RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE

PRIX APPLICABLES

1. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 12 et 13;
(ii) Décision D-2007-83, pages 12 et 13.

Préambule :

En ce qui concerne le prix applicable pour les autres heures de l'année, le Distributeur explique à la référence (i) que :

« *Le prix de 8,5 ¢/kWh applicable en 2009 correspond à celui de l'entente précédente auquel un taux d'indexation de 2,5 % a été appliqué. Ce prix, à l'origine, a été établi sur la base des coûts estimés pour les approvisionnements de long terme. Or, les coûts des approvisionnements de long terme sont beaucoup plus élevés en 2009, notamment en raison d'une demande plus faible, de sorte que le maintien du prix de 8,5 ¢/kWh est très avantageux.*

Par ailleurs, l'utilisation d'un prix fixé d'avance, applicable à la majorité des heures de l'année, réduit le risque associé aux coûts d'approvisionnement du Distributeur, particulièrement dans le contexte où il est difficile, voire impossible de déterminer à l'avance le jour et l'heure de l'année où les dépassements seront facturés. »

À la référence (ii), dans la décision D-2007-83 portant sur l'entente cadre précédente, la Régie énonce ce qui suit :

« […] *le recours à une formule basée sur le prix de marché pourrait avoir un attrait, notamment, car il représente une référence neutre et un signal de coût qui doit être suivi par le Distributeur. Cette référence neutre se rapproche aussi du coût d'opportunité du Producteur.*

[…] *il est préférable que les consommateurs assument les coûts d'une Entente reflétant le coût réel d'approvisionnement postpatrimonial, plutôt qu'un coût prévisionnel établi à un moment donné.* »

Demande :

1.1 Veuillez élaborer davantage sur la réduction, par l'utilisation d'un prix fixé d'avance, du risque associé aux coûts d'approvisionnement du Distributeur. Veuillez notamment expliquer pourquoi un prix de marché n'a pas été retenu, compte tenu des remarques formulées par la Régie citées en préambule.

Réponse :

L'utilisation d'un prix fixé d'avance permet au Distributeur de réduire son exposition à la volatilité des prix de marché.

Par ailleurs, conformément à ce que le Distributeur a souligné lors des dossiers sur l'approbation des ententes précédentes, la valeur des produits livrés par Hydro-Québec Production dans le cadre de l'Entente va bien au-delà de celle de l'énergie achetée sur le marché horaire d'un réseau voisin.

Les besoins visés par cette entente ne pourraient être comblés par les marchés. Les dépassements peuvent résulter soit d'une insuffisance des ressources disponibles, y compris des capacités d'importation, ou de la manifestation de besoins imprévus, ces derniers risquant d'entraîner des dépassements en cascade de plusieurs valeurs de la courbe de puissance classée patrimoniale. Le Distributeur rappelle que les dépassements sont constatés après coup et qu'il n'existe dans le marché aucun produit comparable à celui qu'il obtient par l'Entente.

En plus, les prix horaires de marché ne peuvent être interprétés comme le coût d'opportunité pour le Producteur, puisque ce dernier peut facilement s'abstenir de vendre aux heures où les prix sont trop faibles afin de concentrer ses activités lorsque les prix sont élevés.

Finalement, une entente indexée selon les prix de marché n'a pas été retenue au terme de la négociation entre les parties.

2. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 12 et 13;
(ii) Dossier R-3688-2009, pièce B-1-HQD-1, document 1, page 16.

Préambule :

En ce qui concerne le prix applicable pour les autres heures de l'année, le Distributeur explique à la référence (i) que :

« *Le prix de 8,5 ¢/kWh applicable en 2009 correspond à celui de l'entente précédente auquel un taux d'indexation de 2,5 % a été appliqué. Ce prix, à l'origine, a été établi sur la base des coûts estimés pour les approvisionnements de long terme. Or, les coûts des approvisionnements de long terme sont beaucoup plus élevés en 2009, notamment en raison d'une demande plus faible, de sorte que le maintien du prix de 8,5 ¢/kWh est très avantageux.*

Par ailleurs, l'utilisation d'un prix fixé d'avance, applicable à la majorité des heures de l'année, réduit le risque associé aux coûts d'approvisionnement du Distributeur, particulièrement dans le contexte où il est difficile, voire impossible de déterminer à l'avance le jour et l'heure de l'année où les dépassements seront facturés. »

Demandes :

2.1 Veuillez comparer et justifier le prix applicable de 8,5 ¢/kWh pour les autres heures de l'année par rapport aux prix à terme sur les marchés voisins pour la période couverte par l'Entente cadre. Veuillez préciser les sources et les hypothèses utilisées.

Réponse :

Le Distributeur utilise la moyenne des prix à terme du NYMEX de la zone A du NYSIO colligées au cours du mois de novembre 2008. Les prix à terme, pointe et hors pointe, sont disponibles pour les années 2009, 2010 et 2011.

