

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3748-2010

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

Et

UNION DES
CONSOMMATEURS (UC)
Intervenante

ARGUMENTATION DE L'UNION DES CONSOMMATEURS

1. PRÉAMBULE

Le dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020 s'inscrit dans la continuité des dossiers récents du Distributeur. Les défis auxquels il doit faire face sont : une augmentation significative des surplus d'approvisionnements en énergie par rapport à une prévision des besoins révisée à la baisse pour une septième année consécutive; la nécessité de développer des moyens de gestion de ces surplus pour en disposer au meilleur coût possible; et des besoins en puissance à la pointe hivernale dont la croissance n'est pas satisfaite à moyen terme par les approvisionnements prévus. Le Distributeur constate d'ailleurs «*une espèce de déséquilibre entre les besoins d'hiver et les surplus d'été*»¹.

En effet, les approvisionnements existants et prévus du Distributeur ne comportent pas les caractéristiques nécessaires pour couvrir adéquatement le profil annuel de la demande des clients québécois. Il faut également constater que le Distributeur a surestimé de manière importante les besoins québécois en énergie dans les prévisions de la demande qu'il a faites depuis 2003. Cette surestimation est attribuable en totalité au secteur Industriel (VGE et PME réunies).

¹ N.S. Vol 3, 2 juin 2011, page 15;

UC est préoccupé de l'impact sur les tarifs des consommateurs qui résulte inévitablement de cette situation. Sur l'horizon du Plan, le Distributeur a engagé 174,7 TWh² d'achats postpatrimoniaux de long terme. Selon ses propres prévisions des besoins en énergie, environ 45 de ces 174,7 TWh seront en surplus cumulativement (avant déploiement des moyens de gestion) de 2011 à 2020. Considérant le coût moyen de 10,49 ¢ / KWh³ des approvisionnements de long terme, ces surplus d'approvisionnements de 45 TWh, dont il faudra disposer, ont une valeur de 4 720,5 M\$. (excluant les coûts pour en disposer)

Par ailleurs, selon UC, les prévisions des besoins en énergie de HQD lui apparaissent encore significativement surestimés sur l'horizon du Plan, et UC en conclut que les surplus d'approvisionnements atteindraient plutôt environ 80 TWh cumulativement, de 2011 à 2020, pour une valeur de 8 392 M\$ (excluant les coûts pour en disposer).

Dans le cadre du présent dossier UC déplore particulièrement les réticences du Distributeur, à démontrer chiffres à l'appui que les nouvelles stratégies auxquelles il entend avoir recours se feront au plus bas coût possible.

UC désire de plus rappeler que l'adoption de divers décrets par le gouvernement (actionnaire de Hydro-Québec) visant l'intégration de production d'énergie de source éolienne, biomasse et petites centrales hydrauliques aux approvisionnements du Distributeur occasionne d'une part des surplus d'énergie qui doivent être gérés par le Distributeur et, d'autre part, mène à l'acquisition de produits qui ne satisfont pas les besoins en puissance du réseau à la pointe hivernale.

Dans sa preuve le Distributeur note : *«... la récession(...) menace de ressurgir depuis la divulgation des déficits budgétaires endémique des gouvernements et de dettes colossales de plusieurs pays, le Québec ne faisant pas exception. Les gouvernements doivent donc maintenant passer en mode restriction budgétaire et la croissance économique des prochaines années en sera affectée»⁴*

Dans ce contexte, UC ne peut passer sous silence le fait que les décrets du gouvernement imposent au Distributeur et non au Producteur l'acquisition de diverses sources d'approvisionnements qui viennent s'ajouter aux surplus existants. UC note que l'actionnaire de HQ, soit le gouvernement du Québec, s'assure ainsi que la charge québécoise assume les coûts de ces sources d'énergie prévues par décrets et qu'elle finance leur acquisition sans en avoir nécessairement besoin. Les surplus d'approvisionnement qui en résultent nécessitent le déploiement de coûteux moyens

² HQD-1 doc 1, Tableaux 3.1-1 et 3.2-1, pages 23 et 26 ainsi que HQD-4 doc 1, page 21 et tableau de la pièce C-UC-0030-31 (déposée lors de notre présentation).

³ Moyenne des coûts unitaires des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme présentés (en \$ / MWh) à la pièce HQD-5 doc 6, Tableau R-22.1, page 12.

⁴ HQD-1, document 1 page 11, lignes 11 à 17;

de gestion, incluant des transactions entre le Distributeur et le Producteur au détriment de la clientèle du Distributeur.

