement de 5 \$. Veuillez également indiquer si l'utilisation de produits financiers (TTC) par le Distributeur pourrait réduire cet ajustement de 5 \$ dans le calcul de l'évaluation de l'option de revente⁹.

⁸ Dossier R-3644-2007, pièce HQD-15, document 1, page 20.

⁹ B-1-HQD-2, document 2, page 13

Réponse :

L'ajustement de 5 \$/MWh fait référence aux éléments présentés dans la preuve aux pages 12 à 14 de la pièce HQD-2, document 1, et à l'annexe 5 présentée à la pièce HQD-2, document 2.

Comme le Distributeur l'explique dans sa preuve, cet ajustement de 5 \$ US/MWh se justifie par les résultats des derniers appels d'offres et par la hausse des quantités d'énergie en surplus. En fait, à la pièce HQD-2, document 2, le Distributeur démontre que sans les offres du Producteur, l'écart entre le coût moyen des blocs octroyés et les prix à terme à la zone M pour la période d'avril à août 2007 auraient été de 8 \$ US/MWh. Cet écart aurait été de 4,9 \$ US/MWh pour la période de septembre à octobre 2007. Le tableau suivant présente les calculs réalisés.

En considérant l'ensemble des offres reçues								
Période de vente	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct 7x24	Oct 5x16
Prix à terme zone A du NYISO	50.7	48.5	52.4	60.9	62.2	45.8	47.9	58.9
Basis historique	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Frais de vente et frais NY	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Prix zone M avec basis historique	55.6	53.4	57.3	65.8	67.1	50.7	52.8	63.8
Prix moyen des meilleures offres	54.0	41.5	54.4	66.0	66.0	60.2	56.1	61.6
Écart prix moyen et prix Zone M	-1.6	-11.9	-2.9	0.3	-1.1	9.5	3.3	-2.3
Volumes de ventes visés par l'A/O (MWh)	180 000	186 000	180 000	186 000	186 000	96 000	148 800	73 600
Moyenne pondérée pour chaque séquence			-3.5				3.9	

En excluant les offres du Producteur								
Période de vente	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct 7x24	Oct 5x16
Prix à terme zone A du NYISO	50.7	48.5	52.4	60.9	62.2	45.8	47.9	58.9
Basis historique	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Frais de vente et frais NY	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Prix zone M avec basis historique	55.6	53.4	57.3	65.8	67.1	50.7	52.8	63.8
Prix moyen des meilleures offres	54.0	41.4	54.4	54.8	54.8	45.9	48.3	58.2
Écart prix moyen et prix Zone M	-1.6	-12.0	-2.9	-11.0	-12.3	-4.8	-4.5	-5.6
Volumes de ventes visés par l'A/O (MWh)	180 000	186 000	180 000	186 000	186 000	96 000	148 800	73 600
Moyenne pondérée pour chaque séquence			-8.0				-4.9	

Le Distributeur n'étant pas un participant sur les marchés voisins, il n'est pas en mesure d'acquérir des TCC de façon directe. Il devrait alors recourir à une de ses contreparties comme il le fait pour ses approvisionnements sur les marchés DAM.

Dans les stratégies présentées dans le cadre de ses plans d'approvisionnement et états d'avancement, le Distributeur

préfère s'en remettre à ses contreparties au moyen d'appels d'offres. Ces contreparties sont actives sur l'ensemble des marchés, disposent de portefeuilles de positions, et sont donc en mesure de gérer les différents risques associés à la revente d'énergie.

Les TCC permettent de fixer les fluctuations des droits de transits dus à la congestion entre deux points du NYISO. Ils constituent des instruments en vertu desquels un participant pourrait payer ou recevoir des sommes, et ce quel que soit le transit qu'il aurait effectué sur le marché. Une telle position s'avère spéculative, notamment si les quantités réellement transitées varient par rapport à celles prévues.

Un marché similaire existe aussi pour le marché de la Nouvelle-Angleterre, mais nécessite la détention de droits de transit sur la ligne vers la Nouvelle-Angleterre. De plus, tel qu'indiqué en réponse à la question 4, les disponibilités de transport pour accéder au réseau de la Nouvelle-Angleterre seront largement réduites en 2008.

L'analyse des offres reçues en 2007 justifie l'ajustement de 5 \$ apporté aux analyses du Distributeur, ajustement qui reflète les coûts de couverture des contreparties s'il y a lieu, l'impact sur le marché de revente de quantités importantes d'énergie ainsi que tout autre coût internalisé dans les offres. Les TCC ne couvrent qu'une composante de ces risques, soit celle associée à la congestion sur le réseau du NYISO. Les TCC ne couvrent pas les risques de prix de l'énergie associés aux fondamentaux des marchés, notamment l'équilibre offre-demande et les prix des combustibles. Au-delà de ces considérations financières, il n'en demeure pas moins que la capacité physique des interconnexions avec le réseau du NYISO est limitée à 1 200 MW, ce qui limite les quantités d'énergie pouvant être acheminées par tous les participants sur ce marché.

