

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012

UNION DES CONSOMMATEURS

**RAPPORT D'EXPERTISE DE
Co Pham, PhD, ing.**

22 octobre 2010

CONTEXTE ET BUT DU RAPPORT

Dans le cadre du dossier R-3740-2010 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'Union des consommateurs (UC) m'a confié le mandat d'expertiser deux travaux effectués par le Distributeur portant sur :

- la stratégie relative à la bi-énergie résidentielle; et
- les coûts associés aux stratégies de gestion des approvisionnements et des surplus.

Ces deux sujets ont été proposés par le Distributeur ¹ et acceptés par la Régie² comme enjeux à débattre dans le présent dossier.

Ce rapport présente le résultat de mon travail d'expert réalisé jusqu'à ce jour. Il contient mes opinions et conclusions relatives aux enjeux mentionnés ci-dessus³.

¹ HQD-1, Document 2, page 3.

² Régie de l'énergie, D-20010-108, page 6 :

[12] La Régie retient, à ce stade du dossier, cette liste d'enjeux pour examen dans la présente requête. Le suivi relatif aux décisions antérieures de la Régie fait aussi partie des enjeux à aborder.

³ Mon mandat ne comporte plus l'expertise relative au Projet Tarifaire Heure Juste (PTHJ), suite à la décision D-2010-122 (page 23) jugeant prématurée la preuve que souhaite faire l'UC avec un expert indépendant sur ce sujet.

SECTION 1

STRATÉGIE RELATIVE À LA BI-ÉNERGIE RÉSIDENIELLE

1.1 Mise en contexte

L'an dernier, dans le cadre de l'examen du dossier tarifaire 2010-2011, Le Distributeur a soumis une étude démontrant que la bi-énergie résidentielle (tarif DT) serait plus économique pour les consommateurs résidentiels que l'utilisation de l'huile au mazout⁴. Cette étude démontre également qu'une conversion de l'huile à la bi-énergie résidentielle coûterait moins cher au Distributeur qu'une conversion au mode Tout-à-électricité (TAE)⁵.

Considérant les résultats de l'étude du Distributeur et le fait que la bi-énergie constitue un bon moyen de gestion de la consommation, j'avais, dans le cadre de l'expertise déposée à la demande de l'Union des consommateurs, recommandé à la Régie de demander au Distributeur de préparer un plan d'action pour encourager les consommateurs à se convertir à la bi-énergie plutôt qu'au TAE⁶. Plusieurs intervenants outre l'Union des Consommateurs (UC) étaient également favorables au développement de la bi-énergie résidentielle⁷.

Pour sa part le Distributeur préfère le statu quo, invoquant plusieurs facteurs dont l'intérêt de ne pas fragiliser davantage le marché du mazout, voire même la disparition des distributeurs de mazout⁸.

La Régie, dans sa décision indique qu'un programme qui encourage la clientèle, présentement à la bi-énergie, à ne pas passer au chauffage TAE ne peut pas nuire à l'industrie du chauffage au mazout. Elle a donc formulé la demande suivante au Distributeur :

« La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un programme commercial visant à réduire l'effritement de sa clientèle

⁴ Hydro-Québec Distribution, dossier R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 172, tableau R-85.1-D et Rapport d'expertise de Co Pham, page 47 : « Selon l'évaluation du Distributeur, les clients qui se convertissent au tarif bi-énergie résidentielle [avec fournaise bi-énergie intégrée (air chaud)] ont en moyenne une économie de facture énergétique de 4 361 \$ par rapport à celle du mazout. ».

⁵ Hydro-Québec Distribution, dossier R-3708-2009, HQD-13, Document 1, page 170 : « Or, du point de vue du Distributeur, la marge de manoeuvre est de 1 994 \$. ».

⁶ Dossier R-3708-2009, C-10-10, Rapport d'expertise de Co Pham, page 49.

⁷ D-2010-022, page 108.

⁸ D-2020-022, R-3708-2009, page 107.

existante à la bi-énergie, sans affecter le nombre de clients actuels de l'industrie du chauffage au mazout. »⁹

Suite à cette demande de la Régie, le Distributeur présente dans le présent dossier une étude des impacts potentiels d'un éventuel programme pour encourager sa clientèle actuelle de la bi-énergie résidentielle à ne pas se convertir au TAE. J'évalue ci-après cette étude récente du Distributeur.

Il importe de noter que l'étude du Distributeur de l'an dernier et celle de cette année évaluent les impacts de deux programmes qui portent sur des conversions dont les prémisses sont complètement différentes. En effet, la première concerne la conversion du mazout à la bi-énergie ou au TAE; tandis que la seconde concerne la conversion de la bi-énergie au TAE.

1.2 Commentaires sur l'étude du Distributeur de cette année (R-3740-2010, HQD-8, Document 8, Annexes, pages 36 et réponses du Distributeur aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants)

Le parc bi-énergie actuel est constitué de systèmes de chauffage à air chaud – avec ou sans pompe à chaleur (85%) et à eau chaude (15%). Le combustible utilisé en combinaison avec l'électricité est le mazout dans 95% des cas¹⁰.

En réponse à la question 82.1 de la Régie et aux questions 18.1 et 18.2 d'UC, le Distributeur présente, à la pièce HQD-13, Document 1, page 212, un portrait de la clientèle bi-énergie pour la période 2006-2011.

Selon ce portrait, le nombre de clients ayant abandonné la bi-énergie est de 1 740, 3 383 et 3 157 respectivement pour chacune des années de la période 2007-2009. Il y a eu donc une diminution du nombre de clients du parc bi-énergie actuel.

Par contre, le nombre de demandes d'adhésion au tarif DT de la part de nouveaux clients est plus élevé durant cette période que celui des abandons de ce tarif. Ceci explique pourquoi le nombre de clients au tarif DT augmente légèrement de 2007 à 2009.

Par ailleurs, un sondage CROP effectué en août 2009 auprès de 400 clients bi-énergie¹¹ montre que 80% des clients actuels à la bi-énergie qui feraient face à un bris majeur

⁹ D-2002-022, R-3708-2009, page 109.

¹⁰ HQD-8, Document 8, page 33.

¹¹ HQD-13, Document 1, pages 212-214 (Réponse du Distributeur à la question 83 de la Régie).

(nécessitant un investissement important) conserveraient leur système et ce, sans aide financière de la part du Distributeur¹².

L'étude du Distributeur relativement au maintien du parc bi-énergie est présentée sommairement à la pièce HQD-8, Document 8, pages 34-36. En réponse à la question 83.2 de la Régie¹³ et à la question 19.1 d'UC¹⁴, le Distributeur a fourni certains renseignements complémentaires relativement à la méthodologie et aux hypothèses de son étude.

L'étude du Distributeur évalue les choix d'investissement du client lorsqu'il est confronté à un bris majeur de son système bi-énergie ou à sa fin de vie utile : demeurer à la bi-énergie ou l'abandonner en faveur d'un système TAE¹⁵. Ainsi, le Distributeur mesure et compare les coûts actualisés des deux options sur une période de 20 ans. Les éléments de coûts pris en considération sont, entre autres, la facture énergétique (mazout et électricité), les frais d'entretien, le coût d'achat des systèmes de chauffage (renouvellement du système bi-énergie ou conversion TAE), et la subvention éventuelle du Distributeur.

