

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONVENTIONS
RELATIVES AUX MODIFICATIONS APPORTÉES AUX
CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ
EN BASE ET CYCLABLE – ENTRE HYDRO-QUÉBEC
DISTRIBUTION ET HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION**

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

Table des matières

1	CONTEXTE	4
2	DESCRIPTION DES ENTENTES.....	5
2.1	PÉRIODES D'APPLICATION DES ENTENTES.....	5
2.2	MODALITÉS DES ENTENTES.....	6
2.2.1	<i>Demande de différer les livraisons</i>	<i>6</i>
2.2.2	<i>Retour des livraisons</i>	<i>7</i>
2.3	COÛTS DES ENTENTES	7
3	JUSTIFICATION.....	8
3.1	BILAN EN ÉNERGIE	8
3.2	ANALYSE ÉCONOMIQUE.....	10
3.3	RISQUES	14
3.3.1	<i>Sensibilité aux variations de la demande</i>	<i>14</i>
3.3.2	<i>Sensibilité aux variations de prix</i>	<i>15</i>
4	AUTRES CONSIDÉRATIONS	15
4.1	NOUVEAU MOYEN DE GESTION DE L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE	15
4.2	RÉDUCTION DES RISQUES DE MARCHÉ	16
4.3	FLEXIBILITÉ ET SIMPLICITÉ	16

1 CONTEXTE

1 Lors du dépôt du Plan d’approvisionnement 2008-2017, le 1^{er} novembre 2007, le
2 Distributeur faisait état de surplus importants en 2008 et 2009 et d'un retour à
3 l'équilibre à partir de 2010. Une entente avec TransCanada Energy (TCE)
4 concernant la suspension de la production à la centrale de Bécancour permet de
5 réduire une partie de ces surplus pour 2008. Les suivis périodiques des
6 paramètres économiques et énergétiques pertinents permettent de confirmer que
7 la suspension des livraisons de TCE s'est avérée une bonne décision.

8 Une mise à jour récente des besoins du Distributeur pour l’année 2008 et 2009
9 laisse entrevoir une baisse additionnelle de ceux-ci, ce qui accroît
10 substantiellement les surplus dont fait état le plan d'approvisionnement pour ces
11 années.

12 Par ailleurs, le 4 mars dernier, le Gouvernement du Québec annonçait son
13 intention d'octroyer à l'aluminerie Alcoa les blocs d'énergie et de puissance
14 suivants :

- 15 • 134 MW additionnels pour utilisation dans l'ensemble des usines au
16 Québec ;
- 17 • 175 MW pour la modernisation de l'usine de Baie-Comeau.

18 De plus, par la même occasion, le gouvernement a annoncé son intention de
19 négocier l'octroi d'un bloc additionnel de 500 MW pour l'agrandissement de
20 l'usine Alcoa de Deschambault. Ces nouveaux besoins pourraient apparaître dès
21 2012. Ils complèteraient ainsi l'allocation de 1 000 MW réservés au
22 développement industriel dans le cadre de la stratégie énergétique du
23 gouvernement du Québec.

1 Le Distributeur prévoit donc des surplus plus importants pendant la période
2 2008-2011, alors que de nouveaux approvisionnements de long terme devront
3 graduellement être mis en place dès 2013 afin d'équilibrer le bilan en énergie. Il
4 s'agit là d'une situation nouvelle qui amène le Distributeur à proposer un moyen
5 additionnel aux fins de la gestion de l'équilibre énergétique, et ce, dès 2008.

6 Pour répondre à ce besoin, le Distributeur a conclu avec Hydro-Québec
7 Production (Producteur) deux conventions («Ententes») apportant des
8 modifications à ses contrats d'approvisionnement en base (350 MW) et cyclable
9 (250 MW). Globalement, ces modifications permettent de différer, au cours de la
10 période de surplus de 2008-2011, des livraisons normalement prévues en vertu
11 des deux contrats et de prendre livraison de ces quantités lors de périodes de
12 déficits ultérieures. Ce nouveau moyen améliore considérablement la flexibilité
13 du Distributeur tout en réduisant les coûts aux consommateurs par rapport à tout
14 autre moyen. Par ailleurs, ce moyen permettra de réduire substantiellement les
15 surplus énergétiques qui se présenteront au fil des ans, tout en préservant
16 l'accès à une source d'approvisionnement économique.