	2009	2010	2011
Moyenne NYISO Zone A ($US/MWh)	54,07	57,36	57,49
Basis Zone A - Zone M ($US/MWh)	5,53	5,53	5,53
Frais d'importation ($US/MWh)	8,16	9,15	10,26
Moyenne NYISO Zone A ($US/MWh)	67,77	72,05	73,28
Moyenne NYISO Zone A ($Can/MWh)	81,32	86,45	87,94
Taux de change ($Can/$US)	1,20	1,20	1,20

Les frais d'importation ont été indexés de 12,1% par année, correspondant à la croissance des frais de transport observée sur la période entre 2005 et 2008, comme en fait foi le tableau ci-dessous.

	Évolution des frais d'import ($US/MWh)				
	2005	2006	2007	2008	2005 à 2008
TSC	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
NTAC	0,36	0,51	0,56	0,66	0,52
Reserve	0,22	0,30	0,26	0,35	0,28
Regulation	0,35	0,47	0,47	0,52	0,45
NYISO Cost of Operations	0,68	0,64	0,66	0,63	0,65
Uplift	0,98	0,92	1,36	2,56	1,45
Voltage Support and Black Start	0,39	0,36	0,34	0,38	0,37
Total	**5,17**	**5,39**	**5,85**	**7,28**	**5,92**

Source des frais en import du NYISO :

- **« Monthly reports » disponibles à l'adresse suivante http://www.nyiso.com/public/documents/studies_reports/monthly_reports.jsp**
- **Frais en import (TSC et NTAC) disponibles à l'adresse suivante http://www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data/tsc_ntac_rates.jsp**

Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner que toute référence à des prix à terme est imparfaite puisque les besoins comblés par l'Entente ne pourraient l'être par les marchés. Les services rendus par l'Entente comportent une valeur supérieure, compte tenu de la flexibilité qu'ils offrent au Distributeur.

2.2 Veuillez calculer le taux d'indexation (de 2009 à 2013) des dépassements qui prévaudrait si le Distributeur recourait à la même méthodologie que celle utilisée conformément à l'entente cadre initiale (R-3568-2005) pour évaluer le coût unitaire des dépassements de 2006 (avant TCE), en fonction des prix à terme. Veuillez calculer l'impact monétaire d'utiliser ce taux d'indexation plutôt que celui de 2,5 %. Veuillez préciser les sources et les hypothèses utilisées.

Réponse :

Le taux d'indexation, de 2009 à 2011, reflétant l'évolution du coût des achats et libellés en $Can/MWh, est de 4,0 %. Les sources d'information utilisées sont les mêmes que celles mentionnées dans la réponse à la question 2.1.

2.3 Veuillez calculer des taux d'indexation différents à chacune des années de la période couverte par l'Entente cadre, en fonction des prix à terme sur les marchés voisins. Veuillez calculer l'impact monétaire d'une telle pratique par rapport à la présente demande du Distributeur. Veuillez préciser les sources et les hypothèses utilisées. Veuillez également commenter cette pratique.

Réponse :

Le taux d'indexation est de 6,3 % en 2010 et de 1,7 % en 2011.

L'absence de prix à terme, pour les heures de pointe de 2012 et de 2013 ne permet pas le calcul des taux d'indexation pour toutes les années de la période couverte par l'Entente.

Le tableau suivant compare les prix applicables à chaque année pour le bloc constitué des autres heures (excluant les 40 plus petites valeurs horaires et 300 plus grandes valeurs horaires) selon deux méthodes :

1- une indexation fixée à 2,5% - conforme à l'Entente;
2- une indexation calculée sur la base des taux évalués à la réponse 2.2.

Année	Indexation à 2,5%	Indexation selon évolution des prix à terme
2009	85,00	85,00
2010	87,13	90,37
2011	89,30	91,92

Les coûts unitaires seraient donc supérieurs à ceux de l'entente proposée.

Sources et hypothèses : Voir réponse 2.1.

2.4 Veuillez commenter la possibilité d'établir des taux d'indexation différents à chacune des années de la période couverte par l'Entente cadre, en fonction de la moyenne annuelle des prix réels sur les marchés voisins.

Réponse :

Une formule d'indexation du prix des dépassements en fonction de l'évolution des prix réels sur les réseaux voisins n'a pas été retenue au terme de la négociation. Par ailleurs, le Distributeur considère qu'une telle formule introduirait un risque additionnel sur les coûts d'approvisionnement. Une indexation fixée à l'avance constitue, dans le contexte actuel, un avantage sur le plan de la gestion des risques sur les coûts d'approvisionnement.

2.5 Veuillez commenter la fixation à 2,5 % du taux d'indexation en regard du taux d'inflation à long terme de 2 % (référence ii).

Réponse :

Le Distributeur réitère que l'Entente est le résultat de la négociation entre le Distributeur et le Producteur et que le taux de 2,5% est identique à celui qui s'appliquait à la précédente entente. Enfin, ce taux n'est pas le reflet d'une prévision d'inflation à long terme, ni de l'évolution des prix à terme sur les marchés.

3. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 12;
(ii) Dossier R-3622-2006, pièce B-9-HQD-2, document 1, page 5.

