DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2013-2014

PRÉVISION DES VENTES

1. Références : (i) Dossier R-3776-2011, page 33;
(ii) Pièce B-0013, page 23.

Préambule :

(i) Annexe C – Analyses de sensibilité

(ii) Annexe B – Analyses de sensibilité

Demande :

1.1 Veuillez expliquer chacun des changements apportés aux valeurs des différentes sensibilités entre les deux dossiers tarifaires.

2. Références : (i) Pièce B-0013, page 5;
(ii) Pièce B-0082, pages 13 et 14.

Préambule :

(i) « *Pour l'année 2013, les variations de ventes anticipées par rapport à 2012 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.*

Ces variations s'expliquent ainsi :

- *Croissance de 704 GWh au tarif D :*
  - *Croissance du nombre d'abonnements résultant des mises en chantier prévues de 45 100 unités ;*
  - *Croissance du revenu réel du travail de 3,2 % en 2013 ;*
  - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.*

- *Décroissance de 387 GWh aux tarifs G, G-9 et M :*
  - *Décroissance prévue de l'activité économique au secteur industriel PME compensée en partie par la croissance au secteur commercial et institutionnel ;*
  - *Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance ;*
  - *Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent de transferts de clients découlant de la réforme des tarifs généraux.*

- *Croissance de 438 GWh au tarif L :*
  - *Croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs. Une décroissance des ventes est prévue uniquement dans le secteur des pâtes et papiers. Le tableau 2 présente les ventes par secteurs d'activité ;*
  - *Transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux.*

- *Croissance de 1 916 GWh aux contrats spéciaux qui découle essentiellement des besoins importants du client Rio Tinto Alcan sous l'hypothèse d'un conflit de travail à l'usine d'Alma prenant fin en juillet 2012* ».

(ii) Tableau R-5.3 – Valeurs réelles de 2011 pour les principales variables économiques;
Tableau R-5.4-A – Prévision économique du Québec en date du 12 octobre 2012.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer ou infirmer qu'une variation de 1 % de la croissance du PIB total en 2013 occasionnerait, la même année, des ventes additionnelles ou moindres de 1 000 GWh au total pour l'ensemble des tarifs. Veuillez expliquer.

2.2 Veuillez préciser si une variation de 1 % de la croissance du PIB total une année donnée occasionne une variation des ventes la même année ou l'année suivante.

3. Références : (i) Pièce B-0013, page 6;
(ii) Pièce B-0013, page 7;
(iii) Pièce B-0082, page 9.

Préambule :

(i) « *Croissance de 438 GWh au tarif L :*
  - *Croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs. Une décroissance des ventes est prévue uniquement dans le secteur des pâtes et papiers. Le tableau 2 présente les ventes par secteurs d'activité ;*
  - *Transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux* ».

(ii) Tableau 2 – Prévision des ventes au tarif L pour les années 2012 et 2013.

(iii) « *La croissance des ventes de 438 GWh au tarif L résulte de la croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs (+160 GWh) et du transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux (+260 GWh)* ».

Demandes :

3.1 Veuillez concilier le fait que 260 GWh sur 438 GWh de croissance prévue des ventes au tarif L proviennent du transfert de clients en provenance du tarif M avec le tableau à la référence (ii).

3.2 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques et informations pertinentes.

4. Références : (i) Pièce B-0013, page 6;
(ii) Pièce B-0082, page 9;
(iii) http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2012/11/les-negociations-poursuivent-aluminerie-becancour.html.

Préambule :

(i) « *Croissance de 1 916 GWh aux contrats spéciaux qui découle essentiellement des besoins importants du client Rio Tinto Alcan sous l'hypothèse d'un conflit de travail à l'usine d'Alma prenant fin en juillet 2012* ».

(ii) « *Le Distributeur anticipe que la reprise de la production à l'usine d'Alma du client Rio Tinto Alcan sera complète au début de l'année 2013, et ce, bien qu'elle ait été plus lente que prévue depuis la fin du conflit de travail en juillet 2012. Cette reprise se fonde sur la planification des achats d'électricité et le contexte hydraulique du client Rio Tinto Alcan. Par conséquent, le Distributeur ne considère pas d'autres scénarios pour les ventes prévues aux contrats spéciaux en 2013* ».