Du point de vue du Distributeur, l'étude compare, sur une période de 20 ans également, l'intérêt économique de développer un programme d'aide financière par rapport à une situation où le Distributeur n'interviendrait pas sur le marché, laissant ainsi les clients qui le désirent se convertir au TAE¹⁶. Pour ce faire, le Distributeur calcule les coûts évités de fourniture, de transport et de distribution des deux options, les pertes de revenus, le coût total du programme d'aide financière incluant les frais de commercialisation.

Le Distributeur suppose que le programme d'aide financière durera 5 ans, et que 30 179 clients recevront son aide financière, même si seulement 17% de ce nombre, soit 5 120 clients¹⁷, hésiteraient à investir pour le renouvellement de leurs systèmes de chauffage bi-énergie.

L'aide financière s'élève à 1329\$ par client¹⁸. Ce montant est calibré pour couvrir la *totalité* du surcoût d'être à la bi-énergie sur une période de 10 ans¹⁹. Évidemment, ce montant est pris en compte aussi dans l'analyse économique du point de vue du Distributeur.

¹² HQD-8, Document 8, page 34.

¹³ HQD-13, Document 1, page 214.

¹⁴ HQD-13, Document 11, page 27.

¹⁵ HQD-8, Document 8, page 34, lignes 15-17.

¹⁶ HQD-13, Document 1, page 214.

¹⁷ HQD-13, Document 1, page 215.

¹⁸ HQD-13, Document 11, page 28 (Réponse du Distributeur à la question 19.4 d'UC).

¹⁹ HQD-13, Document 1, page 214.

Dans l'analyse économique du point de vue du client, le Distributeur tient compte aussi de la hausse du coût de l'électricité patrimoniale entre 2014 et 2018 telle qu'annoncée dans le dernier budget du gouvernement du Québec²⁰. De plus, il suppose que les hausses tarifaires de 2011 à 2019 seront effectuées selon la stratégie actuelle, à savoir :

- Pour le tarif D, une hausse de prix deux fois plus importante pour la deuxième tranche que pour la première tranche; et
- Pour le tarif bi-énergie DT, une hausse de prix applicable uniquement en pointe²¹.

Selon le Distributeur, « *cette stratégie tarifaire va affecter davantage le tarif D comparativement au tarif DT, accordant ainsi au système bi-énergie un avantage concurrentiel* »²². Ainsi, il estime que l'économie de demeurer au tarif DT croît de 401\$ en 2014 à 918\$ en 2019.

À mon avis, l'hypothèse du Distributeur est plausible. Cependant, il convient de rappeler que la détermination, selon un cycle annuel, du coût de l'électricité patrimoniale pour les catégories tarifaires D, DT et les autres catégories relève du gouvernement. D'un autre côté, les ajustements des prix de différentes composantes des tarifs D et DT (prix par tranche du tarif D, et prix en pointe et hors pointe du tarif DT) sont sous la responsabilité de la Régie.

Par conséquent, l'évaluation par le Distributeur des gains du client de demeurer au tarif DT n'est qu'indicative en fonction des hypothèses relatives au montant de la subvention du client et à la stratégie tarifaire des 20 prochaines années.

L'étude du Distributeur indique un gain net de 14,7 M\$, soit 487\$ par client sur une période de 20 ans (voir le tableau suivant).

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Nombre de clients bénéficiant de l'aide financière: (HQP-13, Document 11, page 28, tableau R-19.4) | 30 179 |
| Gain net des clients (en M\$): (HQP-8, Document 8, page 35) | 14,7 |
| Gain net par client (\$): | 487 |

²⁰ HQD-13, Document 1, page 218.

²¹ HQD-13, Document 1, page 218.

²² HQD-13, Document 1, page 219.

Ce gain est modeste, en raison notamment du coût net de renouvellement du système bi-énergie relativement élevé, déduction faite de l'aide financière du Distributeur (voir le tableau suivant).

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Nombre de clients bénéficiant de l'aide financière: (HQD-13, Document 11, page 28, tableau R-19.4) | 30 179 |
| Coût de renouvellement du système bi-énergie nets de l'aide financière (M\$): (HQD-13, Document 1, page 216) | 39,39 |
| Coût de renouvellement par client (\$): | 1305 |

L'analyse économique du point de vue du Distributeur²³ est résumée dans le tableau suivant. On y retrouve deux postes de dépenses importantes du programme d'aide financière, soit l'aide financière et les pertes de revenus du Distributeur.

Ces dernières sont de 1 987 \$ par client, alors que l'aide financière est de 1 329\$ par client.

| Analyse économique du point de vue du Distributeur - Maintien à la bi-énergie par rapport à la conversion au TAE [Coûts actualisés (\$2011) - Horizon de 20 ans] (HQD-13, Document 1, page 216) | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| | Ensemble des clients (M\$) | Calculs par client (\$/clients) |
| Nombre de clients bénéficiant de l'aide financière: (HQD-13, Document 11, page 28, tableau R-19.4) | 30 179 | |
| Dépenses du programme: | 100,87 | 3342 |
| Coût de l'aide financière | 40,1 | 1329 |
| Coût de commercialisation du programme d'aide financière | 0,81 | 27 |
| Pertes de revenus du Distributeur (tarif DT-tarif D) | 59,96 | 1987 |
| Coûts évités par le Distributeur: | 56,72 | 1879 |
| Pertes du Distributeur du maintien à la bi-énergie par rapport à la conversion TAE | 44,16 | 1463 |

²³ HQD-13, Document 1, page 216.

Les pertes de revenus du Distributeur sont très importantes si le client décide de rester au tarif bi-énergie au lieu de se convertir au mode TAE, puisque qu'un client TAE consomme plus d'électricité pour le chauffage qu'un client bi-énergie. De plus, le prix marginal est plus élevé pour la consommation TAE que pour la bi-énergie DT en période hors pointe (environ 7,51 cents le kilowatt-heure au tarif D en 2011 par comparaison au 4,33 cents le kilowatt-heure au tarif DT)²⁴.

Les coûts que le Distributeur évite grâce au programme du maintien à la bi-énergie représentent environ 56,7 M\$, soit 56% de ses dépenses totales pour le programme (voir le tableau ci-dessus). Au net, le Distributeur perdrait 44 M\$ (\$ actualisés de 2011).

Par sa question 19.3 au Distributeur, UC désire obtenir plus de précisions relatives à l'évaluation des pertes du Distributeur, notamment leurs liens avec les coûts des surplus énergétiques du Distributeur :

« 19.3 Le Distributeur a-t-il tenu compte de l'état de ses surplus énergétiques d'ici 2027 et les pertes financières associées potentielles dans son évaluation mentionnée à la référence (i)? Si oui, comment.

Réponse :

Oui. Voir les éléments considérés dans l'analyse du point de vue du Distributeur présentés en réponse à la question 83.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1."

J'ai examiné la réponse du Distributeur à la question 83.2 de la Régie.

Mon examen suggère que pour tenir compte des surplus énergétiques dans son évaluation des pertes du programme, le seul moyen pour le Distributeur est de le faire par le biais de l'évaluation des coûts évités. Comme l'appréciation des coûts évités réalisés par le Distributeur dans ce dossier ne fait pas l'objet de mon mandat, je ne peux donc me prononcer sur cette question.