Préambule :

« *Les difficultés reliées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de plus faible demande imposent certaines contraintes d'approvisionnement au Distributeur. Conséquemment, les dépassements sont souvent inévitables pendant les heures concernées. Ainsi, conformément aux souhaits exprimés par la Régie dans le dossier R-3622-2006, le prix applicable pour les dépassements*

correspondant aux 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale est dorénavant balisé par le prix de marché […] » (référence i)

« *Lorsqu'il y a importation d'électricité sur le réseau, il faut réduire d'autant la production interne. Il existe cependant un seuil minimal de production sur le réseau. Le seuil, qui varie constamment, est le résultat des contraintes de débits minimums aux ouvrages de production hydraulique, et des contraintes techniques et contractuelles aux centrales thermiques et de contraintes sur le réseau de transport. Ces contraintes peuvent limiter la quantité totale d'importation, selon le niveau de charge. De plus, avec la réduction de production synchronisée sur le réseau, on doit réduire la quantité de puissance injectée (importée) par interconnexion de façon à ce que le déclenchement de l'interconnexion ne provoque pas un délestage de charge en sous fréquence.* » (référence ii)

Demandes :

3.1 Veuillez expliquer plus en détail comment ce nombre d'heures (40), pendant lesquelles « *les dépassements sont souvent inévitables* », a été déterminé. Veuillez fournir les hypothèses à l'appui de votre réponse.

Réponse :

L'analyse des dépassements de 2005 à 2008 et le désir de circonscrire les heures de creux de charges ont dicté au Distributeur le choix du nombre d'heure pour lesquelles l'article 7.1.2 de l'Entente s'appliquera. Au cours des dernières années, près de 25 % de l'énergie en dépassement a été observée au cours de ces 40 heures. L'augmentation du nombre d'heure n'aurait pas pour effet d'accroître significativement l'énergie en dépassement dans cette plage.

3.2 Veuillez préciser les motifs d'ordres technique et économique pour lesquels un plus grand nombre d'heures de faible demande n'a pas été retenu.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

UTILISATION DE L'ENTENTE

4. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 8, tableau 1;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 1;
(iii) Pièce B-3-HQD-Relevé des livraisons réalisées, 2005 à 2007.

Préambule :

La Régie comprend que, pour l'année 2007, le volume d'électricité mobilisée par le Distributeur en dépassement de l'électricité patrimoniale a été établi notamment selon la méthode précisée à l'article 5.2.2 b) de la référence (ii). Par conséquent, en plus des dépassements horaires indiqués au fichier de suivi de l'année 2007 à la référence (iii), des dépassements « *en ajustement* » de l'ordre de 47 GWh sont appliqués, pour un total de 192,5 GWh.

À partir des documents à la référence (iii), la Régie a compilé certaines données et les illustre ci-dessous :

TABLEAU A

	M$			
	2008	2007	2006	2005
(a) Coût des dépassements selon les valeurs horaires		11,9	7,4	3,7
(b) Ajustement annuel (article 5.2.2 b)		3,8	s/o	s/o
(c) Coût total de l'entente cadre [a +b]		15,7	7,4	3,7
(d) Indicateur de marché NYISO M [somme de *prix horaire NYISO M x dépassement horaire*] ajusté pour le taux de change $CAN/$US *		9,8	4,7	3,7
(e) Différence par rapport à l'indicateur de marché NYISO M [(c) – (d)]		5,9	2,7	0,0
(f) Différence par rapport au marché NYISO M, tenant compte d'un prix du NYISO M ajusté pour les frais en import (TSC, NTAC, SC)				

* Source des données : Banque du Canada – Département des marchés financiers – Moyenne annuelle des taux de change, Ottawa, 2005 à 2007 (page consultée le 15 avril 2009).

Demandes :

4.1 Veuillez corriger au besoin les données présentées aux lignes (d) et (e) du tableau A en préambule et expliquer les corrections apportées. Veuillez également compléter les cases de la ligne (f) et de la colonne de l'année 2008.

Réponse :

Tableau R-4.1

	M$			
	2008	2007	2006	2005
(a) Coût des dépassements selon les valeurs horaires	8,50	11,90	7,40	3,70
(b) Ajustement annuel (article 5.2.2 b)	s/o	3,80	s/o	s/o
(c) Coût total de l'entente cadre [a +b]	8,50	15,70	7,40	3,70
(d) Indicateur de marché NYISO M [somme de *prix horaire NYISO M x dépassement horaire*] ajusté pour le taux de change $CAN/$US *	6,72	9,80	4,70	3,70
(e) Différence par rapport à l'indicateur de marché NYISO M [(c) – (d)]	1,78	5,90	2,70	0,00
(f) Différence par rapport au marché NYISO M, tenant compte d'un prix du NYISO M ajusté pour les frais en import (TSC, NTAC, SC)	1,03	5,05	2,18	-0,24

Moyenne annuelle du taux de change ($Can//$US)	1,06601429	1,07478127	1,13409360	1,21163240
Moyenne annuelle des frais en import ($US/MWh)	7,28	5,85	5,39	5,17

Source des frais en import du NYISO :

- **« Monthly reports » disponibles à l'adresse suivante http://www.nyiso.com/public/documents/studies_reports/monthly_reports.jsp**
- **Frais en import (TSC et NTAC) disponibles à l'adresse suivante http://www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data/tsc_ntac_rates.jsp**

4.2 Veuillez préciser de quelle façon les dépassements « *en ajustement* » des dépassements horaires annuels ont été alloués, en 2007 et 2008 le cas

échéant, entre les diverses catégories de prix horaires (81 $/MWh, 300 $/MWh, NYISO Zone M ajusté pour les frais et le taux de change).

