Régie de l'énergie

<u>Dossier R-3689-2009</u>

Demande d'approbation d'une entente globale cadre
entre
Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution

Mémoire de l'Union des consommateurs

Le 12 mai 2009

Table des matières

1. Mise en contexte 4

2. Détermination des prix applicables 5

3. La revente de puissance post-patrimoniale 12

4. Dispositions diverses

4.1 Durée de l'entente 22

4.2 Règlement des litiges 23

4.3 Autorisation d'imputer les coûts des dépassements au compte de frais reportés 24

4.4 Rétroactivité au 1er janvier 2009 25

5. Recommandations 26

1. Mise en contexte

L'entente globale cadre soumise pour approbation par la Régie concerne les conditions de livraison et les prix applicables aux dépassements de la courbe des puissances classées auxquels est exposée Hydro-Québec Distribution dans son utilisation de l'électricité patrimoniale fournie par Hydro-Québec Production.

Le Distributeur explique que ces dépassements résultent « de la variabilité de la demande et des délais quant à l'utilisation des moyens d'approvisionnement à sa disposition[1] ». Il précise également que certains de ces dépassements ne sont constatés qu'en fin d'année, lors de la fermeture comptable.

En fait, il convient de préciser que la somme de ces dépassements de même que les heures où ces dépassements sont effectivement survenus ne peuvent être constatés qu'en fin d'année dans tous les cas, soit au terme des efforts déployés par le Distributeur pour apparier la demande aux puissances classées pour chacune des 8760 heures d'une année.

Hydro-Québec Distribution mentionne que les besoins couverts par l'Entente sont ceux qui surviennent «après (qu'elle) ait utilisé tous les autres moyens d'approvisionnement à sa disposition, l'utilisation de l'Entente (constituant) une mesure de dernier recours[2]».

Il s'agit de la deuxième demande de reconduction de l'entente cadre depuis son approbation initiale par la Régie en 2005. La présente demande vise une approbation pour une durée de cinq ans.

[1] R-3689-2009, HQD-2 Doc 1, page 5, lignes 3 à 5.
[2] *Ibid*, page 6, lignes 11 à 13.

2. Détermination des prix applicables

Un examen des quantités d'énergie facturées[3] au cours des dernières années à titre de dépassements de la courbe annuelle des puissances classées du bloc patrimonial démontre qu'il s'agit d'un usage de 109 GWh / an en moyenne (un sommet de 193 GWh ayant été atteint en 2007).

	2005	2006	2007	2008	Moy.
Dépassements, 300 heures de + grande contribution (GWh)	1,1	0,0	0,3	0,0	0,4
Dépassements, 40 heures de + 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 (M$)	3,7	7,4	15,7	8,5	8,8
Coût unitaire moyen (¢ / KWh)	**8,11**	**7,72**	**8,16**	**8,27**	**8,06**

Les coûts facturés annuellement sont passés d'un minimum de 3,7 M$ en 2005 à un maximum de 15,7 M$ en 2007 pour une valeur unitaire moyenne de 8,06 ¢ / KWh de 2005 à 2008.

Sur une base prospective, Hydro-Québec Distribution présente les dépassements (en GWh) prévus selon divers degrés de probabilité pour les cinq années couvertes par l'entente soumise, soit de 2009 à 2013[4].

	Espérance d'utilisation				
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
300 heures + forte charge (GWh)	28,7	39,7	76,4	79,1	119,6
40 heures + faible charge (GWh)	2,1	1,6	1,9	0,2	0,2
le reste des heures (GWh)	7,5	18,2	55,6	54,0	96,2
Dépassements totaux (GWh)	**38,3**	**59,5**	**133,9**	**133,3**	**216,0**
	Coûts projetés				
Coûts totaux (M$ CA)	**9,4**	**13,6**	**28,0**	**28,7**	**44,9**
Coût unitaire (¢ / KWh)	**24,5**	**22,9**	**20,9**	**21,5**	**20,8**

Les dépassements totaux prévus augmentent progressivement d'un minimum de 38,3 GWh en 2009 à un maximum de 216,0 GWh en 2013. Sur l'ensemble de la période couverte par l'Entente (2009-2013), la moyenne annuelle des dépassements prévus est

[3] HQD-2 Doc 1, page 8, Tableau 1 et HQD-3 Doc 1, page 13, Tableau R-4.5.
[4] *Ibid*, page 10, Tableau 2.

de 116,2 GWh en comparaison d'une moyenne annuelle de 109,2 GWh pour les années 2005-2008.

Pour les 300 heures de plus forte charge, la moyenne annuelle des dépassements prévus de 2009 à 2013 atteint 68,7 GWh alors qu'elle était de 0,4 GWh / an entre 2005 et 2008. Pour les 40 heures de plus faible charge, la moyenne des dépassements prévus (2009-2013) est de 1,2 GWh / an alors qu'elle était de 14,4 GWh pour la période 2005-2008. Enfin, pour les autres heures de l'année, la moyenne annuelle des dépassements prévus (2009-2013) est de 46,3 GWh en comparaison de 94,4 GWh en moyenne pour les années 2005-2008.