(iii) « *Les négociations se poursuivent pour éviter un conflit de travail à l'Aluminerie de Bécancour (ABI). Les prochaines 48 heures seront déterminantes pour les quelque 1000 travailleurs, qui maintiennent la trêve.* […] ».

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si la prévision des ventes aux contrats spéciaux demeure adéquate à ce jour. Veuillez élaborer.

4.2 Veuillez indiquer si l'explication à la référence (ii) demeure pertinente à ce jour. Veuillez préciser et quantifier les changements qui ont pu ou pourraient avoir lieu.

4.3 Veuillez commenter la référence (iii) et quantifier l'impact (en GWh et M$) qu'aurait un conflit de travail à l'usine de Bécancour du client ABI.

5. Références : Dossiers R-3492-2002, R-3541-2004, R-3579-2005, R-3610-2006, R-3644-2007, R-3677-2008, R-3708-2009, R-3740-2010, R-3776-2011, R-3814-2012 : pièces sur la prévision des ventes.

Préambule :

Pour chacun des dossiers, voir, d'une part, les tableaux portant sur les prévisions des ventes pour l'année de base et l'année témoin projetée, et d'autre part, les tableaux portant sur les historiques de ventes.

À ces égards, la Régie remarque que les ventes projetées ont été plus élevées que les ventes réelles normalisées sept fois sur dix sur la période 2003-2012.

Demande :

5.1 Considérant l'historique de prévisions des ventes, veuillez calculer l'impact (en M$) d'une possible surévaluation de 1000 GWh des ventes totales 2013 sur les revenus additionnels requis 2013 et les ventes nettes des achats d'électricité 2013. Veuillez détailler vos calculs.

6. Référence : Pièce B-0118, page 40.

Préambule :

« *Dans le cadre du développement des outils additionnels de prévision de la demande, le Distributeur a raffiné son analyse de l'impact des aléas climatiques sur la demande d'électricité.*

Cet exercice a permis d'actualiser la normale climatique retenue aux fins de la prévision de la demande de l'année témoin 2013, en s'appuyant, d'une part, sur une analyse statistique des données climatiques historiques et, d'autre part, sur la tendance observée sur la période 1971-2011.

À partir de 2013, cette approche permettra, à chaque année, de tenir compte des données climatiques plus récentes et de refléter l'évolution de la normale climatique dans la prévision de la demande et le compte de nivellement. »

Demandes :

6.1 Veuillez décrire en détail les changements apportés à la méthode de calcul de la normale climatique, en particulier, *l'analyse statistique des données climatiques historiques* ainsi que la prise en compte de la *tendance observée sur la période 1971-2011*.

6.2 Veuillez fournir les impacts de cette nouvelle méthode sur la prévision des ventes de 2013 par tarif, selon le niveau de détail du tableau 1 de la page 5 de HQD-2, document 2.

POLITIQUE FINANCIÈRE

7. Références : (i) Décision D-2012-024, Dossier R-3776-2011, paragraphes 59 et 66;
(ii) Pièce B-0015, page 5;
(iii) Pièce B-0015, annexe 1, page 12.

Préambule :

(i) La Régie indiquait qu'elle procédera à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire et demandait au Distributeur d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires qu'elle avait émis. Dans la mesure où le Distributeur déposait une preuve relative à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire, la Régie demandait également au Distributeur d'incorporer à cette demande une preuve sur la mise à jour du taux prospectif de la dette.

(ii) Le Distributeur indique « *Tel qu'expliqué dans la pièce HQD-1, document 1, depuis le début de l'année, Hydro-Québec poursuit sa réflexion en vue de réviser la politique financière de ses entités réglementées. Considérant que l'établissement des paramètres financiers pour ces entités repose sur une démarche et un cadre d'analyse similaires qui se doivent d'être cohérents, Hydro-Québec en est arrivée à la conclusion que la révision de la politique financière doit faire l'objet d'une demande spécifique, conjointe par les deux entités réglementées. Celle-ci sera intégrée à la démarche qui sera soumise à la Régie conjointement par le Transporteur et le Distributeur dès septembre 2012 afin de proposer un mécanisme de partage des écarts de rendement.*