Réponse :

Le prix des dépassements « en ajustement » est celui décrit à l'article 7.1.2 de l'entente-cadre signée le 29 novembre 2006, c'est-à-dire 81 $Can/MWh en 2007. Aucun de ces dépassements n'a été facturé à 300 $/MWh.

4.3 Veuillez préciser la valeur actuelle des frais en import (TSC, NTAC, SC) inscrits à l'article 7.1.1 de la référence (ii) et indiquer si le Distributeur entrevoit que ces frais demeureront stables de 2009 à 2013.

Réponse :

L'analyse des frais au cours des quatre dernières années révèle que certaines composantes des frais en import, tels que les frais « Uplift » augmentent. Voir, à cet effet, la réponse à la question 2.1.

4.4 Veuillez commenter la différence de coût par rapport au marché NYISO, aux lignes (e) et (f) du tableau A en préambule, eu égard aux services rendus par les ententes cadres de 2005 à 2008.

Réponse :

La différence de coût par rapport au marché NYISO, à la ligne (f) du tableau A reflètent les coûts supplémentaires associés aux frais d'importation.

Tableau R-4.4

	2008	2007	2006	2005
Dépasssements (GWh)	102,82	145,97	95,90	45,60
Moyenne annuelle du taux de change ($Can//$US)	1,06601429	1,07478127	1,13409360	1,21163240
Moyenne annuelle des frais en import ($US/MWh)	7,28	5,85	5,39	5,17
Ajustements pour frais d'import (M$Can)	0,80	0,92	0,59	0,29

En ce qui concerne la différence entre les services redus par l'Entente et les achats d'électricité sur le marché de New-York, voir la réponse à la question 1.1.

4.5 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (i) pour tenir compte des données de 2008. Veuillez également commenter l'utilisation de l'entente cadre faite par le Distributeur au cours de 2008.

Réponse :

Tableau R-4.5

	2005	2006	2007	2008	Moyenne des 4 ans
Dépassements pendant les 300 heures de plus grande contribution (GWh)	1,1	0,0	0,3	0,0	**0,4**
Dépassements pendant les 40 heures de plus faible contribution (GWh)	11,7	31,7	3,5	10,9	**14,4**
Dépassements pendant le reste des heures de l'année (GWh)	32,8	64,2	188,7	92,0	**94,4**
Dépassements totaux (GWh)	45,6	95,9	192,5	102,8	**109,2**
Coûts facturés dans le cadre de l'entente (M$)	3,7	7,4	15,7	8,5	**8,8**

Le contexte d'approvisionnement du Distributeur en 2008 s'apparente à celui de 2007. Lors de ces deux dernières années, le Distributeur a géré son portefeuille d'approvisionnements dans un contexte de surplus énergétiques importants.

Lorsque le Distributeur analysait des stratégies d'achats afin de minimiser les dépassements, il ne pouvait ignorer l'impact possible de ses achats sur les surplus déjà considérables. Le Distributeur a donc limité les achats qui auraient potentiellement réduit ses dépassements, lorsque ceux-ci risquaient d'augmenter de façon significative les surplus à gérer.

Le Distributeur tient à rappeler qu'il effectue régulièrement des simulations de l'impact de ses achats sur les dépassements et sur l'électricité patrimoniale inutilisée, afin de tenir compte, entre autres choses, des aléas climatiques. Dans un contexte de surplus, le Distributeur est ainsi plus enclin à accepter un risque

accru de dépassement, compte tenu du risque plus élevé de générer des surplus additionnels.

En 2008, des moyens supplémentaires (fermeture de TCE et conventions d'énergie différée) ont été mis à la disposition du Distributeur afin de gérer ses surplus et accroître sa flexibilité.

4.6 Pour chacune des années du tableau de la référence (i), veuillez calculer les coûts qui auraient été facturés en vertu des ententes cadres de 2005 à 2008 si le prix applicable pour les 40 heures de plus faible demande dans l'Entente proposée lui avait été disponible.

Réponse :

Tableau R-4.6

	2005	2006	2007	2008	Moyenne des 4 ans
Coûts facturés (M$Can), selon la formule de prix proposé à l'article 7.1.2 de l'entente proposée.	3,5	6,3	15,6	8,4	**8,4**

5. Référence : Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 10 et 11.

Préambule :

« *Les évaluations présentées au tableau 2 sont basées sur l'évolution de la demande et le portefeuille de ressources prévus dans le cadre de l'État d'avancement. Elles ne prennent pas en considération les approvisionnements additionnels qui pourront être mis en place par le Distributeur afin de répondre à la demande et limiter l'utilisation de l'Entente.*

Il convient également de noter que les coûts estimés résultent d'une espérance d'utilisation élevée pendant les 300 heures de plus forte charge. Or, comme le Tableau 1 le démontre, les moyens mis en œuvre par le Distributeur permettent une utilisation des ententes-cadres bien inférieure à l'espérance. » (nous soulignons)

Demandes :

5.1 Veuillez définir les « *approvisionnements additionnels* » non prévus dans le cadre de l'État d'avancement du plan d'approvisionnement qui pourraient « *limiter l'utilisation de l'Entente* ».