Les coûts totaux atteignent 24,92 M$ /an en moyenne pour les années 2009-2013, une augmentation importante en comparaison des coûts totaux moyens de 8,8 M$ pour les années 2005-2008. Cette augmentation est attribuable à la plus grande proportion des dépassements prévus pour les 300 heures de plus forte charge. Selon les prévisions soumises, l'utilisation de l'Entente comporterait donc un coût unitaire moyen de 21,45 ¢ / KWh pour les années 2009-2013 alors qu'il était de 8,06 ¢ / KWh de 2005 à 2008.

Les coûts totaux correspondant aux dépassements prévus sont établis par le Distributeur en fonction des prix applicables en vertu de l'Entente pour chacune des catégories d'heures d'utilisation, à savoir :

- pour les 300 plus grandes valeurs horaires, le maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté de certains frais (détaillés à l'article 7.1.1 de l'Entente);
- pour les 40 plus petites valeurs horaires, celui du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais applicables et balisé par un prix plafond et un prix plancher;
- pour les autres heures de l'année, celui de l'entente précédente indexé de 2,5% par année (8,5 ¢ / KWh en 2009).

Sur la durée de l'Entente soumise, les prix utilisés par HQ Distribution pour illustrer les coûts des dépassements prévus sont donc les suivants :

En ¢ / KWh	2009	2010	2011	2012	2013
300 heures de plus forte charge	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
40 heures de plus faible charge	5,5	6,3	6,4	6,5	6,5
le reste des heures de l'année	8,5	8,71	8,93	9,15	9,38

Le tableau suivant présente la ventilation des coûts associés aux dépassements prévus sur la période 2009-2013 pour chacune des catégories d'heures.

	2009		2010		2011		2012		2013	
	GWh	M$	GWh	M$	GWh	M$	GWh	M$	GWh	M$
300 heures	28,7	8,61	39,7	11,91	76,4	22,92	79,1	23,73	119,6	35,88
40 heures	2,1	0,12	1,6	0,10	1,9	0,12	0,2	0,01	0,2	0,01
Autres heures	7,5	0,64	8,2	1,59	55,6	4,97	54,0	4,94	96,2	9,02
Totaux	38,3	9,37	59,5	13,59	133,9	28,01	133,3	28,68	216,0	44,91

HQ Distribution précise que les quantités d'énergie indiquées à titre d'espérance d'utilisation pour les années 2009 à 2013 ne tiennent pas compte des «approvisionnements additionnels qui pourront être mis en place par le Distributeur afin de répondre à la demande et limiter l'utilisation de l'Entente [5]». Pour y parvenir, le Distributeur reconnaît qu'il « 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 [6]».

Concernant plus particulièrement l'augmentation importante, entre 2009 et 2013, des quantités associées aux dépassements prévus pendant les 300 heures de plus forte charge, le Distributeur affirme que «la gestion journalière (opérationnelle) des approvisionnements, patrimoniaux et post patrimoniaux, permet de minimiser ces dépassements, <u>en profitant au maximum des opportunités offertes par les marchés de court terme</u>[7]».
(nous soulignons)

[5] HQD-2 Doc 1, page 11, lignes 3 à 5.
[6] HQD-3 Doc 1, page 15, réponse 5.1.
[7] *Ibid*, page 16, réponse 5.3.

Une distinction s'impose sur ce point. La gestion opérationnelle des approvisionnements patrimoniaux permet de limiter le nombre de dépassements et leur importance. Pour sa part, le recours aux marchés de court terme pour obtenir des produits correspondant aux besoins des mois d'hiver permet non seulement de limiter l'utilisation de l'Entente mais également d'apparier l'offre et la demande à un coût inférieur au taux de 30 ¢ / KWh proposé pour les 300 heures de plus forte charge.

Cette question est d'autant plus importante que, en absence d'incitatif pour se procurer dans les marchés des produits couvrant ses besoins à la pointe hivernale à un coût inférieur au prix de 30 ¢ / KWh, le Distributeur pourrait se satisfaire impunément des conditions stipulées dans l'Entente, à grands frais pour les consommateurs et à leur seul risque. Notamment, nous soumettons que la reconduction du prix de 30 ¢ / KWh ne respecte pas les instructions données par la Régie dans ses décisions D-2007-083 (pages 10 et suivantes) et D-2009-023 (page 111).

En page 10 de sa décision D-2007-083 (dossier R-3622-2006), la Régie rappelait les faits suivants et donnait des instructions précises au Distributeur.

> « La Régie, dans sa décision D-2005-203 avait indiqué que :
> ‘’ *le prix de l'option d'électricité interruptible correspond à un prix négocié avec les clients industriels tenant compte, notamment, des coûts découlant des interruptions. Ce prix n'est pas nécessairement représentatif de la valeur d'un approvisionnement disponible durant les 300 heures de pointe d'autant plus que l'Entente pourrait être utilisée davantage que l'option d'électricité interruptible.’’*
> (…)
> Pour les futures ententes cadres, si la facturation à deux paliers est maintenue, la Régie considère que la prime pour ces 300 heures n'a pas à être aussi élevée. »

L'augmentation des dépassements prévus pendant les 300 heures de plus fortes charges étant la principale cause de la croissance importante des coûts d'utilisation de l'Entente pour la période 2009-2013, il importe que la Régie retienne une formule de prix qui incite fortement le Distributeur à se procurer au plus bas coût les produits correspondant à ses besoins de pointe hivernale et qui tienne les consommateurs indemnes dans l'éventualité où des efforts appropriés n'étaient pas déployés en ce sens.