Bien que les témoins d'Hydro-Québec Distribution affirment que la division doit se contenter de respecter ces décrets, UC déplore le fait que HQD n'a effectué aucune intervention auprès du gouvernement concernant les conséquences de ces décrets et/ou pour demander que la division HQ Production emmagasine les surplus d'approvisionnements engagés et en dispose sans que le Distributeur soit tenu de financer ces transactions.

En effet selon UC, le Distributeur, en gestionnaire responsable, devrait à tout le moins indiquer à son actionnaire que, pour minimiser les coûts de ses approvisionnements elle doit pouvoir céder à la division Production au prix coûtant les surplus découlant de ces contrats, et que ces conditions devraient être prévues aux décrets. UC soumet que la Régie pourrait non seulement demander au Distributeur d'engager de telles discussions mais encore, selon ses pouvoirs et en vertu de sa Loi, elle pourrait donner un avis au gouvernement en ce sens.

D'ailleurs, dès la demande originale d'Hydro-Québec Distribution concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité (R-3398-98), la Régie avait été placée face à la perspective d'une séparation fonctionnelle des secteurs d'activités de la société d'État. Dans son Avis A-98-01 remis au Gouvernement du Québec le 11 août 1998, elle (la Régie) avait notamment souligné les risques à l'effet que les activités non réglementées d'Hydro-Québec (Production) soient interfinancées en partie par les revenus provenant des composantes réglementées des tarifs, Transport et Distribution, soit par les tarifs des clients québécois.

« Considérant sa loi constitutive comme adéquate pour assurer un encadrement réglementaire transparent et équitable, la Régie recommande l'entrée en vigueur de l'ensemble des articles de sa loi ainsi que l'instauration d'une comptabilité séparée et distincte selon les activités d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution. Elle soumet de plus que les exportations et les contrats spéciaux devront faire l'objet de mécanismes réglementaires afin de s'assurer que les tarifs d'électricité des consommateurs québécois assujettis au règlement tarifaire n'interfinanceront pas ces transactions.⁵» (nous soulignons)

La Régie mentionnait par ailleurs plusieurs motifs au soutien de ses conclusions :

« La Régie exprime des réserves sur la prétention d'Hydro-Québec à l'effet que l'actionnaire assumera tous les risques des activités de production, des activités commerciales à l'exportation et ceux inhérents aux contrats particuliers. La

⁵ A-98-01, R-3398-98, 1998 08 11, page 6.

Régie note que la proposante ne fournit aucune indication de garantie formelle, soit législative ou réglementaire à cet effet.⁶»

et :

« Au sujet des risques inhérents aux activités commerciales à l'exportation et des contrats particuliers, la Régie considère qu'ils doivent être assumés par l'actionnaire. La Régie estime que peu de preuve supportant les risques auxquels l'actionnaire fera face a été présentée.

(...)

Quant aux écarts entre les prix de la fourniture et les prix payés par Hydro-Québec pour des nouvelles sources d'énergie telles l'énergie éolienne, l'efficacité énergétique, etc., la Régie considère qu'ils ne devraient pas nécessairement être imputés aux consommateurs. La disposition de tels écarts pourrait être effectuée en tenant compte notamment des coûts évités. La Régie se propose plutôt d'étudier de telles situations au fur et à mesure qu'elles se présenteront.⁷» (nous soulignons)

Par l'adoption subséquente de la Loi 116 (juin 2000), l'Assemblée nationale du Québec a cependant modifié plusieurs dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie, consacrant la séparation fonctionnelle des trois principaux secteurs d'activité d'Hydro-Québec et la déréglementation des activités de production. Ces amendements à la L.R.E. sont également à l'origine de la mise en place du cadre réglementaire qui encadre, encore aujourd'hui, la planification et l'acquisition des approvisionnements postpatrimoniaux de la division Distribution.

Or, plusieurs années après la mise en place de ce régime d'acquisition des approvisionnements postpatrimoniaux de la division Distribution, l'Union des consommateurs conclut qu'il est inutilement très coûteux pour les consommateurs et leur est défavorable à plusieurs égards :

- Le principe de transfert intégral des coûts d'acquisition des approvisionnements postpatrimoniaux dans les tarifs des clients québécois déresponsabilise totalement la division Distribution, la tenant indemne de tout écart entre les besoins réels et ses prévisions antérieures et des coûts échoués associés aux surplus d'approvisionnements engagés inutilement; L'allocation des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux et leur répartition tarifaire sans égard au lien de causalité ont pour effet de faire supporter injustement par l'ensemble des catégories de clients les coûts des surplus d'approvisionnements engagés pour satisfaire une croissance prévue de la demande des clients industriels qui ne s'est pas concrétisée mais s'est plutôt effondrée entre 2006 et 2009;

⁶ *Ibid*, page 45.