Réponse :

Pour calculer l'espérance des dépassements, le Distributeur a simulé une utilisation de l'électricité interruptible et d'achats de court terme.

Pour limiter davantage l'utilisation de l'Entente, le Distributeur devra acquérir soit des approvisionnements spécifiques au comblement des besoins des mois d'hiver soit des moyens dont la répartition mensuelle correspond au profil mensuel des besoins.

5.2 Veuillez indiquer si les méthodes statistiques utilisées et les aléas considérés pour produire les données du tableau 2 de la page 10 sont les mêmes que ceux utilisés pour produire les informations semblables dans le dossier R-3622-2006. Si non, veuillez expliquer en quoi ils diffèrent.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il a utilisé les mêmes méthodes statistiques que dans le dossier R-3622-2006. Cependant, depuis le dossier R-3622-2006, les aléas ont augmenté, notamment les aléas climatiques susceptibles d'affecter les résultats des simulations présentées au Tableau 2.

Dans le cadre du dossier R-3622-2006, les aléas étaient ceux utilisés lors de l'État d'avancement 2006, alors que dans le présent dossier, les aléas sont ceux de l'État d'avancement 2008 (les mêmes que ceux utilisés dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017).

Le tableau qui suit présente l'évolution de l'aléa climatique depuis le dépôt de l'État d'avancement 2006.

Tableau R-5.2

Aléas sur les besoins à la pointe (en mégawatts)

	an1/an2	an 2/an3	an3/an4	an 4/an5
État d'avancement 2006	**1240**	**1250**	**1270**	**1270**
État d'avancement 2008	**1530**	**1570**	**1590**	**1610**
Différence	**+ 290**	**+ 320**	**+320**	**+ 340**

5.3 Veuillez expliquer pourquoi l'espérance d'utilisation est « *élevée* » pendant les 300 heures de plus forte charge.

Réponse :

Le Distributeur opte pour une approche prudente de la gestion de ses approvisionnements pendant la période d'hiver. Les simulations de l'utilisation de l'entente cadre reposent sur l'hypothèse que le Distributeur peut utiliser les marchés de court terme jusqu'à concurrence d'une capacité maximale de 1 400 MW.

Le Distributeur réitère que la gestion journalière (opérationnelle) des approvisionnements, patrimoniaux et post patrimoniaux, permet de minimiser ces dépassements, en profitant au maximum des opportunités offertes par les marchés de court terme. L'expérience des deux précédentes ententes le démontre.

Voir la réponse à la question 6.2.

5.4 Veuillez expliquer pourquoi, au tableau 2, l'espérance d'utilisation de l'Entente cadre lors des 40 heures de plus faible charge est plus faible en 2012 et 2013 qu'en 2009, 2010 et 2011.

Réponse :

L'explication tient à la production des parcs éoliens. L'entente d'intégration éolienne prend fin en 2011. Ainsi, pour les années 2009 à 2011, les simulations tiennent compte d'une production mensuelle fixe à 35%, alors qu'à compter de 2012 les simulations

tiennent compte de la production mensuelle attendue de chaque parc.

***Ceteris paribus*, le niveau des dépassements sera d'autant plus faible que le profil horaire des approvisionnements est similaire à celui des besoins à satisfaire.**

6. Références : (i) Dossier R-3622-2006, pièce B-9-HQD-2, document 1, pages 12 et 13;
(ii) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 10, tableau 2.

Préambule :

La référence (i) présente l'espérance des coûts de l'entente cadre 2007-2008, tel que soumis dans le dossier R-3622-2006 :

Année	Espérance des coûts (M$ CA)
2007	1,6
2008	6,4

La référence (ii) présente l'espérance des coûts de l'Entente cadre sur cinq ans :

Année	Espérance des coûts (M$ CA)
2009	9,4
2010	13,6
2011	28,0
2012	28,7
2013	44,9

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer pourquoi l'Entente cadre soumise pour approbation (référence ii) a une espérance de coûts supérieure aux données présentées dans le dossier R-3622-2006 (référence i).

Réponse :

Les évaluations de l'espérance de dépassement déposées dans le présent dossier sont en effet supérieures à celles déposées dans le dossier R-3622-2006. Cette différence est principalement attribuable aux aléas climatiques qui sont actuellement plus élevés que lors du dépôt du dossier précédent.

Pour plus de détails, voir la réponse à la question 5.2.

6.2 Veuillez expliquer l'augmentation de l'espérance de coûts prévue dans l'Entente cadre proposée de 9,4 M$ en 2009 à 44,9 M$ en 2013 (référence ii).

Réponse :

L'évolution des coûts s'explique essentiellement par l'accroissement du volume des dépassements lors des « 300 heures de plus forte charge » et des « Autres heures ».

L'augmentation du volume des dépassements est due à l'évolution de la demande, aux moyens simulés et aux aléas.