Par ailleurs, l'augmentation importante des frais d'import entre 2007 et 2008 ne justifie pas la prétention du Distributeur d'extrapoler la croissance observée entre 2005 et 2008 pour appliquer une indexation de 12,1 % aux années subséquentes[8].

Pour ces raisons, nous recommandons à la Régie de retenir la formule suivante pour la détermination du prix applicable aux dépassements pendant les 300 heures de forte charge : le minimum entre le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais d'import réels et le prix plafond de 30 ¢ / KWh.

Il est à noter que cette formule de prix demeure avantageuse pour le Producteur car, dans le cas où le prix DAM est inférieur au prix plafond de 30 ¢/kWh, il obtiendra le prix prévalant au marché NYISO augmenté des frais d'import réels sans avoir à les défrayer. Les clients du Distributeur assumeront alors des frais équivalents au plus bas des deux prix (prix DAM) augmenté des frais d'import, ce qui correspond à ce que le Distributeur aurait à défrayer s'il choisissait de couvrir les dépassements par des approvisionnements ponctuels dans le marché.

En ce qui concerne la formule d prix applicable aux dépassements pendant les 40 heures de plus faible charge, le Distributeur n'a pas justifié l'introduction d'un prix plafond correspondant au prix applicable pour les autres heures de l'année. Il a cependant admis la possibilité qu'un prix plancher correspondant au prix de la fourniture patrimoniale puisse être utilisé. Enfin, il a retenu la moyenne des prix à terme au 13 février, en période hors pointe d'été, comme prix applicable lors des 40 heures de plus faible charge aux fins d'estimer les coûts des dépassements pour la période 2009-2013[9].

En conséquence, nous recommandons à la Régie de retenir pour la détermination du prix applicable aux dépassements pendant les 40 heures de plus faible charge le minimum entre le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais d'import réels et le prix de la fourniture patrimoniale, soit 2,79 ¢ / KWh.

[8] HQD-3 Doc 1, pages 5 et 6.
[9] HQD-2 Doc 1, Tableau 2, page 10.

Pour ce qui est du prix de 8,5 ¢ / KWh (2009) indexé à un taux de 2,5% pour les années suivantes qui est proposé pour le reste des heures de l'année, le Distributeur n'a démontré ni la justesse du taux d'indexation retenu (se contentant de mentionner qu'il s'agissait d'un taux négocié[10]), ni l'avantage de la formule de prix proposée en comparaison aux prix à terme sur les marchés voisins pour la période couverte par l'Entente cadre.

Il a plutôt tenté de surévaluer les prix à terme en question en les augmentant de frais d'import indûment indexés à un taux annuel de 12,1 % pour tourner la comparaison à son avantage[11]. En réponse aux demandes de renseignement 2.2 et 2.3 de la Régie, il a ensuite pris prétexte de cette surévaluation des frais d'import pour établir un taux d'inflation gonflé à 4% reflétant à son avis l'évolution du coût des achats sur les marchés voisins pour les années 2009 à 2011.

Par ailleurs, en réponse à la demande de renseignements 6.1 de l'Union des consommateurs[12], le Distributeur décrivait ainsi l'intérêt du prix de 8,5 ¢ / kWh :

> « Ce prix est avantageux pour les clients en comparaison au coût moyen du portefeuille d'approvisionnements post patrimoniaux de l'année 2009, ce dernier s'élevant à 10,1 ¢/kWh, tel que présenté au dossier tarifaire 2009-2010. »

Questionné par UC[13] par l'UMQ[14] sur la nature du lien entre une demande plus faible que prévu et l'augmentation du prix moyen des approvisionnements à long terme, le Distributeur fournit les explications suivantes :

> « Le faible niveau de la demande crée des surplus. Pour gérer ces surplus, le Distributeur a suspendu les livraisons en provenance de la centrale de Trans Canada Energy à Bécancour et a différé des livraisons associées aux contrats de long terme avec Hydro-Québec Production.
>
> Ce faisant le coût moyen des approvisionnements est plus élevé, d'une part, du fait des coûts fixes associés à la suspension des livraisons de la centrale de Bécancour (sans qu'il y ait d'énergie livrée) et, d'autre part, du fait que le coût

[10] HQD-3 Doc 1, réponse 2.5, page 8.
[11] HQD-3 Doc 1, réponse 2.1, page 5.
[12] HQD-3 Doc 7, page 11.
[13] HQD-3 Doc 7, question 12.2, page 8.
[14] HQD-3 Doc 8, page 9.