Conséquemment, tant que la Régie n'aura pas statué sur la révision de la politique financière, le Distributeur maintient les paramètres financiers reposant sur les méthodologies approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures. »

(iii) Le Distributeur propose une procédure de mise à jour du coût de la dette par le biais d'un calcul des frais financiers pour les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année de base, les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année témoin et l'ensemble de la dette à taux variable. Le Distributeur indique qu'il intégrera le coût de la dette obtenu à l'aide de cette procédure à la révision du coût moyen pondéré du capital. De plus, les prévisions révisées des taux d'intérêt 2013 pour les émissions de la dette à taux fixe et de la dette à taux variable seront également intégrées dans la mise à jour du coût prospectif du capital.

Demande :

7.1 Veuillez justifier l'inclusion de cette procédure de mise à jour du coût de la dette dans le présent dossier tarifaire alors que l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable n'y figure pas comme un enjeu.

COÛT DE LA DETTE

8. Références : (i) Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, page 98;
(ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0015, page 8;
(iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0104, page 5;
(iv) Pièce B-0015, pages 6, 7 et 8;
(v) Pièce B-0015, annexe 1, page 12;
(vi) Pièce B-0085, page 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique le calcul de la moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs associés aux éléments de calcul du coût de la dette et présentés en preuve pour les années 2003 et 2004. Les données pour les mois projetés sont évaluées à partir des prévisions du *Consensus Forecasts* à 3 mois et à 12 mois. « *Pour les taux qui ne sont pas présentés dans les tableaux du Consensus Forecast, la moyenne des écarts réels des cinq dernières années entre le taux désiré et le taux le plus apparenté disponible dans le Consensus Forecast est calculée. Cet écart est ajouté aux taux mensuels projetés à partir du Consensus Forecast pour le taux apparenté, tels que interpolés et extrapolés précédemment. Les moyennes annuelles sont la moyenne des taux mensuels ainsi calculés et/ou observés* ».

(ii) Le Distributeur rappelle que « *Hydro-Québec réalise son financement et gère sa dette selon une approche corporative intégrée, tel qu'approuvé par la décision D-2003-93* ». Or, à la page 8 de la référence (iv), la mention *tel qu'approuvé par la décision D-2003-93* n'apparait pas. [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur indique que la prévision du taux des acceptations bancaires est utilisée pour évaluer les intérêts sur la portion de la dette qui est à taux flottant.

(iv) À la page 6, le Distributeur indique « *Toutefois, exceptionnellement, compte tenu de la variation importante des taux d'intérêt à long terme du gouvernement du Canada observée entre le début de mai et celui de juin, la prévision du taux sans risque et des taux entrant dans le calcul du coût de la dette repose sur les taux de marché observés fin mai et début juin plutôt que sur les données du Consensus Forecasts de mai 2012 ». Selon le Distributeur, l'utilisation de ce taux « équivaut à utiliser la moyenne des taux 10 ans, majorée de la moyenne des écarts 30 ans – 10 ans observés pour la même période* ». [nous soulignons]

(v) Le Distributeur propose une procédure de mise à jour du coût de la dette par le biais d'un calcul des frais financiers pour les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année de base, les nouveaux emprunts à taux fixes durant l'année témoin et l'ensemble de la dette à taux variable. Le Distributeur indique qu'il intégrera le coût de la dette obtenu à l'aide de cette procédure à la révision du coût moyen pondéré du capital. De plus, les prévisions révisées des taux d'intérêt 2013 pour les émissions de la dette à taux fixe et de la dette à taux variable seront également intégrées dans la mise à jour du coût prospectif du capital.