Néanmoins, il convient de rappeler que l'ensemble des consommateurs québécois assume ces dernières années d'importantes sommes associées aux surplus énergétiques du Distributeur, notamment celles reliées à la suspension de TCE. De plus, ces mêmes consommateurs devront assumer possiblement dans les prochaines années des pertes reliées à la vente d'énergie en surplus par le Distributeur au Producteur à partir de 2010 (la section 2 étudie cette question). Il est donc déraisonnable de demander à ces mêmes consommateurs de couvrir en supplément des coûts du programme du maintien à la bi-énergie (environ 44 M\$) qui ferait augmenter les surplus énergétiques.

Rappelons que l'évaluation de ces pertes du Distributeur tient déjà compte de la diminution de la puissance de pointe grâce au programme du maintien de la bi-énergie (voir le tableau ci-dessous : 16,63 M\$ pour la puissance de la composante approvisionnement, 16,04 M\$ pour la

²⁴ HQD-13, Document 1, page 219.

composante transport dont les tarifs sont basés uniquement sur la puissance de pointe de la clientèle).

| Coûts évités par le Distributeur (HQD-13, Document 1, page 216) | |
|--------------------------------------------------------------------|-------|
| Coût de l'énergie | 19,21 |
| Coût de la puissance | 16,63 |
| Coût de transport | 16,04 |
| Coût de distribution | 5,86 |
| Coût en émission de gaz à effet de serre | -1,02 |

Notons finalement que le Distributeur a comparé le coût total en ressources du chauffage bi-énergie à celui d'un système électrique. Cette analyse indique qu'il est également non rentable *pour la société* de promouvoir le chauffage bi-énergie²⁵.

1.3 Conclusion et recommandations

Compte tenu de ce qui précède, je recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur²⁶ de ne pas offrir de programme d'aide financière visant le maintien d'un certain nombre de clients au tarif bi-énergie lorsque ceux-ci devront renouveler leurs équipements.

Je recommande également que la Régie accepte la proposition du Distributeur, exprimée à la pièce HQD-13, Document 1, page 227, de poursuivre sa vigie en vue du maintien du parc bi-énergie, notamment en ce qui concerne le prix du mazout et les intentions de ses clients au tarif DT. Je recommande que la Régie demande au Distributeur de lui faire rapport sur la méthodologie de la vigie et ses résultats dans le dossier tarifaire 2012-2013.

Je souligne que ma recommandation de cette année n'est pas en contradiction avec celle de l'an dernier, car comme il a été exposé au début de cette section, il s'agit de deux cas complètement différents.

Le développement d'un programme pour encourager les consommateurs à se convertir du chauffage au mazout à la bi-énergie pourrait contribuer à résoudre les problèmes liés aux

²⁵ HQD-13, Document 1, page 227 (Réponse du Distributeur à la question 86.1 de la Régie).

²⁶ HQD-8, Document 8, page 36, lignes 7-8.

surplus énergétiques du Distributeur et aux impacts environnementaux du chauffage au mazout. Cependant, cette question ne fait pas l'objet des sujets autorisés par la Régie dans ce dossier et ne fait pas partie de mon mandat.

SECTION 2

COÛTS ASSOCIÉS AUX STRATÉGIES DE GESTION DES APPROVISIONNEMENTS ET DES SURPLUS

2.1 TRANSACTIONS FINANCIÈRES ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET LE PRODUCTEUR

2.1.1 Mise en contexte

Selon le Distributeur, les coûts d'approvisionnement 2011 dépassent de 367 M\$ le montant reconnu par la Régie pour l'année 2010. Cette hausse représente 90% de la hausse du coût de service entre 2010 et 2011, selon une évaluation du Distributeur²⁷.

Il est donc important pour la Régie d'examiner en profondeur le caractère juste et raisonnable de cette hausse des coûts d'approvisionnement qui dépend des stratégies de gestion des approvisionnements et des surplus énergétiques proposés ou implantés par le Distributeur.

Parmi ces stratégies, on compte les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur pour 2010 et 2011. Cette stratégie constitue une nouveauté du présent dossier tarifaire; dans le passé, la Régie n'a jamais examiné ce genre de stratégie du Distributeur.

Pour 2010 et 2011, au lieu de différer l'énergie en surplus en vertu des conventions récemment approuvées par la Régie suite à son examen du dossier R-3726-2010, le Distributeur se propose d'effectuer des transactions financières avec le Producteur. Ces transactions résulteraient en des coûts que les consommateurs québécois devront supporter dans leurs tarifs.

En 2010, le coût relié à la transaction financière entre le Distributeur et le Producteur est estimé à 21,9 M\$, correspondant à 1,9 TWh d'énergie du contrat de base²⁸. Pour 2011, un montant de 19,7 M\$ est inclus dans les coûts des approvisionnements, correspondant à 1,8 TWh du contrat de livraison en base²⁹. Aucun montant n'est prévu pour le contrat de livraison cyclable en 2010 et 2011³⁰.

²⁷ HQD-1, Document 1, page 7, lignes 7 à 9.

²⁸ HQD-5, Document 1, page 7, lignes 1 à 2 et HQD-5, Document 1, page 8, tableau 1, note de bas de page.

²⁹ HQD-5, Document 1, page 14, lignes 8 à 10.

³⁰ HQD-5, Document 1, page 7, lignes 5 à 9 (année 2010) et HQD-5, Document 1, page 14, lignes 12 à 15 (année 2011).

Au total, le Producteur recevra 41,6 M\$ du Distributeur pour 2010 et 2011 pour ces transactions financières qui lui permettent de ne pas livrer l'énergie au Distributeur ni de stocker l'énergie pour des besoins ultérieurs des consommateurs québécois.

Par le même coup, le Distributeur n'aura plus à sa disposition un volume d'énergie évalué à 3,7 TWh du contrat de base avec le Producteur qui constitue la ressource postpatrimoniale la moins coûteuse du Distributeur.

Les sections suivantes présentent les résultats de l'analyse que j'ai effectuée sur cette stratégie du Distributeur.

2.1.2 Justification du Distributeur

À la pièce HQD-5, Document 1, pages 5 à 6, le Distributeur justifie les transactions financières avec le Producteur de la façon suivante :

« De plus, la diminution de la demande sur l'horizon 2010-2027 est telle que, malgré les amendements aux Conventions d'énergie différée, le Distributeur prévoit ne plus être en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable. En effet, la révision de la demande intégrant notamment les impacts du dernier budget du gouvernement du Québec (hausse du prix de l'électricité patrimoniale et hausse des cibles en efficacité énergétique) engendrerait un solde d'un peu plus de 26 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions amendées. Cette situation oblige donc le Distributeur à ne plus différer l'énergie des deux contrats et à revendre davantage sur les marchés, notamment l'énergie du contrat comportant des livraisons en base. Les livraisons du contrat cyclable seront programmées lorsque requises pour satisfaire les besoins du Distributeur. Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. » (mes soulignés)

Selon le Distributeur, la baisse prévue de la demande sur la période 2010-2027 engendrerait un solde d'un peu plus de 26 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions amendées et le Distributeur estime qu'il ne serait plus en mesure de ramener ce solde à zéro à la fin des conventions en 2027. Toujours selon le Distributeur, cette situation l'oblige à ne plus différer l'énergie des deux contrats d'où découle la transaction financière avec le Producteur qui concerne uniquement les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées.

Soulignons que le Distributeur n'a pas présenté d'évaluation quantitative démontrant qu'il lui serait impossible de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable. Il n'a pas expliqué non plus les impacts financiers sur les consommateurs de cette stratégie qu'il qualifie de prévision. Il n'a pas étudié les avantages et inconvénients de la revente d'énergie sur la période 2010-2027 comme un moyen pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée.