17 Plus particulièrement, ce nouveau moyen permettra au Distributeur de faire face
18 à des périodes de surplus énergétiques importants suivies par des périodes de
19 déficits énergétiques. Considérant les surplus prévus en 2008 et 2009, il importe
20 donc pour le Distributeur de pouvoir disposer le plus rapidement possible de ce
21 nouveau moyen pour en faire profiter ses clients.

2 DESCRIPTION DES ENTENTES

2.1 Périodes d'application des Ententes

22 Les Ententes de modifications des contrats sont soumises à l'approbation de la
23 Régie et s'appliqueront jusqu'en 2020. Le Distributeur souhaite disposer de ce

1 nouveau moyen de gestion et donc de différer les livraisons d'électricité dès le
2 1er mai 2008.

2.2 Modalités des Ententes

2.2.1 Demande de différer les livraisons

3 Le Distributeur peut demander de différer des livraisons au cours d'une année, et
4 ce, jusqu'à concurrence des quantités prévues à chacun des contrats en
5 respectant les délais suivants :

- 6 • Pour la période de janvier à mars : au plus tard le 15 septembre qui précède
7 la période visée ;
- 8 • Pour la période d'avril à septembre : au plus tard le 1^{er} mars qui précède la
9 période visée ;
- 10 • Pour la période d'octobre à décembre : au plus tard le 1^{er} septembre qui
11 précède la période visée.

12 Exceptionnellement pour l'année 2008, le Distributeur doit déterminer, dès
13 l'entrée en vigueur des présentes Ententes, les quantités à différer pour la
14 période de mai à septembre, en supposant que la Régie rende une décision
15 favorable d'ici là.

16 Les quantités d'énergie différées sont établies par blocs de 50 MW et peuvent
17 varier selon les mois d'une période visée. Le Distributeur peut ainsi adapter les
18 réductions de livraisons de chacune des périodes aux profils saisonniers de ses
19 besoins.

20 Compte tenu de la flexibilité du contrat cyclable dans la gestion des
21 approvisionnements de très court terme, le Distributeur, règle générale, différerait
22 en priorité les quantités du contrat en base.

1 Toutes les livraisons ainsi différées seront comptabilisées dans deux comptes
2 distincts de livraisons différées, un par contrat.

2.2.2 Retour des livraisons

3 Les quantités d'énergie différées donnent lieu à des retours au cours des années
4 contractuelles. Dans la mesure où le solde des comptes de livraisons différées
5 est positif, le Distributeur peut se prévaloir d'un retour d'énergie pour une année
6 contractuelle donnée (année civile). Le Distributeur doit aviser le Producteur au
7 plus tard le 15 septembre qui précède l'année contractuelle visée pour le retour.
8 Le retour d'énergie est établi par bloc de 50 MW et comporte des livraisons
9 uniformes tout au long de l'année contractuelle visée. Il est prévu que toutes les
10 quantités d'énergie différées auront été retournées au Distributeur de sorte que
11 le solde des comptes sera nul à la fin de l'année 2020. Toutefois, s'il subsiste
12 des quantités d'énergie aux comptes de livraisons différées, le Distributeur
13 s'assurera d'en disposer.

14 En aucun cas, le Distributeur ne peut utiliser ces Ententes à des fins
15 spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour les revendre sur
16 les marchés de court terme en vue d'en tirer profit. La finalité première de ces
17 Ententes est l'approvisionnement des besoins du marché québécois, ce qui est
18 conforme à la mission de base du Distributeur. La présente demande permet de
19 remplir cette mission avec une performance accrue.