Compte tenu de tout ce qui précède, des anticipations de ventes et des marchés disponibles en 2008, l'ajustement de 5 \$ s'avère très conservateur, et ce indépendamment de l'utilisation des TCC.

7. Veuillez produire la source et la méthode utilisée pour déterminer le taux de change et veuillez justifier son utilisation.

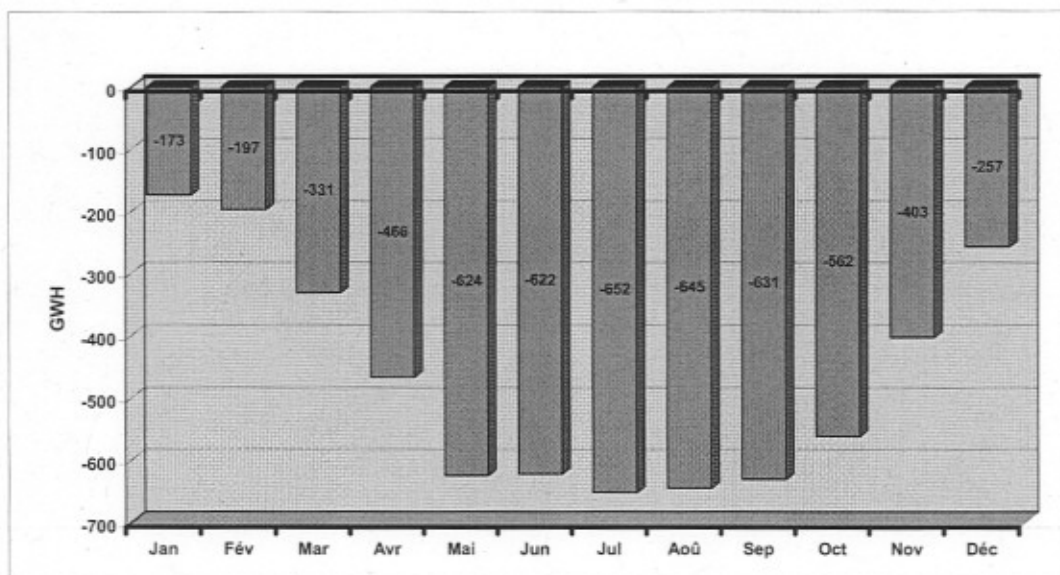
Réponse :

Le Distributeur a utilisé la mise à jour de septembre 2007 produite par la Trésorerie de la Société Hydro-Québec. La source et la méthodologie sont les mêmes que celles utilisées dans la demande tarifaire de 2008-2009 (R-3644-2007).

8. Veuillez produire les bilans mensuels en énergie pour l'année 2008 (achats, revente et AAR) selon les deux scénarios¹⁰.

Réponse :

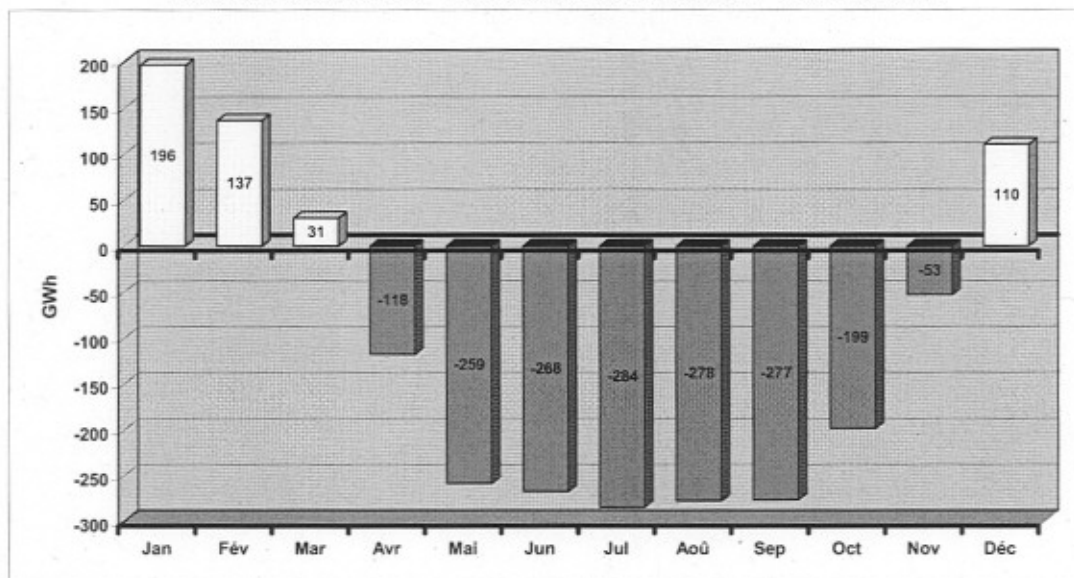
BILAN ÉNERGÉTIQUE – SCÉNARIO REVENTE – ANNÉE 2008



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	-173	-197	-331	-466	-624	-622	-652	-645	-631	-562	-403	-257	-5 562
Achats	3	1	0	0	0	4	1	0	1	0	0	0	10
Revente	-176	-197	-331	-466	-624	-625	-653	-645	-632	-562	-403	-257	-5 572
MW en revente nette	233	283	445	647	839	863	876	866	876	755	559	345	633