Cependant, d'éventuels approvisionnements additionnels en puissance devraient contribuer à satisfaire des besoins en énergie d'hiver et ainsi éviter une portion des dépassements simulés. Ces approvisionnements n'ont pas été pris en compte pour déterminer les espérances de dépassement fournies au Tableau 2 de la pièce HQD-2, document 1.

7. Références : (i) Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 10 et 11;
(ii) État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, 31 octobre 2008, page 55;
(iii) http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/pdf/ convention_01-03-09a.pdf et http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/pdf/ convention_04-09-09.pdf;

Préambule :

À la référence (i), il est mentionné que « *Les évaluations présentées au tableau 2 sont basées sur l'évolution de la demande et le portefeuille de ressources prévus*

dans le cadre de l'État d'avancement ». Dans l'État d'avancement, à la référence (ii), l'énergie du contrat cyclable que le Distributeur prévoit différer est de 0,4 TWh, 1,1 TWh et 1,0 TWh de 2009 à 2011, respectivement. La référence (iii) présente le Préavis d'énergie différée janvier à mars 2009 (amendé) et le Préavis d'énergie différée avril à septembre 2009. La Régie constate de ces préavis que le Distributeur diffère, entre mars et septembre 2009, la totalité de l'énergie du contrat cyclable.

Demande :

7.1 Veuillez refaire le tableau 2 de la référence (i) en tenant compte du nouveau contexte d'approvisionnement (équilibre offre/demande) depuis le dernier État d'avancement du plan d'approvisionnement (référence ii), dont l'utilisation accrue de la convention d'énergie différée relative au contrat cyclable (référence iii).

Réponse :

Le tableau R-7.1 présente une mise à jour du tableau 2 pour l'année 2009. Cette mise à jour intègre la modification quant à l'utilisation de la convention d'énergie différée[1], pour l'année 2009 ainsi que les besoins réels du 1er janvier au 17 février 2009.

Les années 2010 à 2013 ne sont pas modifiées.

[1] Lettre du 27 février adressée au Producteur et disponible sur le site Internet du Distributeur.

Tableau R-7.1

Probabilité d'utilisation de l'Entente pour 2009

Probabilité [1]	**10%**	**25%**	**50%**	**75%**	**90%**	**Espérance**
Quantités (GWh)						
2009						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
40 heures de plus faible charge	0,0	0,1	0,3	0,5	0,9	0,3
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,3
Total	**0,0**	**0,1**	**0,3**	**0,5**	**0,9**	**29,0**
Coûts totaux des dépassements (M$ CA) [2]						
2009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5

[1] Probabilité que les quantités et les coûts totaux soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.

[2] La moyenne des prix à terme au 13 février, en période hors pointe d'été, est utilisée pour estimer le prix lors des 40 heures de plus faible charge. Les prix correspondants sont de 5,5 ¢/KWh, 6,3 ¢/KWh, 6,4 ¢/KWh, 6,5 ¢/KWh et 6,5 ¢/KWh pour les années 2009 à 2013 respectivement.

DURÉE DE L'ENTENTE

8. Référence : Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 5 et 6.

Préambule :

L'Entente cadre soumise pour approbation est d'une durée de cinq ans, comparativement au terme de deux ans des deux ententes cadres précédentes. Le Distributeur justifie ce terme plus long par « *les motifs suivants :*

- *Il s'agit de la troisième entente-cadre conclue entre le Distributeur et le Producteur.*
- *Les parties et la Régie ont ainsi acquis une bonne connaissance de la gestion des ressources en électricité disponibles au Distributeur pour équilibrer son bilan. À cet égard, la nécessité d'une telle entente est clairement établie.*
- *Les besoins du Distributeur visés par l'Entente sont récurrents.* »

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé la conclusion de l'Entente cadre pour un terme de deux ans. Si oui, veuillez indiquer les motifs pour lesquels un terme de deux ans n'a pas été retenu. Si non, veuillez indiquer les autres motifs que ceux cités en préambule, le cas échéant, pour justifier la conclusion de l'Entente cadre pour un terme de cinq ans.

Réponse :

Le Distributeur souhaitait une entente de cinq ans. Les motifs mentionnés en préambule constituent quelques unes de ses motivations. D'autres sont mentionnées ci-dessous.

La présente entente est similaire à celles en vigueur depuis 2005. La modification la plus substantielle consiste en l'introduction d'une formule de prix à la baisse s'appliquant aux 40 heures de plus faible charge de l'année.

Les dispositions de l'entente et la mécanique de son application sont maintenant bien connues. Les résultats observés depuis quatre ans démontrent clairement que le Distributeur en fait une utilisation judicieuse et somme toute peu coûteuse, eu égard aux bénéfices qu'elle procure.

La conclusion d'une entente de cinq ans permet au Distributeur de sécuriser ses coûts d'approvisionnement et son environnement de planification sur une plus longue période, tout en apportant un allégement réglementaire.

8.2 Veuillez expliquer pourquoi l'Entente cadre a été conclue pour un terme de cinq ans, compte tenu notamment que :

- le prix applicable pour les autres heures de l'année est un prix fixe et non un prix de marché (question 1.1);
- l'espérance des coûts de l'Entente cadre grimpe à compter de 2011 (question 6.2).