2.1.3 Nature variable des surplus énergétiques du Distributeur et du solde du compte d'énergie différée

Dans le passage cité précédemment, le Distributeur n'a pas expliqué comment il évalue ses surplus énergétiques de la période 2010-2027 et le solde de 26 TWh du compte d'énergie différée.

À l'égard de la prévision des besoins et de l'évaluation des surplus énergétiques, lisons la question 3.1 d'UC et la réponse du Distributeur :

« Demandes

3.1 Veuillez fournir les besoins en énergie et en puissance de chacune des années de la période 2010-2027 qui ont été utilisées par le Distributeur dans le dossier R-3726-2010 et dans le présent dossier. Veuillez fournir et expliquer également leurs écarts.

Réponse :

La seule différence entre les besoins utilisés pour le dossier R-3726-2010 (présentés en réponse à la question 2.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1) et ceux du présent dossier tarifaire est la prise en compte des besoins additionnels de Rio Tinto Alcan en 2010 et 2011 attribuable à la faible hydraulité observée cette année.

Voir également la réponse à la question 7.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.»

La question 7.1 de la Régie et la réponse du Distributeur se lisent comme suit :

« Demandes :

7.1 La révision des besoins en énergie, observable à la référence (iii), est-elle à l'origine de la présente révision des coûts évités ? Veuillez élaborer votre réponse à l'aide du tableau de la référence (iii).

Réponse :

À l'exception des années 2010 et 2011, dont les niveaux annuels des besoins ont été révisés à la hausse en raison des besoins additionnels de Rio Tinto Alcan, il s'agit de la même prévision que celle présentée au tableau 2.2a de la référence (iii).

[tableau omis, en raison des difficultés informatiques de le reproduire]. »

La lecture du tableau que le Distributeur a fourni en réponse à la question 7.1 de la Régie révèle que le Distributeur a tenu compte de la révision de mai 2010 de sa prévision des besoins dans le dossier R-3726-2010. Dans le présent dossier (R-3740-2010), il tient compte en plus de sa révision des besoins du 12 juillet 2010.

Les impacts de ces deux révisions de la prévision de la demande sont reproduits au tableau suivant³¹.

³¹ Dossier R-3740-2010, Hydro-Québec Distribution, HQD-13, Document 1, page 19.

Tableau 2.1.3.1

Impacts des révisions de la prévision des besoins du Distributeur (TWh)

Source: Dossier R-3740-2010, HQD-13, Document 1, page 19

| Année | Baisse des besoins selon la révision de mai 2010 (TWh)* | Hausse des besoins selon la révision du 12 juillet 2010 ** |
|-------|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| 2010 | -2,6 | 1,8 |
| 2011 | -0,9 | 2,2 |
| 2012 | -1,5 | |
| 2013 | -2,1 | |
| 2014 | -1,8 | |
| 2015 | -0,5 | |
| 2016 | -1,8 | |
| 2017 | -3,1 | |
| 2018 | -4,6 | |
| 2019 | -5,8 | |
| 2020 | -7,2 | |
| 2021 | -8,4 | |
| 2022 | -8,7 | |
| 2023 | -8,7 | |
| 2024 | -8,9 | |
| 2025 | -8,8 | |
| 2026 | -8,8 | |
| 2027 | -8,9 | |

* intégré dans R-3726-2010

** intégré dans ce dossier (R-3740 2010).

On y note que la révision de mai 2010 suggère des baisses annuelles des besoins par rapport à la prévision soumise antérieurement dans le dossier R-3726-2010 et que les impacts les plus importants apparaissent à partir de 2021, soit 8,4 TWh en 2021 et 8,7 à 8,9 TWh entre 2022 et 2027. La somme prévue des baisses des besoins pour la période 2021-2027 est évaluée à 61,2 TWh, ce qui dépasse largement le solde anticipé de 26 TWh du compte d'énergie différée.

Les surplus énergétiques du Distributeur se produisent lorsque les approvisionnements dépassent les besoins. Ces derniers sont prévus par le Distributeur et examinés par la Régie. Lorsque les besoins baissent, les surplus augmentent entraînant une hausse du solde du compte d'énergie différée.

Il importe de noter que la gestion des surplus, notamment le solde du compte d'énergie, vise à résoudre un problème multi-annuel sur un horizon de long terme (17 ans dans le cas du compte d'énergie différée).

On note également la nature variable des surplus du Distributeur et du solde du compte d'énergie différée à la fin des conventions amendées.

Finalement, le problème des surplus énergétiques du Distributeur et du solde relativement élevé du compte d'énergie différée pourrait être grave seulement à long terme, soit vers les dernières années avant la fin des conventions amendées (voir l'évolution du solde du compte d'énergie différée estimée par le Distributeur dans le dossier R-3726-2010 et reproduit au tableau 2.1.3.2 ci-après).

Tableau 2.1.3.2

Évolution du compte d'énergie différée selon l'analyse économique du Distributeur du 10 juin 2010 (suite à la révision des besoins de mai 2010)

(Source: Dossier R-3726-2010, HQD-2, Document 1, page 7, tableau 2.2b)

Compte de livraisons différées (TWh)

| Année | Énergie différée (A) | Retour d'énergie (B) | Variation annuelle (mes calculs) (C=A-B) | Solde |
|-------|-------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|-------|
| 2010 | 4,3 | 0 | 4,3 | 10,5 |
| 2011 | 3,4 | 0,6 | 2,8 | 13,4 |
| 2012 | 3,1 | 1,2 | 1,9 | 15,3 |
| 2013 | 3,6 | 0,8 | 2,8 | 18,2 |
| 2014 | 3,7 | 0,8 | 2,9 | 21,1 |
| 2015 | 3,1 | 1,6 | 1,5 | 22,7 |
| 2016 | 2,6 | 2,2 | 0,4 | 23,1 |
| 2017 | 3,4 | 1,4 | 2 | 25 |
| 2018 | 3,3 | 1,7 | 1,6 | 26,6 |
| 2019 | 3,3 | 1,7 | 1,6 | 28,2 |
| 2020 | 3,3 | 1,7 | 1,6 | 29,8 |
| 2021 | 3,3 | 1,7 | 1,6 | 31,4 |
| 2022 | 3,2 | 2 | 1,2 | 32,6 |
| 2023 | 2,8 | 2,3 | 0,5 | 33,1 |
| 2024 | 2,5 | 2,5 | 0 | 33,1 |
| 2025 | 1,8 | 2,6 | -0,8 | 32,2 |
| 2026 | 0,7 | 3,3 | -2,6 | 29,7 |
| 2027 | 0 | 1,1 | -1,1 | 28,5 |

Dans le dossier R-3726-2010, le solde en 2027 était estimé par le Distributeur à 28,5 TWh [voir tableau ci-dessus]. En déduisant de ce solde 4 TWh pour la consommation additionnelle de Rio Tinto Alcan en 2010 et 2011, le nouveau solde serait de 24,5 TWh. Cette valeur est légèrement inférieure au solde d'environ 26 TWh mentionné par le Distributeur dans le présent dossier.

Il convient de noter aussi que la prévision des besoins pour la période 2010-2027 est sous examen dans le présent dossier. Par conséquent, tout ajustement que la Régie effectue sur la prévision des besoins soumise par le Distributeur affectera le niveau des surplus énergétiques et le solde du compte d'énergie différée estimés par le Distributeur.