2.3 Coûts des Ententes

20 Les Ententes ne comportent aucun coût direct puisqu'elles visent à reporter un
21 coût d'approvisionnement à une période ultérieure. Ainsi, l'énergie est payée
22 lorsqu'elle est livrée selon la formule de prix prévue aux contrats. Cette formule
23 prévoit une indexation annuelle fixe à 2 % pour chacun des contrats.

3 JUSTIFICATION

3.1 Bilan en énergie

1 Sur la base des informations disponibles à ce jour, deux éléments importants ont
2 modifié les perspectives concernant les besoins que le Distributeur aura à
3 combler.

4 D'une part, la plus récente mise à jour des besoins de court terme du Distributeur
5 pour les années 2008 et 2009 indique une diminution additionnelle des besoins
6 par rapport à ceux intégrés au Plan d'approvisionnement 2008-2017. Cette
7 baisse touche principalement les besoins du secteur industriel, notamment celui
8 des pâtes et papiers. En 2009, la réduction anticipée des besoins s'élève à
9 2,5 TWh.

10 Compte tenu de la nature structurelle de cette révision, le Distributeur estime
11 qu'un impact de 2,2 TWh perdurera sur la période 2010-2017. Certains facteurs
12 conjoncturels applicables à l'année 2009 sont donc exclus de l'impact sur
13 l'horizon de long terme. Au cours des prochains mois, le Distributeur réévaluera
14 de façon plus précise la prévision de la demande sur l'horizon du Plan et en fera
15 état dans son prochain état d'avancement à l'automne 2008.

16 D'autre part, l'annonce du gouvernement concernant l'octroi de blocs d'énergie
17 supplémentaires à Alcoa et de son intention de poursuivre les négociations avec
18 Alcoa pour l'octroi d'un bloc d'énergie additionnel amène le Distributeur à
19 rehausser l'évaluation des besoins sur un horizon de plus long terme. A cet effet,
20 le Distributeur a retiré de sa prévision la réserve concernant l'ajout de nouveaux
21 besoins industriels pour la remplacer par une prévision cohérente avec la
22 stratégie énergétique du gouvernement du Québec. À l'horizon 2015, l'impact
23 des projets annoncés et des développements industriels planifiés représente une
24 hausse des besoins d'un peu plus de 7 TWh par année.

1 Sur la base de ces nouvelles informations, le tableau 1 présente les différents
2 changements apportés au bilan en énergie depuis le dépôt du Plan
3 d’approvisionnement 2008-2017.

4 Sur la base des paramètres économiques et énergétiques disponibles à ce jour,
5 le Distributeur entend exercer son option de prolongation de suspension des
6 livraisons de TCE applicable à l’année 2009. Les surplus du Distributeur seraient
7 ainsi réduits à environ 0,6 TWh. Ces quantités d’énergie excédentaire seraient
8 également différées pour un cumulatif de 3,3 TWh à la fin 2009.

9 **Tableau 1**
10 **Bilan en énergie (en TWh)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan - Plan 2008-2017	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
+ Retrait de la réserve pour de nouveaux projets industriels	-	-	(1,1)	(1,4)	(1,8)	(2,1)	(2,2)	(2,3)	(2,4)	(2,3)
+ Impact de l’aperçu de février 2008	(1,4)	(2,5)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,2)
Sous-total - ajustements à la prévision des besoins	(1,4)	(2,5)	(3,4)	(3,7)	(4,0)	(4,3)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,5)
+ Nouveaux besoins d’Alcoa										
• Augmentation du bloc de 66 à 200 MW	0,2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2
• Projet de modernisation de Baie-Comeau (175 MW)	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,9	1,3	1,6	1,6
+ Développements industriels additionnels (500 MW)	-	-	-	-	2,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Sous-total	0,2	0,7	0,8	0,9	3,4	6,0	6,4	7,0	7,3	7,3
Besoins visés par le plan - ajustés	182,6	184,9	187,6	188,8	193,2	196,6	198,3	200,2	202,5	203,6
- Volume d’électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d’électricité patrimoniale	3,8	6,1	8,7	9,9	14,4	17,7	19,4	21,3	23,6	24,8
- Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	6,5	6,7	11,7	12,7	14,7	16,5	17,7	18,9	20,0	20,0
= Approvisionnements additionnels requis/(Surplus)	(2,7)	(0,6)	(2,9)	(2,8)	(0,4)	1,2	1,7	2,4	3,6	4,8
Écart par rapport au Plan 2008-2017	2,8	2,3	(2,6)	(2,7)	(0,6)	1,7	1,9	2,4	2,7	2,8