Réponse :

Une entente de cinq ans à prix fixe protège le Distributeur contre l'incertitude sur les fluctuations de prix marché.

En ce qui concerne le second élément mentionné par la Régie, le Distributeur réitère que les évaluations d'espérance de dépassement sont issues de simulations dont les résultats doivent être interprétés avec certaines réserves. Les limites des méthodes et hypothèses utilisées sont exposées dans les réponses aux questions 5.1, 5.2, 5.3, 6.1 et 6.2.

Le principe du coût fixe est accepté dans la majorité des contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux du Distributeur. À 8,5 ¢/kWh, les livraisons d'électricité de l'entente-cadre comportent un prix inférieur aux approvisionnements post-patrimoniaux et cela pour un produit comportant une plus grande flexibilité et qui n'a pas d'équivalent sur le marché.

Le Distributeur réitère qu'il continuera à utiliser l'entente-cadre comme outil d'approvisionnement de dernier recours, tel qu'il l'a fait lors des dernières années.

REVENTE DE PUISSANCE

9. Références :
(i) Dossier R-3648-2007, pièce A-26-7, pages 28 et 29;
(ii) Décision D-2008-133, page 25;
(iii) Pièce B-1-HQD-1, document 1;
(iv) Dossier R-3648-2007, pièce B-1-HQD-1, document 2, annexe 4A, pages 205 à 211;
(v) Dossier R-3648-2007, pièce B-1-HQD-1, document 1, page 28;
(vi) Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 14;
(vii) État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, 31 octobre 2008, pages 29 et 30.

Préambule :

À la référence (i), dans le dossier du plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur indique que c'est principalement la vente de puissance qui sera discutée avec le Producteur dans la prochaine négociation de l'entente cadre. Il entend concrétiser sur papier sa position à cet égard. À la référence (ii), dans la décision D-2008-133 relative à ce dossier, la Régie demande au Distributeur de

« *clarifier dans l'entente cadre la possibilité éventuelle de revendre de la puissance et d'en évaluer l'intérêt financier pour réduire ses coûts d'approvisionnement* ».

À la référence (iii), l'Entente cadre prévoit que :

« ***ATTENDU QUE*** *le Producteur met à la disposition du Distributeur les ressources qu'il planifie pour assurer la fiabilité de l'électricité patrimoniale, telles que définies dans les* services complémentaires*, dans la mesure où le Distributeur utilise ces ressources uniquement pour des fins d'approvisionnement des marchés québécois et qu'il ne peut ainsi remettre en vente toute quantité de* puissance*;* » (nous soulignons).

Le Distributeur et le Producteur ont conclu une *Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial* (référence iv). À la référence (v), le Distributeur explique que :

« *L'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. La description détaillée de ces services est présentée à l'annexe 4A. Ces services incluent notamment des dispositions concernant la planification des ressources en puissance. Ces dispositions permettent de déterminer qu'Hydro-Québec Production maintiendra une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale prévue au profil de livraison de l'électricité patrimoniale.* »

À la référence (vi), le Distributeur mentionne que « *Dans l'hypothèse où le Distributeur souhaiterait revendre de la puissance, il ne peut s'attendre à ce que la puissance accessible en vertu de l'Entente lui soit offerte à des conditions différentes de celles disponibles sur le marché* ».

Demandes :

9.1 La Régie comprend de l'ATTENDU cité en préambule que le Distributeur ne peut remettre en vente « *toute quantité de* puissance » associée aux ressources que le Producteur planifie « *pour assurer la fiabilité de l'électricité patrimoniale* », soit la « *réserve de planification de 3 100 MW* ». Veuillez confirmer ou au besoin corriger la compréhension de la Régie.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il ne peut remettre en vente la puissance associée aux ressources que le Producteur planifie pour assurer la fiabilité de l'électricité patrimoniale. Par ailleurs, l'ATTENDU auquel se réfère la Régie de l'énergie a une portée qui

va au-delà des quantités de puissance planifiées par le Producteur. Le Distributeur convient qu'il ne revendra aucune quantité de puissance sur les marchés, y compris celle provenant des approvisionnements hors-patrimoniaux.

9.2 La Régie comprend de l'ATTENDU cité en préambule que le Distributeur peut, en situation de surplus, remettre en vente de la puissance postpatrimoniale qu'il a contractée, par exemple en vertu du contrat avec TCE ou du contrat éventuel de long terme en puissance prévu par le Distributeur dans son plan d'approvisionnement 2008-2017 (référence vii). Veuillez confirmer ou au besoin corriger la compréhension de la Régie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1.

9.3 Dans le cas où, selon le Distributeur, l'ATTENDU cité en préambule signifie qu'il ne peut remettre en vente toute quantité de puissance quelle qu'elle soit :

a) veuillez justifier la décision du Distributeur de consentir à cette stipulation, dans le contexte où le Distributeur a contracté et contractera éventuellement de la puissance postpatrimoniale. Veuillez notamment indiquer les considérations d'ordres technique et économique, le cas échéant, qui ont motivé cette décision.