(vi) L'AQCIE/CIFQ demande au Distributeur pourquoi la procédure proposée ne contient aucune mise à jour du dénominateur (effet volume). En réponse, le Distributeur précise « *Par la mise à jour des taux d'intérêt, la méthode proposée ne permet de traiter que les variations associées aux effets prix. Elle ne considère pas les effets volume, car ceux-ci résultent, entre autres, des décisions de gestion de l'entreprise. La question du partage des écarts associés aux décisions de gestion, entre les clients et l'entreprise, fera l'objet d'un dossier distinct tel que proposé par Hydro-Québec dans le cadre des consultations préalables à la proposition par l'entreprise d'un mécanisme de partage des écarts de rendement. Pour cette raison, la proposition de mise à jour porte uniquement sur les effets prix. La méthode proposée devrait néanmoins permettre d'éliminer la majeure partie de l'écart éventuel entre le coût de la dette réel et celui projeté* ».

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si l' « approche corporative intégrée » dont il est question à la référence (ii) diffère de l'approche telle qu'approuvée par la décision D-2003-93.

8.2 Veuillez identifier les tableaux de la pièce B-0015 dont le contenu est calculé ou repose sur les taux de marché observés fin mai et début juin plutôt que les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012. Veuillez reproduire ces tableaux en utilisant les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012 selon la méthodologie usuelle.

8.3 Veuillez déposer le coût de la dette, découlant de la méthodologie approuvée dans les dossiers précédents, tel qu'il aurait été déposé en date du 27 juillet 2012.

8.4 Veuillez estimer la hausse tarifaire requise en utilisant le taux de rendement sur les capitaux propres et le coût de la dette, telles que calculés selon la méthodologie usuelle.

8.5 Veuillez illustrer le calcul des composantes entrant dans le calcul du numérateur du coût de la dette pour 2013 en utilisant premièrement les taux de marché observés fin mai et début juin et deuxièmement les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012.

8.6 Veuillez indiquer si le Distributeur serait en mesure d'appliquer la mise à jour du Coût de la dette en considérant l'effet volume, c'est-à-dire en mettant à jour le niveau du dénominateur, particulièrement le niveau de la Dette à long terme qui le compose.

RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ

9. Références : (i) Pièce B-0018, page 11, tableau 3;
(ii) Pièce B-0082, page 29.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente la révision des durées de vie d'utilité aux fins réglementaires.

TABLEAU 3
RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ AUX FINS RÉGLEMENTAIRES
ANNÉE 2013

Catégories d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité initiale	Durée d'utilité révisée	Diminution des revenus requis 2013 (M$)
Conducteurs moyenne tension	30 ans	50 ans	49,9
Câbles aériens basse tension	30 ans	50 ans	48,1
Canalisations souterraines en béton	40 ans	50 ans	5,8
Poteaux	40 ans	50 ans	12,2
Total			**116,0**

« De plus, en 2012, Hydro-Québec a procédé à la révision de la durée d'utilité de la catégorie Équipement informatique, et ce, pour toutes ses divisions, incluant le Distributeur. Ainsi, la durée d'utilité de cette catégorie a été augmentée de 3 ans à 5 ans en date du 1er avril 2012. Cette révision n'a aucun effet sur les revenus requis du Distributeur pour 2013. » [nous soulignons]

(ii)« *Enfin, dans le cadre de leur examen des états financiers trimestriels, les auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG, ont eu accès aux dossiers de révision des durées d'utilité et ont rencontré, à cet effet, les experts du Distributeur qui ont répondu à leurs questions.* » [nous soulignons]

Demandes :

9.1 Veuillez déposer les dossiers de révision des durées d'utilité pour les actifs suivants :
- Conducteurs moyenne tension;
- Câbles aériens basse tension;

9.2 Veuillez fournir les graphiques pertinents qui justifient les révisions des durées de vie d'utilité pour les actifs visés à la référence (i).

9.3 Veuillez indiquer pour ces actifs visés à la référence (i) les durées de vie physique, initiales et révisées. Veuillez expliquer les variations.

9.4 Veuillez déposer l'opinion des auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG sur les résultats des révisions de durée de vie d'utilité des actifs visés à la référence (i) aux fins des états financiers à vocation générale .

PROJET LAD

10. Références : (i) Pièce B-0082, page 43, R 16.1, tableau R-16.1;
(ii) Pièce B-0082, page 43, R 16.2;
(iii) Pièce B-0082, page 46, R 17.2, tableau R-17.2.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau R-16.1 le détail des impacts sur les revenus requis soumis dans chacun des dossiers, R-3814-2012 et R-3770-2011.