11 Note (1) : Suppose l’arrêt de TCE en 2009.

12 Un constat important se dégage de ce bilan : les surplus énergétiques prévus
13 atteignent un peu plus de 9 TWh sur la période 2008-2011 alors que les
14 approvisionnements additionnels s’élèvent à près de 14 TWh sur la période
15 2013-2017.

16 Pour rétablir son équilibre énergétique en 2008, le Distributeur entend différer
17 des quantités d’énergie équivalentes aux surplus prévus en 2008, soit 2,7 TWh.

1 La prolongation de la suspension de TCE permettrait d'équilibrer le bilan en
2 énergie en 2009, tout en procurant une flexibilité accrue afin de s'ajuster aux
3 variations de la demande, autant à la hausse qu'à la baisse. Dans le cas d'un
4 scénario de demande plus faible, le Distributeur pourrait utiliser son option
5 d'énergie différée, mais pour des quantités beaucoup plus faibles dans la mesure
6 où l'option de suspension de TCE est exercée, alors que dans le cas d'un
7 scénario de demande plus fort, le Distributeur pourrait utiliser les surplus
8 énergétiques restants pour combler ses besoins additionnels.

9 Le Distributeur entend cependant confirmer ce scénario à la lumière des
10 paramètres disponibles à la fin juin 2008, soit avant la date d'exercice de l'option
11 de prolongation de la suspension. La Régie sera informée en temps opportun
12 des démarches du Distributeur à cet égard.

13 Pour les années 2010 et suivantes, le Distributeur présentera à chacune des
14 années, dans son état d'avancement ou dans son plan d'approvisionnement
15 selon le cas, la stratégie qu'il entend adopter pour équilibrer son bilan en énergie.

3.2 Analyse économique

16 Sur la base du nouveau bilan énergétique, et dans le contexte où le premier
17 objectif du Distributeur est d'abord d'éviter la présence de surplus, le Distributeur
18 a procédé à une évaluation de l'intérêt économique de conclure ces Ententes.
19 Pour les fins de l'analyse, les deux scénarios suivants ont été évalués :

- 20 • **Scénario sans Ententes** : revente sur les marchés de court terme de 2008 à
21 2011 et achats d'électricité à long terme dès 2013 ;
- 22 • **Scénario avec Ententes** : différer la livraison de certaines quantités
23 d'énergie prévues aux contrats de 2008 à 2011 à la période 2013 à 2017 en
24 payant au moment du retour selon les prix prévus aux contrats pour les
25 années correspondantes.

1 La comparaison des deux scénarios considère donc une période de surplus
2 allant de 2008 à 2011 et une période de déficit couvrant les années 2013 à 2017.
3 Pour les fins de l'analyse, les surplus prévus en 2012 n'ont pas été considérés.

4 Aux fins de l'analyse, le Distributeur a limité la réduction potentielle des livraisons
5 à dix (10) mois par année. Ce faisant, le Distributeur bénéficie de la contribution
6 en puissance associée aux contrats d'approvisionnement avec le Producteur lors
7 des périodes de pointe. Les quantités d'énergie maximale pouvant être différées
8 au cours d'une année sont ainsi fixées à un maximum annuel de 4,4 TWh. À
9 chaque année, le Distributeur révisera de façon plus précise les quantités
10 d'énergie pouvant être différées.