> unitaire de l'énergie différée est inférieur au coût moyen du portefeuille d'approvisionnement post-patrimonial. »

En quelque sorte, le prix de 8,5 ¢ / KWh applicable aux dépassements pendant les «autres heures de l'année» serait avantageux pour les consommateurs compte tenu de l'augmentation du coût moyen des approvisionnements post patrimoniaux … cette augmentation résultant elle-même des surplus d'approvisionnements engagés inutilement par le Distributeur au gré de ses prévisions successives de la demande chroniquement surestimées. En réalité, la volatilité et le caractère aléatoire du coût moyen des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur ne sauraient constituer une référence qui justifie de quelque façon le niveau du prix proposé; notamment, ces augmentations relèvent de la responsabilité incombant au Distributeur dans la planification de ses approvisionnements.

Or, le prix de 8,5 ¢ / KWh (indexé à 2,5%) pourrait être supérieur ou inférieur aux prix de marché dans les années à venir, ce qui aurait pour effet soit de rémunérer indûment HQ Production, soit de créer des possibilités d'arbitrage pour HQ Distribution et ce, sans justification particulière et aux frais des consommateurs dans les deux cas.

Considérant ce qui précède et considérant le fait que le prix de 8,5 ¢ / KWh rémunère le fournisseur (HQ Production) à un niveau bien supérieur au coût réellement encouru pour un service associé aux dépassements ponctuels résultant des conditions d'utilisation de l'énergie patrimoniale,

nous recommandons à la Régie de retenir la formule suivante pour la détermination du prix applicable aux dépassements pendant les «autres heures de l'année» : le minimum entre le prix «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais d'import réels et le prix de l'entente précédente pour l'année 2008 (8,3 ¢ / KWh) indexé au taux de l'inflation.

3. La revente de puissance postpatrimoniale

La revente de la puissance postpatrimoniale par le Distributeur représente un moyen susceptible de réduire le coût des approvisionnements devant être supporté par les consommateurs. Dans l'Entente sous examen, cette question est traitée dans la partie des « ATTENDUS » :

> « 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 ; l'italique du terme « puissance » provient de l'Entente proposée)*

Cet ATTENDU est complètement nouveau par rapport à l'Entente en vigueur (voir « Entente-Cadre 2009 – Version modifications vs 2007-2008, HQD-03-05, page 4). Par conséquent, il n'a pas été discuté lors de l'examen du dossier R-3622, ni approuvé par la Régie.

En regard des services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, le décret 1277-2001 indique:

> « Décret 1277-2001, 24 0ctobre 2001
> Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale
> […]
> ATTENDU QU'en vertu du troisième alinéa de l'article 22 de la Loi sur Hydro-Québec, tel qu'introduit par l'article 62 de la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives, les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures, devant inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, sont fixés par le gouvernement ;
> […]

> 6. L'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ; ».
> (nous soulignons)

Ainsi, pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, le Producteur a donc l'obligation légale de maintenir une certaine quantité de puissance au-delà de la puissance maximale de 34 342 MW indiquée dans le décret 1277-2001. Cette quantité dite de *réserve en puissance* associée à l'électricité patrimoniale est évaluée conjointement par le Producteur et le Distributeur à 3 100 MW, soit environ 9% de la puissance maximale de l'électricité patrimoniale.

Pour l'électricité postpatrimoniale, le Distributeur doit acquérir aussi, de façon similaire, une certaine quantité de réserve en puissance en sus des besoins prévus.

Selon la compréhension de UC, la réserve en puissance sert essentiellement à pallier aux pannes éventuelles des équipements de production et aux aléas de la demande. Dans le cas de l'approvisionnement patrimonial, le Distributeur a le loisir d'utiliser un « bâtonnet » de puissance élevée donné au début de l'année (en janvier par exemple) ou à la fin de l'année (en décembre par exemple), dépendant des aléas de la demande (causée en partie par la variation de la température) et de sa gestion des ressources. Ainsi, le Producteur a l'obligation de maintenir une certaine quantité de réserve en puissance tout au long de l'année pour satisfaire l'utilisation des bâtonnets de puissance fixés sans ordre chronologique dans le décret 1277-2001. Le prix de l'électricité patrimoniale est constant (2,79 ¢/kWh) sans égard à l'ordre d'utilisation des bâtonnets et à celle reliée à la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale.

Dans le cas où pendant une année donnée, la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale n'est pas utilisée, le Producteur n'obtiendra alors aucune rémunération pour cette réserve en puissance qui nécessite pourtant certains frais fixes (ni la Loi sur la Régie ni le décret 1277-2001 ne traitent de la rémunération de la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale). Cet aspect particulier a été également confirmé par le Distributeur à la pièce HQD-03-01, pages 24-25.

UC se questionne sur la pertinence du lien établi, dans l'Entente sous examen, entre l'obligation légale du Producteur de maintenir une certaine quantité de réserve en

puissance et la possibilité de revendre de « toute quantité de puissance » par le Distributeur (voir le mot « ainsi » souligné dans l'ATTENDU ci-haut reproduit). UC s'interroge également sur la portée de l'expression « toute quantité de puissance » et la signification exacte du terme « puissance » dans l'ATTENDU cité.