TABLEAU R-16.1
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD (EN M$)

	R-3814-2012				R-3770-2011		
	Années historiques 2010-2011	2012		Année témoin 2013	Travaux préparatoires	2012	2013
		D-2012-024	Année de base [6]				
Charges d'exploitation	**-**	**-**	**-**	**27,7**	**-**	**18,4**	**15,9**
Charges d'exploitation	*3,8*	*13,2*	*8,0*	*20,5*	*5,2* [1]	*13,2* [1]	*25,8* [1]
Gains	*-*	*(0,7)*	*-*	*(5,0)*	*-*	*(0,3)* [2]	*(9,9)* [2]
Revenus autres que ventes d'électricité	*(0,3)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Compte d'écarts-Projets majeurs	*(3,5)*	*(12,5)*	*(8,0)*	*12,2* [7]	*(5,2)* [3]	*5,5* [3,8]	*-*
Autres charges	**(0,1)**	**(2,9)**	**(1,0)**	**40,0**	**(0,2)**	**22,3**	**62,8**
Amortissement	*0,1*	*9,7*	*3,9*	*16,4*	*0,2*	*12,0*	*24,1*
Amortissement des nouveaux actifs	*0,1*	*2,3*	*1,2*	*7,6*	*0,2* [3]	*4,6* [5]	*20,5* [5]
Amortissement accéléré des anciens compteurs	*-*	*7,4*	*2,7*	*8,8*	*-*	*7,4* [4]	*3,6* [4]
Sorties d'actifs	*-*	*9,9*	*0,5*	*18,0*	*-*	*9,9* [4]	*38,7* [4]
Compte d'écarts-Projets majeurs	*(0,2)*	*(22,5)*	*(5,4)*	*5,6*	*(0,4)* [3]	*0,4* [3]	*-*
Amortissement et sorties d'actifs	*(0,1)*	*(19,6)*	*(4,4)*	*4,5*	*(0,2)*	*0,2*	*-*
Rendement de la base de tarification	*(0,1)*	*(2,9)*	*(1,0)*	*1,1*	*(0,2)*	*0,2*	*-*
Rendement de la base de tarification	**0,1**	**2,9**	**1,0**	**6,4**	**0,2** [3]	**2,5** [5]	**13,8** [5]
Revenus autres		**-**	**-**	**(0,9)**	**-**	**(0,4)**	**(1,8)**
Revenus de mise en conformité	*-*	*-*	*-*	*(0,9)*	*-*	*(0,4)* [2]	*(1,8)* [2]
Total	**-**	**-**	**-**	**73,2**	**-**	**42,8**	**90,7**

[1] Voir le tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1, page 34, du dossier R-3770-2011

[2] Voir le tableau 6 de la pièce HQD-1, document 1, page 37, du dossier R-3770-2011. Du total indiqué au tableau 6, 0,4 M$ et 1,8 M$ de gain relatif aux revenus de mise en conformité étaient prévus respectivement pour 2012 et 2013. La différence était prévu en gain relatif aux charges d'exploitation.

[3] Voir le tableau 12 de la pièce HQD-1, document 1, page 49, du dossier R-3770-2011.

[4] Voir le tableau R-10.3 de la réponse à la question 10.3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1, du dossier R-3770-2011.

[5] Voir le tableau 8 de la pièce HQD-1, document 1, page 42, du dossier R-3770-2011.

[6] Voir le tableau 11 de la pièce HQD-8, document 7, page 18.

[7] Le montant comprend 0,7 M$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

[8] Le montant comprend 0,3 M$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

(ii) Le Distributeur indique que :

« Dans les dossiers R-3770-2011 et R-3776-2011, le Distributeur prévoyait le début du déploiement massif dès le deuxième trimestre de 2012.

Le Distributeur prévoit, dans le cadre du dossier R-3814-2012, le début du déploiement massif à compter du premier trimestre de 2013. »

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-17.2 la conciliation des investissements et des mises en service présentés dans chacun des dossiers, R-3814-2012 et R-3770-2011.