¹⁰ B-1-HQD-2, document 2, pages 11 et 12

BILAN ÉNERGÉTIQUE – SCÉNARIO SUSPENSION – ANNÉE 2008



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Annuel
AAR totaux	196	137	31	-118	-259	-268	-284	-278	-277	-199	-53	110	-1 261
Achats	199	139	59	4	0	8	3	0	3	0	20	121	557
Revente	-2	-2	-28	-122	-259	-276	-287	-278	-280	-199	-73	-11	-1 818
MW en revente nette	-264	-196	-41	164	348	372	382	373	384	267	74	-148	144

9. Veuillez détailler et compléter les informations historiques sur le volume des transits sur les interconnexions (2005, 2006 et 2007 réel)¹¹.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les livraisons d'énergie hors Québec par interconnexions pour les années 2005 et 2006. Les données de janvier à septembre 2007 sont présentées à titre préliminaire.

¹¹ B-1-HQD-2, document 1, page 14

Réseaux voisins	Chemin	Transit 2005 (GWh)	Transit 2006 (GWh)	Transit 2007 janv-sept (GWh)
Ontario	LAW DYMO OTTO CHNO P33C Q4C	1 121	868	973
Nouveau-Brunswick	NB	25	277	1326
New York	CRT	837	816	663
New York	MASS	3 432	3 651	3 737
Nouvelle-Angleterre	DER	295	202	162
Nouvelle-Angleterre	HIGH	1 221	1 358	1039
Nouvelle-Angleterre	NE	4 241	5 174	5484
TOTAL		11 172	12 346	13 384

Référence : échanges en en réception et livraison 2005 et 2006 déposés dans la demande tarifaire 2008 du Transporteur (R-3640-2007, pièce HQT-10, Document 1, page 18)

Échanges préliminaires en réception et en livraison pour janvier à septembre 2007

10. Veuillez fournir la valeur historique de la capacité (ICAP/UCAP) durant les mois d'été sur les réseaux voisins.
L'option de revente de ses surplus incorpore-t-elle la vente de capacité par le Distributeur sur les réseaux voisins?

Réponse :

La valeur historique de la capacité (ICAP/UCAP) durant les mois d'été sur le réseau du NYISO est disponible à l'adresse suivante :

<http://www.nyiso.com/public/products/icap/auctions.jsp>

Par ailleurs, l'option de revente des surplus sur les marchés n'intègre pas la vente de capacité sur les réseaux voisins.

Dans sa planification quotidienne, le Distributeur s'assure de l'équilibre offre-demande. Or, la prévision de la demande du Distributeur est soumise à différents aléas, qui même à très court terme, peuvent entraîner des variations importantes de la demande.

Pour faire face à ces situations, le Distributeur, de concert avec Hydro-Québec Production (Producteur) a négocié une entente-

cadre permettant de combler ce type de besoins. Cette entente a été approuvée par la Régie à deux reprises.

Lors des discussions ayant mené à la signature de l'entente-cadre, plusieurs approches ont été explorées. Bon nombre de scénarios examinés comportaient une prime fixe pour la puissance et un prix pour l'énergie. La prime de puissance variait selon les périodes de l'année. Les différentes approches prenaient en considération le coût des ressources déployées par Hydro-Québec Production selon les différentes périodes de l'année pour offrir un tel service. Elles reflétaient par exemple, le coût des centrales thermiques de pointe, la perte de rendement des groupes, la flexibilité requise pour entretien, notamment en dehors de la période d'hiver et la perte d'opportunité sur les marchés hors Québec.

Finalement, le Producteur et le Distributeur ont convenu d'une entente-cadre dans laquelle le prix de la puissance est concentré dans les 300 heures de plus forte consommation. Le prix des dépassements pendant cette période est de 300 \$/MWh, soit l'équivalent d'un prix pour l'énergie combiné à une prime de puissance. Ce prix élevé incite le Distributeur à procéder à l'acquisition des ressources en puissance nécessaires pour satisfaire les besoins de pointe.

Pour les autres périodes de l'année, soit pour les 8 460 heures restantes, les deux parties ont convenu que seul un prix de l'énergie serait facturé pour les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale. Le prix applicable pour cette période reflète un prix de marché qui correspond au coût moyen annuel des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur.

Cette entente assure le Distributeur que lorsque des dépassements de l'électricité patrimoniale surviennent en dehors de la période de 300 heures, le Producteur déploiera les ressources nécessaires pour satisfaire les besoins du Distributeur durant cette période (8 460 heures) sans que celui-ci ait à encourir de coûts de puissance additionnels. Inversement, cette entente sous-tend que le Distributeur ne mettra pas en vente sur les marchés des quantités de puissance qui pourraient dans certains cas être supportées par l'électricité patrimoniale.

Une utilisation différente de l'entente, notamment en dehors de la période des 300 heures de forte consommation, contreviendrait à l'esprit de l'entente actuelle et mènerait nécessairement à une renégociation de celle-ci.