L'entente proposée ne comporte aucune définition claire de l'expression « revente de puissance »

L'Entente proposée définit le terme « puissance » comme suit :

> « Définition 1.10
> « *puissance* » signifie le taux moyen auquel des ressources fournissent l'*énergie* pendant une heure. »

Cette définition n'est pas reliée ni utile à l'interprétation de l'expression « revente de puissance » mentionnée dans l'attendu de l'Entente sous examen (voir les réponses du Distributeur aux questions 1.3 (HQD-03-07, page 4) et 16.1 de UC (HQD-03-07, page 24).

L'Entente sous examen ne défend pas au Distributeur de revendre de l'*énergie*. Il est donc important de distinguer la revente de puissance de celle de l'énergie, notamment les moyens techniques et commerciaux pour en faire. Malheureusement, rien dans l'Entente sous examen ne permet cette distinction. UC a donc posé la question suivante au Distributeur :

> « 1.6 Veuillez expliquer comment il est possible d'identifier les cas où une revente d'électricité par le Distributeur en est une de puissance ou, plutôt, d'énergie. Veuillez également préciser les mesures et paramètres techniques et commerciaux requis pour distinguer les deux cas.
> Réponse :
> La principale distinction entre les transactions d'énergie et les transactions de puissance a trait aux garanties de service qui y sont associées. Les transactions de puissance sont associées à une ou plusieurs ressources d'un système de production d'électricité qu'un fournisseur s'engage à réserver à l'acheteur du service. Les indemnisations en cas de non respect des engagements comprennent le coût de remplacement de l'énergie non livrée et d'autres

> pénalités pouvant atteindre la valeur totale du prix de la puissance, en cas de défauts répétés.
>
> Les transactions d'énergie, quant à elles, en cas de défaut de livraison, prévoient uniquement des indemnisations équivalentes à la différence entre le coût de remplacement de l'énergie non livrée et le prix contractuel. » (HQD-03-07, pages 4-5).

Bien que l'explication du Distributeur ci-haut reproduite puisse avoir du sens, elle ne constitue pas une définition en bonne et due forme du terme « revente de puissance » qui est souhaitable dans une entente contractuelle entre deux parties.

D'autre part, il n'y pas de mesures précises dans l'Entente sous examen pour délimiter la revente de puissance et celle de l'énergie. Toute interprétation erronée ou douteuse de part et d'autre de l'expression « revente de puissance » pourrait donc avoir des répercussions négatives sur les coûts des approvisionnements à être supportés par les consommateurs.

Selon UC, **La Régie devrait donc exiger que la-dite expression soit bien définie dans l'Entente et que cette activité possible du Distributeur soit identifiable par des paramètres mesurables et transparents pour toutes les parties concernées.**

Pour les besoins du présent mémoire, UC comprend que la revente de la puissance comporte plusieurs ressources physiques pour satisfaire un besoin donné qui pourrait être élevé pendant de <u>courtes périodes</u> et apporte au vendeur des revenus plus élevés que ceux obtenus uniquement par la revente d'énergie.

Possibilité de revente de la puissance à partir des contrats postpatrimoniaux

Le tableau suivant démontre que le Distributeur a ou aura plusieurs ressources postpatrimoniales qui sont susceptibles de fournir de la puissance aux consommateurs québécois et aux acheteurs potentiels en période de surplus d'électricité. Les données proviennent d'Hydro-Québec Distribution.

Ressources	**Puissance**
Contrat de base avec HQP	350 MW
Contrat cyclable avec HQP	250 MW
Intégration éolienne	74 MW en 2007 (puissance croissante pour la période 2009-2014).
TCE	547 MW
Projets de puissance inscrits au Plan d'approvisionnement 2008-2017	A déterminer

Sources : HQD, R-3689-2009, HQD-03-08, page 11
HQD, R-3550-2004, HQD-3, Document 2, page 12

Le libellé de l'attendu ci-haut mentionné de l'Entente fait croire aux lecteurs que le Distributeur et le Producteur s'entendent pour limiter la non-revente de la puissance à l'électricité patrimoniale ou que toute revente de puissance provenant de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale n'est pas possible en raison du décret 1277-2001. Cet attendu est confus et « trompeur ». Elle a été la source de plusieurs questions de la Régie et de bon nombre d'intervenants incluant UC. À titre d'exemple, la Régie a dû poser la question suivante au Distributeur :

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

Or, la réponse du Distributeur à la question 9.1 de la Régie ci-haut citée infirme sa compréhension de l'ATTENDU en question, puisque le Distributeur et le Producteur s'entendent pour défendre ou se défendre également toute revente de la puissance provenant des ressources <u>postpatrimoniales</u> :

> « 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. » (HQD-03, Document 1, pages 23-24).
> (nous soulignons)

Pour UC, rien dans la Loi sur la Régie et dans le décret 1277-2001 défend au Distributeur de revendre ses surplus en puissance ou en énergie provenant des ressources postpatrimoniales. En faisant un lien direct ou indirect entre la réserve en puissance de l'électricité patrimoniale et « la non-possibilité» de revente de la puissance postpatrimoniale, l'ATTENDU en question fait une mauvaise justification du consentement du Distributeur de ne pas revendre de la puissance postpatrimoniale.