11 Le tableau 2 présente les résultats de l'évaluation économique.

12 Dans le scénario avec Ententes (énergie différée), les quantités d'énergie
13 différée totalisent 9 TWh sur la période 2008-2011. Les retours d'énergie
14 débuteraient en 2013 et s'échelonnent jusqu'en 2017, année où le solde des
15 comptes des livraisons différées devient nul.

1

Tableau 2

2

Résultats de l'analyse économique

Scénario avec ententes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Compte de livraisons différées (TWh)										
Quantité d'énergie différée	2,7	0,6	2,9	2,8	-	-	-	-	-	-
<i>Contrat en base</i>	2,7	0,6	2,9	2,8	-	-	-	-	-	-
<i>Contrat cyclable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retour d'énergie	-	-	-	-	-	1,2	1,7	2,4	3,6	0,2
<i>Contrat en base</i>	-	-	-	-	-	1,2	1,7	2,4	3,6	0,2
<i>Contrat cyclable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solde	2,7	3,3	6,2	9,0	9,0	7,8	6,2	3,7	0,2	-
Énergie nette acquise auprès de HQP										
Énergie nette acquise auprès de HQP	2,5	4,7	2,3	2,5	-	-	-	-	-	-
<i>Contrat en base</i>	0,3	2,5	0,1	0,3	-	-	-	-	-	-
<i>Contrat cyclable</i>	2,2	2,2	2,2	2,2	-	-	-	-	-	-
Coûts des achats auprès de HQP (M\$) ⁽¹⁾										
+ Coûts de l'énergie différée (M\$)	0	0	0	0	0	65	95	139	210	9
= Coûts nets annuels (en M\$ courants)	135	247	130	140	0	65	95	139	210	9
Coûts nets cumulés (en M\$ courants)	135	382	513	653	653	718	813	952	1162	1171
Coûts cumulés (en M\$ actualisés de 2008)	135	367	482	598	598	646	711	801	928	934
Scénario sans ententes (revente)										
Achat et revente d'énergie (TWh)										
Achats auprès de HQP	5,3	5,3	5,3	5,3	-	-	-	-	-	-
Revente d'énergie à court terme	2,7	0,6	2,9	2,8	-	-	-	-	-	-
Achats d'énergie à long terme	-	-	-	-	-	1,2	1,7	2,4	3,6	0,2
Coûts/bénéfices du scénario										
Coût des achats auprès d'HQP	272	277	282	288	-	-	-	-	-	-
- Revenus de la revente d'énergie	157	35	173	164	-	-	-	-	-	-
<i>Prix de la revente (\$/MWh)</i>	57,27	59,97	59,15	58,65	-	-	-	-	-	-
+ Coût des achats d'électricité à LT	-	-	-	-	-	110	161	234	356	16
<i>Prix des achats de LT (\$/MWh)</i>	-	-	-	-	-	93,47	95,34	97,25	99,19	101,18
= Coûts nets annuels (en M\$ courants)	115	242	110	124	0	110	161	234	356	16
Coûts nets cumulés (en M\$ courants)	115	357	467	592	592	702	863	1097	1453	1469
Coûts cumulés (en M\$ actualisés de 2008)	115	343	440	543	543	623	734	885	1101	1110

3

Note (1) : Pour 2008, le prix du contrat en base est de 50,04 \$/MWh et celui du contrat cyclable est de 53,83 \$/MWh.

4

Dans le scénario sans Ententes (revente sur les marchés de court terme), le Distributeur a évalué les revenus de la revente des surplus sur les marchés de court terme pour la période 2008-2011, et les coûts associés aux achats d'énergie sur la période 2013-2017.

8

Les revenus anticipés de la revente d'énergie sur les marchés de court terme pour les années 2008 à 2011 sont établis à partir des prix à terme de l'électricité sur le marché de New York en utilisant la même approche que dans le dossier de suspension temporaire du contrat de TCE (R-3649-2007).