2.1.4 Événements potentiels pouvant changer l'évolution des surplus du Distributeur

Certains événements potentiels pourraient impacter significativement l'évolution des surplus énergétiques du Distributeur d'ici 2027.

Premièrement, on y compte la possibilité de convertir la centrale TCE en centrale de pointe ou de prolonger la suspension de sa production ou de la fermer de façon définitive. La capacité de production de la centrale TCE est de 4,3 TWh par année, et le Distributeur la considère actuellement dans son bilan en énergie de 2017 à 2023³². Sans compter la production de TCE durant cette période, les surplus énergétiques seraient réduits donc de 30,1 TWh ($4,3 \times 7 = 30,1$); le solde du compte d'énergie différée serait à zéro vers 2023, bien avant la fin des conventions d'énergie différée en 2027.

Deuxièmement, le gouvernement du Québec pourrait implanter une politique énergétique favorisant une pénétration plus accrue des grandes industries au Québec d'ici 2027. Une telle politique ne serait pas impossible, compte tenu que des sommes importantes ont été payées et seraient payées à TCE pour diminuer les surplus énergétiques du Distributeur. Poursuivant le même but, le Distributeur projette de payer au Producteur 41,6 M\$ en 2010 et 2011 par le biais de la transaction financière entre ces deux divisions d'Hydro-Québec.

Troisièmement, considérant les surplus potentiels élevés du Distributeur, il serait possible pour le Distributeur de développer des programmes de rabais tarifaires applicables aux utilisations efficaces de l'électricité.

Il est également opportun de rappeler que certaines entreprises, par exemple B.C. Hydro, maintiennent une faible quantité de réserve énergétique afin de pouvoir faire face aux besoins énergétiques plus élevés que prévus de leur clientèle.

2.1.5 Caractère déterministe de l'évaluation des surplus et du solde du compte d'énergie différée du Distributeur

À ma connaissance, la prévision des besoins du Distributeur, selon un scénario moyen, ne tient pas compte des événements potentiels mentionnés précédemment. Le Distributeur utilise ce scénario moyen comme base pour évaluer les besoins postpatrimoniaux, les surplus énergétiques et le solde du compte d'énergie différée. L'approche du Distributeur est purement déterministe. Celle-ci est confirmée à la pièce HQD-5, Document 1, page 8 et à la pièce HQD-13, document 2, page 36 :

« Q .36

Référence :

HQD-5, Document 1, page 8

³² HQD-13, Document 2, page 11, tableau R-9B)-1.

«Selon un scénario déterministe, à conditions climatiques normales et excluant tout recours à l'entente cadre, les besoins d'approvisionnements postpatrimoniaux prévus sont de 6,2 TWh et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 220 GWh.» Nos soulignés.

Demande :

a) Veuillez fournir vos besoins selon d'autres scénarios de 2011.

Réponse :

Conformément aux dossiers tarifaires précédents, le Distributeur établit les besoins à combler sur la base d'un scénario moyen de demande à conditions climatiques normales. »³³ (mes soulignés).

La stratégie de gestion des surplus du Distributeur a donc un caractère déterministe et ne lui donne pas de flexibilité pour pouvoir faire face aux éventualités qui n'ont pas été prises en compte dans sa prévision du scénario moyen.

Cette approche pourrait engendrer des coûts supplémentaires que l'ensemble des consommateurs devra couvrir à travers leur facture d'électricité. (Si le Distributeur doit acheter de l'électricité de long terme ferme à partir de 2027, son prix serait de 156,02 \$/MWh, soit deux fois plus élevé que le prix de l'électricité des conventions avec HQP de 75,24 \$/MWh³⁴).

En résumé, la stratégie de gestion des surplus et du solde du compte d'énergie différée du Distributeur présentée dans le présent dossier est déterministe et ne tient pas compte de leur caractère variable et multi-annuelle. De ce fait, elle ne peut pas assurer que le coût total des approvisionnements intégrant les pertes financières potentielles reliées aux surplus énergétiques sur la période 2010-2027 est minimisé considérant les aléas de la demande et les risques de marché.

2.1.6 Autres commentaires sur la transaction financière entre le Distributeur et le Producteur

La transaction financière entre le Distributeur et le Producteur s'effectue en 2010 sur la base des prix de revente sur le marché en 2010, et ce, lorsque les livraisons d'énergie du contrat de base ne sont pas requises pour les propres besoins du Distributeur. Il s'agit alors d'une vente d'énergie en surplus du Distributeur:

« Ainsi, lorsque les livraisons d'énergie du contrat de base ne sont pas requises pour ses propres besoins et que le prix de l'énergie prévu au contrat est supérieur au prix de référence, défini comme étant le prix de l'électricité à la zone M du NYISO moins l'ajustement de 5 \$/MWh, le Distributeur paie au Producteur la différence de prix pour la portion du 350 MW dont le Distributeur ne prend pas livraison. À l'inverse, lorsque le prix

³³ HQD-13, Document 2, page 36.

³⁴ Hydro-Québec Distribution, dossier R-3726-2010, HQD-2, Document 1, page 8.

de l'énergie prévu au contrat est inférieur au prix de référence, le Producteur effectue un paiement au Distributeur.

Pour ce qui est des livraisons cyclables, la transaction s'applique sur les quantités qui ne sont pas programmées par le Distributeur, dans la mesure où le prix de l'énergie au contrat est inférieur au prix de référence.³⁵»(mes soulignés)

Pour 2011, le Distributeur invoque les mêmes arguments que pour 2010 pour proposer la transaction financière avec le Producteur :

« Deuxièmement, compte tenu de la diminution de la demande à long terme et du risque élevé de ne pas pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions, le Distributeur ne prévoit pas différer d'énergie en 2011. Il entend plutôt conclure des transactions de nature financière avec le Producteur pour les quantités d'énergie des contrats de base et cyclable qui ne seront pas différées et qui seraient autrement revendues sur les marchés de court terme. Le Distributeur prendra ainsi livraison de l'énergie des contrats en base et cyclable au besoin, notamment en période d'hiver.³⁶»

Selon une estimation récente du Distributeur, les prix de revente sur les marchés de court terme en 2010 et 2011 sont les plus faibles de ceux prévus pour la période 2010-2027, comme on peut le constater au tableau ci-dessous. Le Distributeur a donc choisi de disposer une certaine quantité d'énergie en surplus au moment le moins favorable des prix.

³⁵ HQD-5, Document 1, page 6, lignes 5 à 16.

³⁶ HQD-5, Document 1, page 11, lignes 8 à 15.

| Croissance du prix de la revente selon la prévision du 10 juin 2010 du Distributeur (Source: Dossier R-3726-2010, HQD-2, Document 1, page 8) | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| Année | Prix de la revente (\$/MWh) |
| 2010 | 30,44 |
| 2011 | 33,68 |
| 2012 | 34,62 |
| 2013 | 35,54 |
| 2014 | 36,52 |
| 2015 | 37,59 |
| 2016 | 38,64 |
| 2017 | 39,7 |
| 2018 | 40,79 |
| 2019 | 41,86 |
| 2020 | 50,41 |
| 2021 | 51,68 |
| 2022 | 53,62 |
| 2023 | 55 |
| 2024 | 56,42 |
| 2025 | 57,86 |
| 2026 | 59,34 |
| 2027 | 60,86 |

En admettant que le Distributeur doit revendre une quantité relativement importante d'énergie en surplus, une stratégie prudente serait de revendre d'énergie par petites quantités sur une longue période (plusieurs années), afin de mitiger les risques de marché, c'est-à-dire les variations de prix dans le temps. C'est un peu comme le cas d'un holding ou d'une personne qui étale la vente d'actions résultant d'un mauvais placement sur une longue période.