⁷ A-98-01, R-3398-98, 1998 08 11, *op cit*, page 46.

- Les moyens de gestion proposés par Hydro-Québec Distribution (suspension de TCE, conventions d'énergie différée, transactions financières, achat-revente de court terme) pour disposer des approvisionnements post-patrimoniaux engagés en excédant des besoins réels occasionnent inutilement des coûts qui se sont élevés à plus d'un demi-milliard \$ au cours des trois dernières années et qui atteindront entre 200 et 300 millions \$ par année pendant la prochaine décennie et totalisant plus de trois milliards \$ en coûts échoués;
- Les produits énergétiques obtenus dans le cadre des appels d'offres lancés par la division Distribution suite à des décrets gouvernementaux ne possèdent pas les caractéristiques correspondant au profil annuel de consommation des clients québécois, laissant une partie des besoins de puissance à la pointe hivernale non satisfaits et occasionnant des coûts additionnels, toujours aux seuls frais des consommateurs;
- En situation de surplus d'approvisionnements engagés, puisque les économies d'énergie planifiées sont prises en compte dans la prévision des besoins, tout relèvement des cibles en efficacité énergétique a pour effet d'accroître l'excédant des approvisionnements engagés par rapport aux besoins et d'occasionner des coûts échoués additionnels;
- Les ententes concernant les conventions d'énergie différée de même que les transactions financières conclues entre les divisions Distribution et Production ont pour effet d'augmenter les frais de gestion des surplus pour les clients du Distributeur tout en permettant à la division Production non réglementée de recevoir une rémunération additionnelle et de disposer d'une plus grande marge de manœuvre pour conclure des ventes discrétionnaires;
- Le régime d'approvisionnement en vigueur a pour effet, d'une part, d'occasionner inutilement des coûts additionnels importants (coûts échoués) au détriment des clients de charge locale sans leur procurer les produits énergétiques appropriés et, d'autre part, de permettre à la division Production non réglementée de disposer d'une plus grande flexibilité opérationnelle dans la gestion des réserves hydrauliques, de générer de nouveaux revenus;
- Enfin, l'actionnaire d'Hydro-Québec (le Gouvernement québécois), tout en étant responsable des coûts échoués colossaux déversés dans la cour des clients québécois, ne court par ailleurs aucun risque de voir ses dividendes affectés par ses mauvaises décisions, tirant plutôt des avantages financiers additionnels de la plus grande latitude dont jouit la division Production depuis qu'il en a déréglementé les activités.

Pour l'ensemble de ces raisons, UC considère que le cadre réglementaire actuel est extrêmement défavorable aux clientèles dont elle représente les intérêts et qu'il est difficile pour la Régie, à l'intérieur des limites qu'il impose, de rendre des décisions qui

soient conformes au principe d'équité, et au respect de l'intérêt public et qui s'assurent que les consommateurs «paient selon un juste tarif»⁸.

L'Union des consommateurs conclut donc que, après 10 ans de mise en place de ce cadre réglementaire et considérant les surplus d'approvisionnements prévus au moins pour une autre décennie, le régime d'approvisionnement actuel est à ce point défavorable aux consommateurs que la situation à laquelle il mène est inacceptable sur le plan social. UC soumet que dans ce contexte, la Régie dans l'exercice de son mandat doit utiliser tous les outils à sa disposition afin de redresser cette situation dans l'intérêt des consommateurs québécois et afin que ceux-ci paient leur électricité selon un juste tarif.

UC demande donc à la Régie d'exercer à sa discrétion son pouvoir de recommandation dans le cadre de l'examen de ce quatrième Plan d'approvisionnement triennal pour indiquer au Gouvernement du Québec que des changements majeurs sont requis en ce qui concerne la planification et l'acquisition des approvisionnements postpatrimoniaux de la division Distribution ainsi qu'en ce qui concerne le stockage et la disposition des surplus d'approvisionnements engagés.

UC demande également à la Régie de rendre toute ordonnance qu'elle jugera utile afin de responsabiliser le Distributeur conjointement avec Hydro-Québec intégré et son actionnaire pour tous les coûts financiers découlant de l'accumulation et de la gestion des surplus.