11

- 1 Les revenus de reventes sont évalués sur la base des éléments suivants :
- 2 • prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés
3 du NYMEX depuis le 1^{er} janvier 2008 jusqu'au 29 février 2008 (Annexe
4 1) ;
 - 5 • différentiel («basis») entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une
6 évaluation historique entre les deux marchés ;
 - 7 • pertes sur le réseau de TransÉnergie de 5,2 % ;
 - 8 • frais de courtage et de réservation sur New York de 0,91 \$US / MWh ;
 - 9 • ajustement à la baisse au prix de référence de 5 \$US / MWh ;
 - 10 • aucun revenu associé à la revente de puissance ;
 - 11 • aucune valeur monétaire à d'éventuels certificats d'énergie renouvelables
12 (CER) ou crédits de réduction de gaz à effet de serre (GES) ;
 - 13 • taux de change à parité entre le dollar canadien et le dollar américain.

14 Pour combler les déficits d'énergie sur l'horizon 2013 à 2017, le Distributeur
15 considère que la signature des Ententes avec le Producteur lui permet de
16 retarder un appel d'offres de long terme. À ce titre, il retient un prix d'achat basé
17 sur le coût évité d'un appel d'offres de long terme. La plus récente évaluation du
18 Distributeur est basée sur le coût d'approvisionnement découlant de l'appel
19 d'offres pour le bloc d'énergie éolienne de 990 MW (A/O 2003-02). Le prix de
20 référence correspond donc à l'annuité croissante associée à ces contrats, soit de
21 83 \$/MWh en dollars de 2007, incluant la fourniture (65 \$/MWh), le transport
22 (13 \$/MWh) et l'Entente d'intégration éolienne (5 \$/MWh). Ce coût évité de long
23 terme est reconnu par la Régie et est utilisé dans les différents dossiers afférents
24 au PGEÉ.

1 La comparaison des deux scénarios présentée au tableau 4 indique un gain
2 favorable au scénario avec Ententes. Sur la période analysée, le bénéfice net
3 accumulé des Ententes pour la clientèle est de 298 M\$. En dollars actualisés de
4 2008, l'avantage du scénario avec Ententes est estimé à près de 176 M\$.

5 **Tableau 4**
6 **Comparaison des scénarios**

Période 2008-2017	en M\$ courants	en M\$ actualisés
Coût du scénario avec ententes (énergie différée)	1171	934
Coût du scénario sans ententes (revente)	1469	1110
Écart	298	176

7
8 L'analyse économique portant uniquement sur l'énergie différée en 2008 et en
9 2009 indique un gain de 65 M \$ en faveur du scénario avec Ententes.

10 Dans la mesure où la Régie approuve les présentes Ententes, le Distributeur
11 accroît ainsi ses options nécessaires pour équilibrer son bilan en énergie, tout en
12 disposant de la flexibilité nécessaire pour faire face aux variations de la demande
13 et en réduisant ses coûts.

3.3 Risques

3.3.1 Sensibilité aux variations de la demande

14 L'équilibre énergétique a sans contredit un impact sur les résultats de l'analyse.
15 Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement
16 structurel important), le Distributeur pourrait limiter le recours à son option
17 d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court
18 terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à

1 l'échéance de l'Entente. Inversement, un scénario de demande plus élevé aurait
2 pour effet d'accroître l'avantage du scénario d'énergie différée.

3 À chacun de ses états d'avancement, de même que dans ses plans
4 d'approvisionnement, le Distributeur fera le point sur la stratégie qu'il entend
5 adopter au fil des années afin de mitiger ce risque.

3.3.2 Sensibilité aux variations de prix

6 Pour évaluer la sensibilité aux prix de long terme de l'électricité, le Distributeur a
7 évalué le «point mort» entre les deux scénarios, soit le prix de long terme des
8 achats d'électricité du scénario de revente qui établit une valeur actuelle nette
9 (VAN) identique au scénario d'énergie différée. Ainsi, le prix des achats de long
10 terme du scénario de revente permettant d'atteindre ce «point mort» serait de
11 5,8 ¢/kWh, exprimé en annuité croissante de 2007 (ou l'équivalent de 6,5 ¢/kWh
12 en 2013), soit une baisse de 30 % par rapport au coût évité de long terme.