Il est à noter que la possibilité de revendre de la puissance postpatrimoniale a été invoquée par la Régie lorsqu'elle pose la question 9.2 au Distributeur :

> « 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. » (HQD-03-01, page 24).

UC se préoccupe de la pertinence et de la justesse du consentement de non-revente de la puissance postpatrimoniale du Distributeur, de même que de ses répercussions financières sur les consommateurs. Ainsi, elle a posé la question suivante au Distributeur :

> « 1.9 Dans l'éventualité où le Distributeur peut revendre de la puissance, veuillez fournir une estimation des quantités de puissance (en MW), des prix unitaires ($/kW) et des revenus (M$) prévus pour chacune des années de la période 2009-2013.
> Réponse :
> Voir la réponse à la question 9.3 de la Régie (HQD-3,Document 1). » (HQD-03-07, page 6)

La réponse du Distributeur à la question 9.3 de la Régie porte essentiellement sur les justifications supplémentaires du Distributeur en faveur de la non-revente de la puissance postpatrimoniale. Elle se lit comme suit :

« 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. » (HQD-03-01, pages 24-25)

UC désire offrir à la Régie les commentaires suivants.

À l'égard du premier motif invoqué par le Distributeur, même s'il est vrai que le produit offert par le Producteur dans l'Entente sous examen ne se trouve pas sur le marché (situation de monopole), le Distributeur devrait faire la démonstration que les conditions et les prix proposés sont raisonnables. Quant au fait que « 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 », il s'agît des problèmes propres au Producteur qui ne sauraient se résoudre sans considérer l'intérêt des consommateurs.

Le deuxième motif invoqué par le Distributeur a trait plutôt aux caractéristiques du service rendu par le Producteur lorsque les besoins dépassent les ressources. Il n'y a rien de nouveau que les dépassements peuvent se produire en été : les équipements de production peuvent tomber en panne pendant cette saison, la demande reliée à la climatisation pourrait être plus forte que celle normalement requise, l'expérience ou l'inexpérience du Distributeur dans l'exploitation en temps réel des ressources, etc. Les caractéristiques particulières du service rendu par le Producteur pourraient être tenu compte lors de l'établissement des prix, mais elles ne constituent pas en soi une justification valide de la non-revente de la puissance postpatrimoniale.

Selon UC, les caractéristiques des dépassements pourraient être considérées simplement comme celles de l'électricité postpatrimoniale, sans rouvrir les questions associées à l'électricité patrimoniale qui ont été « réglés » par le décret 1277-2001.

Dans l'exposé du troisième motif, le Distributeur écrit :

> « 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. »

UC soumet que les dépassements et la revente de la puissance postpatrimoniale pourraient être traités tous les deux comme faisant partie de la catégorie « transactions <u>postpatrimoniales</u> », encore une fois sans rouvrir la question de la rémunération équitable ou non de la réserve patrimoniale.

Quant à l'argument du Distributeur à l'effet que le Distributeur bénéficie des conditions plus avantageuses que le marché, UC n'en est pas convaincue (voir notre discussion précédente sur les prix des dépassements pour différents plages horaires). À cet égard, soulignons en particulier qu'une évaluation de la Régie et validée/complétée par le Distributeur démontre que le coût total de l'entente-cadre (pour les trois plages horaires et les ajustements stipulées dans l'Entente actuelle) est supérieur au prix de marché pour la période 2006-2008, comme on peut le constater au tableau suivant. Au total, le coût de l'Entente-cadre dépasse de 8 millions de dollars celui du marché pour la période 2006-2008. Par cette expérience, comment le Distributeur peut-il affirmer que le prix de l'Entente sous examen est avantageux par rapport au marché ?

Tableau ____

M$	2008	2007	2006	2005
Coût total de l'Entente cadre	8,50	15,70	7,40	3,70
Indicateur de marché NYISO M (avant l'ajustement pour les frais en import)	6,72	9,80	4,70	3,70
Différence par rapport à l'indicateur de marché NYISO M (Évaluation de la Régie validée/complétée par HQD)	1,78	5,90	2,70	0
Différence par rapport au marché NYISO M ajusté pour les frais en import (TSC, NTAC, SC) [évaluation d'HQD]	1,03	5,05	2,18	-0,24

Sources : Régie de l'énergie, DDR au Distributeur, Question 4, tableau A
HQD, HQD-03-01, page 11, tableau R-4.1

UC a pris connaissance d'une comparaison effectuée par le Distributeur des bénéfices d'une revente en puissance postpatrimoniale de quelques centaines de MW et le coût si le Distributeur devait acquérir la totalité des 4 100 MW de réserve en puissance avant de revendre toute quantité de puissance postpatrimoniale (réponse du Distributeur à la question 9.3 b de la Régie, HQD-03-01, page 26). Le Distributeur semble confondre les conditions de revente de la puissance postpatrimoniale avec celles reliées à la réserve en puissance de l'électricité patrimoniale fixée dans le décret 1277-2001. UC juge que la comparaison du Distributeur repose sur des hypothèses qui nécessitent des validations, notamment à l'aide d'études plus approfondies. Pour l'instant, la courte comparaison effectuée par le Distributeur est trop sommaire et ne convainc pas UC que l'intérêt des consommateurs soit bien servi.