TABLEAU R-17.2
INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICE DU PROJET LAD (EN M$)

	R-3770-2011			R-3776-2011			R-3814-2012		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Investissements	36,7	86,6	247,1	36,7	86,6	247,1	38,8	44,4	182,5
Mises en service	7,1	106,0	251,0	7,1	106,0	251,0	9,5	11,4	185,7
Stocks de mesurage	-	-	-	-	-	-	1,9	4,6	14,3

Demandes :

10.1 Veuillez déposer une mise à jour des prévisions annuelles jusqu'à la fin du projet LAD considérant le report de 9 mois.

- Fournir la mise à jour des pièces du dossier R-3770-2011suivantes:
  Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 34, tableau 4;
  Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 37, tableau 6;
  Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 49, tableau 12;
  Pièce B-0016, HQD-2, document 1, page 30, tableau R 10.3;
  Pièce B-0006, HQD-1, document 1, page 42, tableau 8;
- Fournir les prévisions annuelles des investissements, des mises en service et des stocks de mesurage du projet LAD :
  Pièce B-0082, HQD-13, document 1, page 46, tableau R-17.2.

10.2 Veuillez expliquer pourquoi les dépenses reliées aux stocks de mesurage incluses dans la base de tarification en 2013 de 14,3 M$ (référence (iii)) ne font pas partie du coût du projet LAD présenté au dossier R-3770-2011. Veuillez expliquer la nature de cette dépense et justifier le montant de 14,3 M$.

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

11. Références : (i) Pièce B-0082, page 52;
(ii) Pièce B-0082, pages 52 et 53;
(iii) Pièce B-0082, page 54.

Préambule :

(i) « *Or, depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le contexte énergétique a significativement changé. Non seulement les besoins à approvisionner sont en baisse de près de 110 TWh sur la période 2012-2027, mais l'offre s'est accrue de près de 30 TWh sur la même période. Cette évolution accentue le déséquilibre entre l'offre et la demande et se traduit par des surplus importants qui affectent la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur pour rappeler les quantités d'énergie accumulées dans le compte d'énergie différée. Il n'est donc plus possible de compter sur d'éventuels besoins à combler qui justifieraient le rappel de l'énergie que le Distributeur différerait aujourd'hui* ». [nous soulignons]

(ii) « *Le mode de gestion des Conventions appliqué à ce jour est d'ailleurs conforme aux principes qu'avait annoncés le Distributeur lors de sa demande d'approbation des premières Conventions (Phase I du Plan d'approvisionnement 2008-2017, dossier R-3648-2007). Lors du dépôt du dossier, le Distributeur évoquait déjà les risques associés à l'incertitude liée à la variabilité de la demande :*

> *Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement structurel important), le Distributeur pourrait limiter le recours à son option d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à l'échéance de l'Entente. Inversement, un scénario de demande plus élevé aurait pour effet d'accroître l'avantage du scénario d'énergie différée* ». [nous soulignons]

(iii) « *Actuellement, le Distributeur dispose de la marge de manœuvre requise pour faire face à un scénario de demande plus fort. Toutefois, il ne dispose d'aucune flexibilité pour faire face à une demande plus faible ou à l'ajout de ressources. Si une telle situation survenait, le Distributeur doit éviter de se retrouver dans l'incapacité de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro. Ainsi, pour éviter un tel dénouement, le Distributeur doit, en conformité avec le principe de précaution, gérer les Conventions de manière prudente et responsable, et ce, dans le respect de ses obligations contractuelles* ». [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Compte tenu qu'en seulement deux ans, soit depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le contexte énergétique a significativement changé, veuillez indiquer si le Distributeur considère qu'un tel changement, soit à la hausse ou soit à la baisse, pourrait se produire à l'horizon 2020-2027. Veuillez élaborer.

11.2 Veuillez évaluer la probabilité qu'un scénario de demande plus forte survienne à l'horizon 2020-2027. Veuillez quantifier l'impact marginal en TWh d'un tel scénario.

11.3 Veuillez évaluer la probabilité qu'un scénario de demande plus faible ou l'ajout de ressources surviennent à l'horizon 2020-2027. Veuillez quantifier l'impact marginal en TWh d'un tel scénario.