Réponse :

Au-delà des considérations invoquées à la section 3 de la pièce HQD-2 document 1, le Distributeur tient à souligner les motifs suivants :

1- À l'instar du contrat patrimonial, la présente entente est offerte au Distributeur à des conditions que le marché ne saurait offrir. De plus, la quantité de puissance mise à la disposition du Distributeur en vertu de la présente entente ne peut être mise en marché par le Producteur, et ce dernier ne peut en tirer un revenu.

2- Les aléas de la demande affectent les besoins du Distributeur tout au long de l'année et non seulement en hiver. D'ailleurs, l'enveloppe d'électricité patrimoniale, telle que définie par la courbe de puissances classées patrimoniale, risque d'être dépassée lors de n'importe quelle saison. L'Entente met à la disposition du Distributeur une quantité de puissance lui permettant de couvrir les aléas sur ses besoins tout au long de l'année. Cette puissance lui est fournie même si la tarification des dépassements est centrée sur les quantités d'énergie utilisées.

3- Malgré l'absence de tarification de la puissance, Hydro-Québec Production doit, tout au long de l'année, mobiliser une quantité de ressources suffisante pour permettre au Distributeur de satisfaire ses besoins. La revente, par le Distributeur, de toute quantité de puissance associée à ses approvisionnements post-patrimoniaux (comme dans le cas de TCE), même en situation de surplus, conduirait donc à la sollicitation accrue d'Hydro-Québec Production en tant que fournisseur d'électricité en dépassement de ses obligations à l'égard de son engagement de fournir l'électricité patrimoniale.

Ainsi, le Distributeur ne peut à la fois bénéficier des avantages d'une puissance mise à sa disposition à des conditions plus avantageuses que le marché et, en même temps, se prévaloir d'opportunités de revente, surtout si ces dernières sont supportées par la réserve associée à l'électricité patrimoniale.

Dans un tel contexte, le scénario de revente de surplus de puissance ferait en sorte, que l'utilisation de la puissance mise à la disposition par le Producteur pourrait être facturée à des conditions semblables à celles qui prévalent sur le marché. Une telle situation entraînerait un coût nettement plus élevé que le bénéfice que le Distributeur pourrait tirer de la revente de puissance.

b) veuillez fournir l'évaluation que le Distributeur a faite de l'intérêt financier de revendre de la puissance pour réduire ses coûts d'approvisionnement, tel que demandé par la Régie dans sa décision

D-2008-133 (référence ii). Veuillez notamment indiquer les revenus de revente de puissance postpatrimoniale considérés sur la période 2009-2013 selon la plus récente évaluation de l'équilibre offre/demande du Distributeur, en précisant les hypothèses retenues, dont les quantités de puissance postpatrimoniale disponibles pour la revente (abstraction faite de l'ATTENDU) et les prix de marché.

Réponse :

Afin de développer sur l'hypothèse demandée par la Régie, le Distributeur doit envisager un scénario de surplus où une certaine quantité de puissance estivale pourrait être revendue.

Tout au plus, des revenus pourraient être tirés de la revente de quelques centaines de mégawatts au prix de 2,5 $/kW-mois, soit le prix actuellement considéré pour la puissance.

Par ailleurs, tel qu'exposé dans la réponse à la question précédente, si le Distributeur voulait se prévaloir de ce type d'opportunité, il devrait faire l'acquisition d'une quantité de puissance de 3 100 MW à un prix équivalent.

L'équation coût / bénéfices se réduit donc à la comparaison de la valeur au prix de marché de 3 100 MW dont l'achat serait inéluctable à un produit de revente sur une quantité de puissance moindre à un prix, au mieux, équivalent.

9.4 Compte tenu que l'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, dont le maintien par Hydro-Québec Production d'une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale prévue au profil de livraison de l'électricité patrimoniale (références iv et v), veuillez expliquer pourquoi, dans l'hypothèse où le Distributeur souhaiterait revendre de la puissance postpatrimoniale qu'il a contractée, le Distributeur aurait à payer :

a) pour de « *la puissance accessible en vertu de l'Entente* » .(référence vi);

Réponse :

En vertu de l'entente sur les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, les obligations d'Hydro-Québec Production se limitent à « <u>Planifier</u> les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale ne se produise pas plus d'une fois par dix ans… » (nos soulignés)

Les ressources planifiées sont physiquement accessibles par le réseau de TransÉnergie. Toutefois, leurs conditions d'utilisation pour répondre à des besoins hors patrimoniaux n'est pas incluse dans l'électricité patrimoniale.

b) un prix différent pour les services rendus par l'Entente.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 9.3 et 9.4a.

CLAUSES DE L'ENTENTE

10. Références : (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, articles 11, 14 et 17.4;
(ii) Décision D-2006-27, pages 7 et 8, sections 3.2 et 3.3.

Préambule :

Les articles de la référence (i) traitent d'options relatives à la résiliation, à la cession, à la modification ou à la renonciation.

Demande :

10.1 Veuillez confirmer que le Distributeur entend requérir l'approbation de la Régie avant d'exercer l'une ou l'autre des options prévues aux articles cités à la référence (i), compte tenu des commentaires de la Régie dans la décision citée en référence (ii).

Réponse :

Le Distributeur confirme la compréhension de la Régie.