Rappelons que dans la décision D-2008-133 (page 25), la Régie a demandé 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* ».

Dans le même esprit, UC est d'avis que l'intérêt financier pour réduire les coûts d'approvisionnement par le truchement de la revente de la puissance postpatrimoniale devrait être évaluée par le Distributeur de façon détaillée et rigoureuse. Cette exigence tout à fait normale n'a pas été satisfaite à la satisfaction de l'Union des consommateurs dans le présent dossier. De plus, comme nous avons démontré précédemment, la revente de la puissance ne bénéficie aucune définition claire ni de mesures précises et transparentes pour la distinguer de la revente de l'énergie.

En conclusion, UC suggère que la Régie refuse la non-revente de la puissance postpatrimoniale entendue entre le Distributeur et le Producteur dans l'Entente sous examen, car les avantages de la non-revente de la puissance postpatrimoniale n'a pas été démontrée adéquatement par le Distributeur dans le présent dossier. Au contraire, la proposition du Distributeur risque d'augmenter le fardeau financier des consommateurs.

4. Dispositions diverses

4.1 Durée de l'entente

Le Distributeur a fourni diverses explications, notamment en réponse aux demandes de renseignements 8.1 et 8.2 de la Régie (HQD-3 Doc 1), concernant son intérêt à disposer d'une entente cadre d'une durée de cinq ans plutôt que deux, comme c'était le cas pour les précédentes.

L'Union des consommateurs n'est pas convaincue que les avantages mentionnés par le Distributeur justifient la signature d'une entente sur une plus longue période, ni que les avantages en question profiteront effectivement aux clients; à cet effet, l'usage limité que le Distributeur a fait de l'entente par les années passées ne saurait garantir à lui seul qu'il en sera ainsi pendant les cinq prochaines années. L'espérance d'utilisation de l'Entente présentée en preuve par le Distributeur laisse plutôt entrevoir une augmentation significative des dépassements, surtout pendant les 300 heures de plus forte charge.

Cette entente diffère sensiblement des ententes précédentes, notamment en ce que le Distributeur s'engage à ne pas revendre de puissance. Elle comporte également l'ajout d'un nouveau palier pour les 40 heures de plus faible demande.

Par ailleurs, les prévisions antérieures de croissance de la demande du Distributeur ne se sont pas concrétisées au cours des dernières années et le Distributeur a contracté des approvisionnements post-patrimoniaux largement excédentaires en rapport à ses besoins réels. À moins d'une reprise de la croissance des ventes aussi soudaine qu'inattendue, ces surplus d'approvisionnements sont destinés à persister pendant les prochaines années, ce qui entraîne déjà des coûts pour les consommateurs.

En conséquence, UC considère que la durée de l'Entente cadre devrait être limitée à trois ans, ce qui permettrait de la traiter parallèlement au Plan d'approvisionnement du Distributeur, et de s'assurer que l'ensemble des moyens de gestion de l'offre et de la demande, incluant l'entente cadre, sont utilisés de manière cohérente et optimale par le Distributeur.

4.2 Règlement des litiges

En réponse à la demande de renseignement 17.1 de l'Union des consommateurs (HQD-3 Doc 7, page 24) concernant les dispositions de l'entente relatives au règlement des litiges,

> Demande 17.1
> « Considérant la nature de l'entreprise qui demeure une seule entité au niveau corporatif et juridique, veuillez expliquer pourquoi les parties n'ont-elles pas désigné un tiers comme arbitre pour le règlement de leurs différends éventuels? »

le Distributeur renvoyait UC à la réponse donnée à la demande de renseignements No 7 de l'Acef de Québec (HQD-3 Doc 2) :

> « D. 7 Dans le cas où un différend n'est pas résolu par la rencontre des deux présidents (par. 15 de l'Entente cadre), qu'advient-il ? qui tranche en bout de ligne ?
> **Réponse :**
> **Cet aspect des ententes entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production a été soulevé dans le cadre du dossier portant sur les conventions pour différer les livraisons des contrats d'Hydro-Québec Production (voir entre autres, les notes sténographiques, vol. 1, p. 158 et ss., dans le dossier R-3648-2007 – Phase 1).**
> **Les explications que pourrait donner le Distributeur au sujet durèglement des différends entre les parties sont exactement les mêmes.»**

UC tient à souligner que la problématique soulevée par sa demande de renseignement n'est pas couverte adéquatement dans la réponse donnée par le Distributeur à la question de l'ACEF puisque la situation présente est bien différente de celle en vertu de laquelle nous avions soulevé une préoccupation dans le dossier R-3648-07. La référence aux notes sténographiques offerte en réponse par le Distributeur, illustre sa compréhension du processus dans l'éventualité où un désaccord oppose les deux parties à l'entente, soit HQD et HQP..