11.4 Veuillez définir le principe de précaution, tel que mentionné à la référence (iii).

12. Références : (i) Pièce B-0082, page 55;
(ii) Pièce B-0082, page 58.

Préambule :

(i) « *Les Conventions permettent aussi de bénéficier, à l'horizon 2020-2027, de rappels d'énergie d'environ 1,4 TWh par année, à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme.*

[…]

En plus de ces bénéfices, la gestion proposée par le Distributeur permet de continuer à différer des livraisons d'énergie à partir de 2017 qui autrement se seraient traduites par de l'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui s'ajouterait aux avantages préalablement mentionnés ».

(ii) « *En raison des conditions de marché défavorables à la revente, au moment de la préparation du présent dossier tarifaire, les surplus qui auraient fait l'objet de revente sur les marchés se traduisent plutôt par une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui permet de minimiser les coûts d'approvisionnement* ».

Demande :

12.1 Considérant que, d'une part, le Distributeur ne planifie aucun recours à l'énergie différée sur la période 2013-2017, et que d'autre part l'énergie rappelée a un coût unitaire plus élevé que l'électricité patrimoniale, veuillez préciser comment une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée permet de minimiser les coûts d'approvisionnement.

13. Références : (i) Dossier R-3799-2012, pièce A-0004, page 66;
(ii) Pièce B-0082, page 57;
(iii) État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement, page 25 http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/État%20d'avancement_2009.pdf;
(iv) Dossier R-3775-2011, pièce B-0005, page 10;
(v) Dossier-R-3799-2012, pièces B-0012, page 19 et B-0025, page 25.

Préambule :

(i) Par sa décision D-2012-144, la Régie approuve la prolongation de l'Entente d'intégration éolienne de 2005 jusqu'à l'approbation de nouvelles ententes. Dans ce dossier R-3799-2012, le Distributeur indique en audience :
« *Si j'avais à conclure - et je me fais violence avec cette conclusion - si on voit un enjeu de coûts et il n'y en a pas d'enjeu de coûts compte tenu de tout ce que je viens de vous dire, le forum pour l'aborder, c'est les tarifaires. On n'est pas sous 49 ici, on est vraiment en approbation, on est en 74.2* »

(ii) Le coût de la puissance complémentaire prévu pour 2013 (31,9 M$) est calculé sur la base d'une puissance contributive des éoliennes de 15 % soit :
1735 MW x (35 % – 15 %) x 91,89 $/kW.
Le Distributeur ajoute que : « *le Distributeur rappelle que les prix déterminés à l'article 6 de l'Entente et associés à chacun des services (service d'équilibrage éolien et puissance complémentaire) ne peuvent être interprétés comme une indication de leur valeur respective.* »

(iii) En octobre 2009, le Distributeur déposait une étude sur la contribution des éoliennes à la pointe du réseau et indiquait :
« *À propos du résultat des études déposées en annexe, le Distributeur tient particulièrement à souligner que les analyses sur la contribution en puissance des éoliennes (service de planification des ressources) montrent que les 3 000 MW sous contrat comporteront une contribution en puissance de 900 MW, correspondant à 30 % de la puissance installée. Cette conclusion est prise en compte dans les analyses de fiabilité présentées au «North American Electric Reliability Corporation» (NERC) et au NPCC au cours de l'automne.* »

(iv) Le Distributeur et le Producteur se sont entendus lors de l'Entente Globale de Modulation sur le fait que la puissance propre aux éoliennes à prendre en compte était de 30 %.

(v) Après la décision D-2011-193 du 19 décembre 2011 refusant l'approbation de l'Entente globale de Modulation et avant le lancement de l'appel de qualification QA/O 2012-01 le Distributeur a demandé au Producteur de prolonger l'Entente d'intégration éolienne, et de modifier la liste des parcs éoliens couverts par cette entente sans changement aux prix prévus à cette entente. La capacité installée des parcs éoliens était alors prévue augmenter sensiblement.

Demande :

13.1 Veuillez justifier pourquoi le Distributeur n'a pas demandé au Producteur, lors de la discussion de la prolongation de l'Entente (référence (v)) d'actualiser à 30 % la puissance contributive estimée des éoliennes plutôt que de maintenir celle de 15 % estimée en 2005.