En cédant à perte au Producteur une quantité appréciable d'énergie en surplus au moment où le prix de marché est le plus faible, le Distributeur n'a pas mitigé correctement les risques de marché. Par conséquent, il n'a pas pris des mesures appropriées afin de minimiser le coût total des approvisionnements électriques sur la période 2010-2027.

Le Distributeur a reconnu que sa stratégie de ne pas différer d'énergie a pour objectif de ramener à zéro le solde du compte d'énergie, sans considérer la revente l'énergie sur une longue période :

« ... compte tenu de la diminution de la demande à long terme et du risque élevé de ne pas pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions, le Distributeur ne prévoit pas différer d'énergie en 2011. »³⁷

Et :

« Or, à la lumière de la révision de la prévision de la demande effectuée au printemps 2010, le Distributeur a jugé qu'il était opportun de prendre action avant que ne s'aggrave davantage le solde du compte d'énergie différée. »³⁸(mes soulignés)

Du passage du Distributeur reproduit ci-haut, on note que c'est le Distributeur qui introduit le premier dans ce dossier tarifaire la discussion sur la gravité du solde du compte d'énergie différée et l'opportunité de prendre des actions immédiates avant que ne s'aggrave davantage ce solde.

Quant à la revente d'énergie comme un des moyens pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie à l'échéance des conventions amendées, lisons la question 3.2 d'UC et la réponse du Distributeur :

« 3.2 Est-ce que le Distributeur peut revendre l'énergie différée sur une plus longue période (plusieurs années) que prévue actuellement pour ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions amendées?

Réponse :

Dans sa gestion du compte d'énergie différée, le Distributeur ne diffère pas de quantités d'énergie qui auraient pour effet de créer un solde positif à l'échéance des conventions. »³⁹

Concernant la revente d'énergie, les conventions d'énergie différée amendées ont le même « attendu » que dans les conventions avant l'amendement approuvées par la Régie lors de son examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017 :

« ATTENDU QUE le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergies (sic) à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit »⁴⁰.

Dans sa décision D-2008-076, page 6, la Régie écrit :

³⁷ HQD-5, Document 1, page 11, lignes 8 à 10.

³⁸ HQD-13, Document 11, page 19 à 20.

³⁹ HQD-13, Document 11, page 8 (Réponse du Distributeur à la question 3.2 d'UC).

⁴⁰ Régie de l'énergie, D-2008-076, R-3648-2007, page 6 et Hydro-Québec Distribution, dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 2.1, page 2 (convention amendée).

« La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011) que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020), et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois. La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 (voir section 3.4). » (mes soulignés).

Le Distributeur effectue des reports d'énergie pour pouvoir satisfaire les futurs besoins québécois et non pas à des fins spéculatives en vue d'en tirer profit. Pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée, il aurait fort probablement à revendre à perte sur le marché sur une période de plusieurs années, afin de mitiger les risques de marché. Il s'agit d'une stratégie pour étaler les pertes reliées aux surplus énergétiques, et non de tirer profit des marchés de court terme. Ceci prouve clairement le caractère non spéculatif des reports d'énergie qu'effectue le Distributeur.

Par conséquent, selon l'attendu reproduit ci-haut et selon la décision D-2008-076, le Distributeur peut revendre sur le marché une certaine quantité d'énergie sur une période de plusieurs années pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie à la fin des conventions amendées, soit à l'année 2027.

Il est à souligner que, selon la décision D-2008-076 (page 9), la disposition des surplus devrait être discutée dans le cadre des états d'avancements des plans d'approvisionnement et dans les prochains plans d'approvisionnement:

« Compte tenu de ce qui précède, la Régie souligne l'importance d'un suivi de l'évolution du solde du compte d'énergie différée dans le cadre des états d'avancements des plans d'approvisionnement et dans les prochains plans d'approvisionnement (voir section 5). Advenant le cas, jugé « très peu probable » par le Distributeur, où un solde subsisterait au 31 décembre 2020, la Régie évaluera le résultat des négociations avec le Producteur quant à l'établissement du prix de rachat par le Producteur ou quant à l'échéancier de rapatriement du solde par le Distributeur, selon le cas. »

Notons également que le Distributeur a également reconnu que la stratégie de disposition du solde se discute dans le cadre des plans d'approvisionnement et des états d'avancement, et ce, dans un horizon assez lointain :

« [...] notre objectif, c'est d'arriver en deux mille vingt (2020) avec un solde qui est à zéro. Et on aura l'occasion, plusieurs plans d'approvisionnement pour en discuter, plusieurs états d'avancement également pour [...] discuter de notre stratégie fine de disposition du solde »⁴¹

⁴¹ D-2008-076, page 9.

Il n'y a donc aucune urgence pour débattre de la disposition des surplus et de la stratégie pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée dans le présent dossier tarifaire. Ce dernier est clairement à l'extérieur du cadre de l'étude des plans d'approvisionnement et des états d'avancement des plans, cadre déjà choisi par la Régie.

Mentionnons finalement qu'il serait déraisonnable d'invoquer l'urgence quand, en 2010, le Distributeur prévoit déjà des transactions financières un an plus tard avec le Producteur dans le but ultime de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée en 2027.

En résumé, l'objectif que fixe le Distributeur dans le présent dossier tarifaire de ne pas augmenter le solde du compte d'énergie différée devrait être discuté dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement et des états d'avancement de ces plans, conformément à la décision D-2008-076.

2.1.7 Cadre réglementaire des transactions financières entre le Distributeur et le Producteur prévues pour 2010 et 2011

Selon le Distributeur, ses transactions financières avec le Producteur en 2010 et en 2011 se réalisent en vertu de la *Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité* en place entre les parties⁴². Il indique que les conventions de transaction ne font pas l'objet d'un encadrement législatif spécifique et ont été discutées à l'occasion de la demande de dispense (dossier R-3539-2004). Il indique qu'en vertu de la décision D-2004-245⁴³ de la Régie, il peut réaliser des transactions sur un horizon de moins d'un an⁴⁴ sans son approbation préalable⁴⁵.

La position du Distributeur à l'égard du cadre réglementaire de ses transactions financières avec le Producteur se trouve aux références suivantes :

⁴² HQD-5, Document 1, page 6, lignes 5 à 9.

⁴³ Décision D-2004-245 (page 13) :

« La Régie de l'énergie :

ACCORDE au Distributeur la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme pour une période s'étendant jusqu'au 1^{er} mai 2007; »

⁴⁴ HQD-13, Document 7, page 13.

⁴⁵ La décision D-2004-245 (page 4) précise que les contrats de court terme visés à l'article 74.1 de la Loi sur la Régie soient considérés comme des contrats de moins de trois mois.

« Demandes

4.1 La Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité mentionnée à la référence (i) a été conclue entre le Distributeur et le Producteur en vertu de quelle(s) disposition(s) de la Loi sur la Régie et/ou de quelle(s) décision(s) de la Régie?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1 d'OC à la pièce HQD-13, document 7. »⁴⁶

« Demandes :

11.1 Veuillez indiquer si cette Convention a déjà été présentée à la Régie. Le cas échéant, veuillez préciser le ou les dossiers et, si cela semble nécessaire, la ou les pièces pertinentes.