La question de UC, vise à connaître le mode de règlement de tout conflit d'interprétation de l'entente. Or, UC considère qu'il existe à la base un conflit d'intérêt pour HQ découlant de la plus grande rentabilité pour l'entreprise d'un règlement de conflit en favorisant le Producteur. L'intervention d'un tiers pour le règlement de conflit, ou même de la Régie serait donc désirable.

De plus, si la Régie approuvait l'Entente telle que soumise, elle approuverait du même coup le mode de règlement de conflit prévu à ladite Entente. Une intervention subséquente de la Régie aux fins de régler un différend serait alors exclue, puisque contraire aux dispositions de l'Entente dûment approuvée. En conséquence, si des coûts supplémentaires pour les consommateurs découlaient du règlement d'un conflit convenu entre les parties à l'Entente, ceux-ci ne seraient pas soumis à l'examen et l'approbation de la Régie.

Il est donc dans l'intérêt des consommateurs que tout règlement de conflit ou d'interprétation des dispositions de l'entente soit par définition soumis à la Régie.

4.3 Autorisation d'imputer les coûts des dépassements au compte de frais reportés

Aux sections 4 et 5 de HQD-2 Doc 1, le Distributeur décrit brièvement les conditions de suivi des achats effectués en vertu de l'Entente et le traitement réglementaire prévu pour les coûts qui y sont associés.

> « À la fin de chaque année, le Distributeur déposera un relevé détaillé des livraisons réalisées dans l'année, conformément au suivi actuellement produit à la Régie. (…)
>
> Le Distributeur demande à la Régie de maintenir la reconnaissance des coûts nets des revenus additionnels de fourniture associés à l'utilisation de l'Entente, au même titre que les modalités retenues pour les autres approvisionnements du Distributeur.
>
> Au plan comptable, le Distributeur demande également que ces coûts se reflètent dans le compte de *pass-on* sur les approvisionnements (…) »

L'Union des consommateurs demande à la Régie de rejeter les dispositions relatives à la reconnaissance des coûts nets des revenus additionnels de fourniture associés à

l'utilisation de l'Entente, tels que négociées entre le Distributeur et le Producteur, et de soumettre ces coûts à un examen annuel visant l'approbation requise pour leur inclusion au compte de pass-on sur les approvisionnements.

4.4 Application rétroactive au 1er janvier 2009

En réponse à la question 1 de la demande de renseignements de l'Acef de Québec (HQD-3 Doc 2, page 3), le Distributeur indique que les conditions de l'Entente intervenue entre lui et le Producteur s'appliqueront à compter du 1er janvier 2009, indépendamment de la date de son approbation ultérieure par la Régie.

UC considère plutôt que la Régie peut décider de la prolongation de la période d'application de l'entente précédente ou de la date d'entrée en vigueur de la présente Entente et ce, quel que soit le délai nécessaire à sa renégociation advenant qu'elle rejette l'entente soumise à son approbation.

5. Recommandations

Dans le présent mémoire, UC a soulevé plusieurs aspect de la présente entente qui devraient être modifiés. Considérant la nature et l'importance de ces éléments, UC recommande à la Régie de ne pas approuver l'entente telle que soumise.

UC recommande donc à la Régie de demander au Distributeur de renégocier cette entente afin que celle-ci respecte les éléments suivants :

- pour la détermination du prix applicable aux dépassements pendant les 300 heures de forte charge : le minimum entre le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais d'import réels et le prix plafond de 30 ¢ / KWh;
- pour la détermination du prix applicable aux dépassements pendant les 40 heures de plus faible charge : le minimum entre le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais d'import réels et le prix de la fourniture patrimoniale, soit 2,79 ¢ / KWh;
- pour la détermination du prix applicable aux dépassements pendant les «autres heures de l'année» : le minimum entre le prix «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais d'import réels et le prix de l'entente précédente pour l'année 2008 (8,3 ¢ / KWh) indexé au taux de l'inflation;
- que l'expression « revente de puissance» soit bien définie dans l'Entente et que cette activité du Distributeur demeure autorisée et soit identifiable par des paramètres mesurables et transparents pour toutes les parties concernées;
- que la Régie rejette la stipulation d'une interdiction de revente de la puissance post-patrimoniale telle que celle visant le Distributeur dans l'Entente sous examen;
- que la Régie demande au Distributeur de limiter à trois ans la durée d'application de l'Entente et que son utilisation soit soumise à un examen annuel mené en parallèle à l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement ;

- que la Régie rejette les modalités d'arbitrage des différends interne à l'entreprise telles que stipulées dans l'Entente sous examen et qu'elle indique au Distributeur la nécessité qu'un tel arbitrage, le cas échéant, relève de l'autorité de la Régie;
- que la Régie rejette les dispositions relatives à la reconnaissance des coûts nets des revenus additionnels de fourniture associés à l'utilisation de l'Entente, tels que négociées entre le Distributeur et le Producteur, et qu'elle indique au Distributeur que ces coûts doivent être soumis à un examen annuel visant l'approbation requise pour leur inclusion au compte de pass-on sur les approvisionnements;
- que la Régie dispose, à sa seule discrétion, de la détermination de la date d'entrée en vigueur de l'Entente lorsqu'elle aura été renégociée à sa satisfaction.