Dans le cadre du présent dossier UC ne s'est prononcée que sur la demande du Distributeur concernant le réseau intégré, soit la prévision de la demande et les nouvelles stratégies d'approvisionnement. La présente argumentation ne traitera donc pas des aspects du dossier qui concernent les réseaux autonomes.

2. INTRODUCTION

Le 1^{er} novembre 2010, le Distributeur dépose sa demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Celui-ci y constate que les besoins en énergie ont connu une forte diminution : selon lui, cette diminution cumulative sur l'horizon 2011-2017 se chiffre à 43 TWh⁹ par rapport aux besoins prévus pour cette même période dans le Plan d'approvisionnement précédent

⁸ Article 31.2.1 de la LRE : la Régie a compétence exclusive pour : surveiller les opérations du transporteur d'électricité du distributeur d'électricité ...afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

⁹ HQD-1, document 1 page 7, lignes 12 et 13;

(2008-2017). À l'horizon 2011-2020 le Distributeur prévoit des surplus de 45.3 TWh (avant déploiement des moyens de gestion). Bien que ce total ne soit pas exprimé clairement dans la preuve du Distributeur il se calcule en additionnant les surplus prévus annuellement à l'horizon du plan¹⁰.

Lors de sa présentation en audience HQD indique que le Plan d'approvisionnement 2011-2020 a toujours pour objectif «*de sécuriser les approvisionnements et la fiabilité du Distributeur aux moindres coûts, en tenant compte des risques*»¹¹.

UC soumet à la Régie que, dans le cadre du présent dossier, **le Distributeur n'a pas démontré que les moyens qu'il entend mettre en œuvre sécuriseront les approvisionnements aux moindres coûts**. En effet aucune démonstration comparative n'a été soumise quant aux coûts des diverses solutions proposées. Dans bien des cas, comme nous le verrons plus loin, aucune alternative sérieuse n'a même été prise sérieusement en considération. Le tout tel qu'il est exigé par l'article 72 de la LRE, les articles 1 et 3.1 du règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement et l'article 31 du Guide de dépôt et tel que précisé par la Régie dans ses décisions D-2011-01, D-2011-029 et D-2011-064.

UC soumet à la Régie que le Distributeur a également surestimé les besoins de la charge québécoise à l'horizon du Plan. En conséquence, selon UC, il est fort probable que les surplus seront nettement plus importants. Dans ce contexte, les mesures proposées dans le présent Plan ne permettraient au mieux que de satisfaire des exigences immédiates et ponctuelles mais s'avéreront insuffisantes ou inadéquates pour disposer des surplus au moindre coût sur cette période de long terme.

Finalement, plusieurs de ces nouvelles stratégies ne peuvent être acceptées dans le contexte où le Distributeur n'a pas été démontré qu'elles représentent les solutions au plus bas coût possible.

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3a) Historique et évaluation des besoins

Dans sa preuve, UC a effectué un examen complet des écarts entre les ventes publiées d'Hydro-Québec Distribution de 2001 à 2010 et les prévisions des ventes régulières déposées dans chacun des Plans d'approvisionnement et des États d'avancement couvrant l'ensemble de la dernière décennie.¹²

¹⁰ HQD-1, document 1 page 31 tableau 4.1.1, et NS du 3 juin 2011, Vol 4 aux page 101 à 103;

¹¹ N.S. Vol 3, 2 juin 2011, page 14, M. Hani Zayat;

¹² Pièce C-026, déposée lors de l'audience du 1^{er} juin 2011;

UC constate que, depuis le dépôt du scénario prévisionnel de 2003-04, le Distributeur a procédé à plusieurs révisions consécutives de ses prévisions des besoins en énergie, toutes à la baisse. UC constate que les écarts entre les ventes réelles et les prévisions antérieures, de même que les surplus d'approvisionnements engagés qui en découlent, ne peuvent donc être attribués uniquement à la situation économique difficile qui a prévalu en 2008-2009. En effet, l'importance des écarts entre les ventes réelles et les prévisions antérieures révèle un biais chronique de surestimation des besoins en énergie pour le secteur industriel particulièrement, depuis 2003-04.

Or, les surplus d'approvisionnements ont des conséquences importantes sur les coûts engagés puisque la gestion de ces surplus, par leur revente ou leur disposition par entente (incluant celles de non livraisons), se fait à perte et/ou occasionne des coûts additionnels, au détriment des clients du Distributeur qui doivent assumer pleinement ces coûts dans leurs tarifs. Certains moyens de gestion de ces surplus sont, par ailleurs, susceptibles de contribuer à l'augmentation des bénéfices de la division non réglementée, Hydro-Québec Production.