Réponse :

Les conventions de transactions ne font pas l'objet d'un encadrement législatif spécifique, elles ont cependant été discutées à l'occasion de la demande de dispense (dossier R-3539-2004). Le modèle de convention de transactions est disponible à l'adresse suivante :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3539-04/RepDemRens/HQD02_doc01_annexe1_3539_27sept04.pdf.

La signature de ces conventions est notamment une condition nécessaire aux transactions de court terme du Distributeur. En effet, en vertu de la décision D-2004-245 de la Régie, le Distributeur peut réaliser des transactions sur un horizon de moins d'un an sans son approbation préalable. Dans ce cas, il doit périodiquement rendre compte à la Régie des transactions réalisées, lesquelles doivent être conclues avec une contrepartie ayant préalablement signée une convention de transactions avec le Distributeur. »⁴⁷ (mes soulignés)

Le Distributeur n'a pas déposé copie de la Convention signée avec le Producteur dans le présent dossier.

Il affirme que la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité a été signée avec le Producteur en décembre 2004 :

« D. 22 : Pourquoi cette entente entre HQD et HQP n'a pas été soumise pour approbation à la Régie cela équivalant à une modification du contrat original ? Détaillez ce qu'il en aurait coûté en approvisionnement avec et sans la transaction de nature financière.

Soumettez-nous l'entente écrite survenue entre HQD et HQP. Montrez-nous que la transaction financière est vraiment plus avantageuse relativement à l'option de différer l'énergie et de payer une compensation à HQP en fin de contrat pour disposer de l'énergie différée inutilisée ?

Réponse :

Il s'agit en fait d'une vente réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité signée avec le Producteur en décembre 2004 (voir la réponse à la

⁴⁶ HQD-13, Document 1, page 10.

⁴⁷ HQD-13, Document 7, page 13.

question 11.1 d'OC à la pièce HQD-13, document 7). La vente d'électricité par le Distributeur ne requiert aucune approbation, comme l'a récemment confirmé la Régie dans la décision D-2010-109 (paragraphe 40-41). Ainsi, pour chacune des heures où des quantités ne sont pas livrées en vertu des contrats de base et cyclable, cette vente du Distributeur au Producteur résulte en une transaction de nature financière portant sur ces quantités. Il ne s'agit donc pas d'une modification des contrats. [...]^{48 49}(mes soulignés)

La *Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité* a été signée en décembre 2004, mais la transaction de vente elle-même a été signée le 30 avril 2010, selon la réponse du Distributeur à la question 4.8 d'UC⁵⁰.

Le Distributeur invoque à plusieurs reprises la décision D-2004-245 comme base réglementaire des transactions financières 2010-2011 entre lui et le Producteur. Cette décision de la Régie fait suite à son examen de la demande du Distributeur concernant la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme (dossier R-3539-2004) :

« Conformément à l'article 74.1 de la Loi, le Distributeur doit procéder par des appels d'offres lorsque des contrats d'approvisionnement sont requis pour satisfaire les besoins du marché québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale ou pour les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. Par exception à ce principe, la Régie peut dispenser le Distributeur de procéder par appel d'offres dans deux cas particuliers, soit pour les contrats court terme, soit en cas d'urgence des besoins à satisfaire. » [Régie de l'énergie, Décision D-2004-245]⁵¹

L'objectif de satisfaire les besoins québécois est important, c'est pourquoi la Régie demande le dépôt de suivis de manière à s'assurer que la dispense soit utilisée pour les fins auxquelles elle a été accordée⁵².

La transaction financière entre le Distributeur et le Producteur ne vise pas la satisfaction des besoins québécois; elle s'applique lorsque les livraisons d'énergie des contrats de base et cyclable ne sont plus requises pour les besoins québécois, de l'aveu même du Distributeur⁵³ (situation de surplus d'énergie) et ceci pour ne pas créer un solde positif à l'expiration des conventions amendée d'énergie différée. Le Distributeur a donc invoqué la décision D-2004-245 pour des fins qui n'ont pas été prévus par cette décision.

⁴⁸ HQD-13, Document 3, page 21.

⁴⁹ Le paragraphe [41] de la décision D-2010-109 confirme que la revente de surplus d'électricité relève de l'optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et donc de sa gestion.

⁵⁰ HQD-13, Document 11, page 12.

⁵¹ D-2004-245, page 3.

⁵² D-2004-245, page 3.

⁵³ HQD-5, Document 1, page 6.

La décision D-2004-245 précise que la dispense d'appel d'offres est accordée pour « *deux cas particuliers, soit pour les contrats court terme, soit en cas d'urgence des besoins à satisfaire.* »⁵⁴.

La notion de court terme (moins de trois mois, selon la décision D-2004-245, page 4) et d'urgence est bien présente chez le Distributeur, les intervenants et la Régie, lors de l'examen du dossier R-3539-2004 :

« Le Distributeur indique que, pour les besoins du marché québécois au-delà de l'électricité patrimoniale, il compte sur des appels d'offres réalisés selon la procédure approuvée et aussi sur des achats à court terme sans appel d'offres en vertu de la présente demande de dispense.

Les achats effectués sans recourir au mécanisme de l'appel d'offres serviraient aux ajustements fins pour corriger les déséquilibres offre/demande causés par les aléas prévisionnels, les aléas climatiques, les défauts éventuels de fournisseurs et les contraintes de transport.

La majorité des participants est en faveur de l'octroi de la dispense, car ils reconnaissent que le Distributeur doit avoir à sa disposition les outils nécessaires pour assurer l'approvisionnement du Québec en lui permettant de prendre action rapidement dans le marché. [...]

4.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie considère que la dispense d'appel d'offres pour les achats de court terme est justifiée. Le principe des appels d'offres n'est pas adapté aux transactions envisagées par le Distributeur qui impliquent un temps de réaction très court de sa part. Cette dispense permettra au Distributeur d'effectuer les ajustements fins requis pour l'approvisionnement du marché québécois, lorsque la quantité d'électricité patrimoniale aura été atteinte, sans devoir à chaque occasion en faire la demande à la Régie. »⁵⁵.

Ainsi, la dispense d'appel d'offres accordée par la Régie par sa décision D-2004-245 considère la nécessité pour le Distributeur d'avoir des approvisionnements dans un délai très court pour effectuer les ajustements fins requis à la satisfaction des besoins québécois. Selon mon expérience, les ajustements fins mentionnés dans la décision D-2004-245 signifient de petites quantités d'énergie pour compléter les contrats d'approvisionnements impliquant des volumes d'énergie beaucoup plus importants.

Si le Distributeur veut respecter l'esprit et la lettre de la décision D-2004-245, il faut qu'il démontre que les quantités d'énergie impliquées dans ses transactions financières avec le Producteur peuvent « se produire » dans un laps de temps très court et que celles-ci représentent de petites quantités d'énergie servant aux ajustements fins des approvisionnements.

⁵⁴ D-2004-245, page 3.

⁵⁵ D-2004-245, pages 4 à 5.

Concernant le contrat d'énergie de base avec le Producteur, le Distributeur projette de « revendre » au Producteur 1,9 TWh en 2010⁵⁶ et 1,8 TWh en 2011⁵⁷. Ce sont des quantités d'énergie appréciables, en sus des approvisionnements requis pour la satisfaction des besoins québécois tels l'électricité patrimoniale, les achats d'énergie de court terme, et l'entente cadre.