13 À l'inverse, le Distributeur a évalué que la hausse requise des prix de marché sur
14 la période 2008-2011 devrait être d'un peu plus de 30 % (ou d'environ 20\$/MWh)
15 pour l'atteinte du «point mort».

4 AUTRES CONSIDÉRATIONS

4.1 Nouveau moyen de gestion de l'équilibre énergétique

16 Les modifications que le Distributeur apporte à ses deux contrats de long terme
17 avec Hydro-Québec Production sont fondamentales car elles lui permettront de
18 mieux répondre à son obligation première de satisfaire les besoins
19 d'approvisionnements de ses clients, sans déficit et sans surplus. Ainsi, le
20 Distributeur pourra répondre, de façon plus efficace et au moindre coût, aux
21 fluctuations cycliques de moyen et de long termes de la demande en électricité.

1 Ainsi modifiés, ces contrats s'intégreront mieux dans le portefeuille
2 d'approvisionnements du Distributeur. En outre, ces modifications n'ont aucune
3 incidence négative sur la gestion des autres moyens d'approvisionnement du
4 Distributeur et ne comportent aucun coût direct.

4.2 Réduction des risques de marché

5 Dans la mesure où ces Ententes diminuent substantiellement les quantités
6 d'énergie à revendre sur les marchés, elles limiteront l'exposition du Distributeur
7 aux fluctuations du prix de marché. De ce fait, elles contribueront à réduire de
8 façon appréciable les fluctuations de son coût d'approvisionnement. Certes, le
9 Distributeur demeurera exposé aux fluctuations des prix de marché compte tenu
10 qu'il devra, année après année, procéder à l'achat et la vente d'électricité sur les
11 marchés de court terme. Cependant, les quantités seront beaucoup plus faibles.
12 Par ailleurs, le Distributeur connaîtra de façon certaine le coût des livraisons
13 d'énergie qui sont différées et qui feront l'objet d'un rappel à une date ultérieure.

4.3 Flexibilité et simplicité

14 Les Ententes confèrent au Distributeur la flexibilité recherchée pour faire face à
15 des déséquilibres énergétiques, notamment en période de surplus. Pour une
16 année contractuelle donnée, le Distributeur peut à trois reprises exercer son
17 option de réduction de livraisons sans encourir de coût direct lorsque l'énergie
18 est différée. En plus, à l'exception de la période d'hiver où le délai de préavis est
19 d'un peu plus de trois mois, les délais de préavis des deux autres périodes sont
20 seulement d'un mois. En terme de délais, le Distributeur dispose donc de la
21 même flexibilité que lorsqu'il procède par appels d'offres de court terme.
22 Par ailleurs, l'option d'énergie différée ne requiert aucune procédure particulière,
23 hormis les préavis au Producteur. Le Distributeur effectue déjà sur une base

- 1 régulière le suivi de son équilibre énergétique en vue de déterminer s'il doit
- 2 procéder à l'achat ou à la vente d'énergie. Aussi, il propose d'appliquer les
- 3 mêmes suivis à la différence que ceux-ci incluront désormais un moyen
- 4 additionnel aux fins de l'équilibre énergétique.

ANNEXE

1

Tableau A1

2

Prix à terme du NYISO sur le NYMEX observés sur la période du 1^{er} janvier

3

2008 au 29 février 2008 (en \$US / MWh)

Année	NY zone M	Pertes réseau HQT	Courtage et Réserv. NY	Ajustement au prix de vente	Prix de vente
2008	66,46 \$	3,29 \$	0,91 \$	5,00 \$	57,27 \$
2009	69,30 \$	3,43 \$	0,91 \$	5,00 \$	59,97 \$
2010	68,44 \$	3,38 \$	0,91 \$	5,00 \$	59,15 \$
2011	67,92 \$	3,36 \$	0,91 \$	5,00 \$	58,65 \$

4