Il serait donc souhaitable que la Régie demande au Distributeur de démontrer comment ces quantités d'énergie sont utilisées pour des ajustements fins des approvisionnements qui constituent la base « technique » de la décision D-2004-245.

Dans l'ensemble, les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur et les quantités d'énergie impliquées semblent ne pas concorder avec les objectifs et attributs indiqués dans la décision D-2004-245.

En justifiant ses transactions financières avec le Producteur par la décision D-2004-245, le Distributeur prétend pouvoir revendre l'énergie à perte au Producteur sans autorisation préalable de la Régie. Si la Régie accepte cette façon de faire du Distributeur, ce dernier pourrait répéter la même opération dans les prochaines années et des sommes importantes seront payées au Producteur sans que les consommateurs aient de l'énergie en retour.

Dans le cas où la Régie confirme que la décision D-2004-245 s'applique aux transactions financières entre le Distributeur et le Producteur, il serait souhaitable qu'elle précise la période d'application et les modalités qu'elle juge appropriées.

2.1.8 Conclusion et recommandations

Selon le Distributeur, ses transactions financières avec le Producteur en 2010 et 2011 coûteraient aux consommateurs québécois 41,6 M\$. Ces montants ne sont pas requis pour satisfaire les besoins électriques des consommateurs en 2010 et 2011, puisque les transactions en question concernent les surplus énergétiques du Distributeur.

Par ces transactions, le Distributeur ne diffère plus d'énergie en 2010 et 2011 en vertu des conventions signées avec le Producteur et approuvées par la Régie à cet effet. C'est une façon indirecte de disposer d'une partie des surplus énergétiques du Distributeur.

D'autre part, le Distributeur invoque à maintes reprises qu'il ne serait pas en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable, sans jamais appuyer son affirmation par des démonstrations quantitatives appropriées.

⁵⁶ HQD-5, Document 1, page 7, ligne 1 à 2.

⁵⁷ HQD-5, Document 1, page 14, ligne 8 à 10.

Les surplus énergétiques du Distributeur sont très variables et dépendants de la prévision de la demande du Distributeur et de l'évolution de ses approvisionnements. Par conséquent, la gestion de ses surplus et indirectement du solde du compte d'énergie différée devrait adopter une approche multi-annuelle et probabiliste.

La stratégie de gestion des coûts associés aux surplus du Distributeur incluant ses transactions financières avec le Producteur se basent sur une prévision de la demande « déterministe » qui est encore sous l'examen de la Régie dans le présent dossier.

À mon avis, cette stratégie ne peut pas assurer aux consommateurs que leur coût total d'approvisionnement durant la période 2010-2027 soit minimisé et que les risques de marché soient mitigés.

Par ailleurs, l'objectif que fixe le Distributeur dans le présent dossier tarifaire de ne pas augmenter le solde du compte d'énergie différée aurait dû être discuté dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement et des états d'avancement de ces plans, conformément à la décision D-2008-076.

D'autre part, les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur et les quantités d'énergie impliquées semblent ne pas concorder avec les objectifs et attributs indiqués dans la décision D-2004-245.

Compte tenu de ce qui précède, je sou mets respectueusement les recommandations suivantes à la Régie :

- 1) Que la formation examinant le présent dossier se prononce sur l'admissibilité et le caractère juste et raisonnable des montants reliés aux transactions financières entre le Distributeur et le Producteur pour 2010 et 2011, en considérant le fait que les volumes d'énergie impliqués ne sont pas requis pour satisfaire les besoins de l'ensemble des consommateurs québécois pour la période 2010-2011 et qu'ils représentent plutôt des surplus énergétiques du Distributeur.
- 2) Que la formation confirme ou infirme que la décision D-2004-245 s'applique aux transactions financières entre le Distributeur et le Producteur et précise la période d'application, ainsi que les modalités qu'elle juge appropriées.

2.2 VOLUME D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE

L'électricité patrimoniale est la ressource énergétique la moins coûteuse du Distributeur. Par conséquent, son utilisation doit être maximisée et son inutilisation doit être minimisée. Ceci explique pourquoi la Régie et les intervenants représentant des groupes de consommateurs suivent de près l'utilisation de l'électricité patrimoniale à chaque dossier tarifaire.

Dans le présent dossier, le Distributeur indique que le volume d'électricité inutilisée serait de 1,5 TWh en 2010, soit un volume relativement élevé⁵⁸.

Il explique cette situation par l'importance des surplus énergétiques et des conditions climatiques particulièrement chaudes lors des quatre premiers mois de l'année. Il fournit aussi, en réponse à la question 2.1 d'UC, certains renseignements complémentaires relativement à la diminution des besoins associée aux conditions climatiques en 2010⁵⁹.

Quant à l'importante question du lien entre l'utilisation de l'électricité patrimoniale et la minimisation du coût total des approvisionnements, l'explication du Distributeur est moins précise :

« 2.4 Comment le Distributeur s'assure-t-il que l'électricité patrimoniale est utilisée de façon à minimiser le coût total des approvisionnements? Veuillez préciser votre réponse.

Réponse :

L'électricité patrimoniale est la source d'énergie contractuelle la moins coûteuse dans le portefeuille du Distributeur. Des analyses quotidiennes sont donc effectuées pour s'assurer de bien maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale sans générer de dépassement.

Les décisions quotidiennes basées sur ces analyses ont toujours pour but de minimiser le coût total des approvisionnements en tenant compte des fluctuations de la demande et des prix de marché.

Le Distributeur rappelle qu'il utilise tous les moyens à sa disposition afin de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, dont la suspension des livraisons de TCE, les conventions permettant de différer l'énergie de contrats de base et cyclable et la revente de surplus. Toutefois, compte tenu du profil associé à l'électricité patrimoniale, du profil des besoins et celui des moyens déployés, il est possible que le Distributeur ne soit pas en mesure d'utiliser l'ensemble de l'électricité patrimoniale à certaines heures de l'année. »⁶⁰

Bien que ces renseignements qualitatifs décrivent l'objectif et les moyens pris par le Distributeur pour minimiser le coût total des approvisionnements, ils ne permettent pas d'apprécier l'évaluation de la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée de 1,5 TWh en 2010.

Pour permettre à la Régie et aux intervenants d'apprécier les évaluations du Distributeur, la Régie pourrait prendre deux actions non-exclusives.

Elle pourrait demander au Distributeur d'accompagner ses explications, dans chaque dossier tarifaire, par des évaluations quantitatives ou simulations pertinentes, détaillant les données et hypothèses utilisées relatives aux besoins en énergie et en puissance, aux approvisionnements

⁵⁸ HQD-5, Document 1, page 5, lignes 9 à 14.

⁵⁹ HQD-13, Document 11, page 6.

⁶⁰ HQD-13, Document 11, page 7 (Réponse du Distributeur à la question 2.4 d'UC).

patrimoniaux et postpatrimoniaux, aux énergies différées et retournées, aux achats de court terme, à la revente ainsi qu'à leurs prix.

Elle pourrait aussi demander au Distributeur de rendre disponibles ces données – habituellement horaires – aux intervenants qui le désirent pour qu'ils puissent effectuer des évaluations ou simulations eux-mêmes. Il est important que les intervenants puissent utiliser les mêmes données que celles utilisées par le Distributeur et que les données soient en format EXCEL, car il s'agit d'un volume de données très volumineux. S'il y a des données confidentielles, les personnes qui les consultent doivent signer une entente de confidentialité.