C'est dans ce contexte que UC a examiné la prévision des ventes régulières et des besoins en énergie présentée par le Distributeur dans le présent dossier. UC se questionne également sur la méthodologie appliquée par le Distributeur pour effectuer ses prévisions. Notamment, divers éléments spécifiques, liés à des situations ponctuelles et/ou à des informations privilégiées concernant d'éventuels projets industriels sont inclus dans ses prévisions de ventes à court et moyen terme.

Or, lorsque ces ajouts (ou retraits) de charge ne se réalisent pas, la marge d'erreur additionnelle que leur prise en compte introduit dans la prévision des besoins se répercute sur l'ensemble de l'horizon prévisionnel et dans des proportions croissantes puisque multipliée annuellement par un taux de croissance à long terme déterminé. Les ventes réelles sont donc d'autant plus susceptibles de s'éloigner significativement du scénario prévisionnel moyen retenu lorsqu'un grand nombre de facteurs ponctuels et aléatoires sont pris en compte initialement.

Par ailleurs, la détermination des taux de croissance à long terme des ventes pour chacun des secteurs de clientèle doit s'appuyer sur un examen attentif des données historiques disponibles et une bonne compréhension des principaux facteurs qui en ont influencé l'évolution. En supposant que cette exigence soit satisfaite, la méthode utilisée pour assurer une transition appropriée des données historiques vers la prévision des ventes s'avère ensuite déterminante. UC, dans son mémoire, fait le constat que, dans la plupart des scénarios prévisionnels déposés par HQD depuis 2001, des éléments particuliers, susceptibles d'influencer l'évolution des ventes à court terme, ont été pris en compte et se sont répercutés sur les marges d'erreur et la validité même de ces prévisions à plus long terme.

À ce titre, bien que les témoins de HQ Distribution affirment avoir basé leur scénario prévisionnel sur les ventes normalisées de la dernière année historique (dans ce cas-ci, 2009)¹³, il demeure que le scénario de la première année du plan est constitué des prévisions pour l'année courante (2010) et que ces prévisions à très court terme sont traditionnellement caractérisées par l'inclusion d'événements anticipés, ponctuels et hypothétiques.

Rappelons que, ce sont les prévisions faites par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3470, premier plan d'approvisionnement, qui ont conduit à la conclusion du contrat avec TCE, contrat établi pour 20 ans, et que, considérant les surplus engagés et les besoins plus faibles que prévus depuis 2006, ce contrat a dû être suspendu à grands frais pour les consommateurs. L'inutilité, pour la majeure partie, des livraisons en énergie de la production de TCE est d'ailleurs confirmée par le Distributeur pour la durée du présent Plan.

Dans le cadre du présent plan, le Distributeur prévoit qu'à l'horizon 2020 ses besoins en énergie atteindront 198.3 TWh (une augmentation de 13.3 par rapport à 2010¹⁴). Par contre les besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2019-20 atteindraient 39,949 MW soit une croissance de 3,899 MW par rapport à la pointe de 2010.¹⁵

Selon les prévisions du Distributeur les surplus engagés à l'horizon 2011-2020 avant déploiement des moyens de gestion seraient de 45.3 TWh¹⁶.

Par contre, et malgré les surplus engagés, le Distributeur prévoit faire face à un besoin accru de puissance qui deviendrait très important à l'horizon 2014-15 (2,160 MW de puissance additionnelle requise pour cette année seulement¹⁷). Il faut également prendre en considération que le Distributeur a inclus dans ses approvisionnements non patrimoniaux déjà engagés les 400 MW provenant des contrats d'énergie différée dont la fourniture est pourtant à la discrétion du Producteur et qui pourraient fort bien ne pas être livrés. Cette situation pourrait avoir des conséquences importantes sur les besoins en puissance additionnelle requise. Les moyens proposés par le Distributeur pour y pallier, comme le recours aux marchés extérieurs, sont de plus incertains et/ou très coûteux.

Autre problématique prévisionnelle, le Distributeur espère la conclusion d'une entente de modulation avec TCE. Sur la base de cette espérance, il inclut dans ses contrats d'approvisionnement, à l'horizon du Plan, une portion seulement de la production de TCE soit 1.4 TWh alors que cette centrale produirait 4.3 TWh si elle devait opérer de manière constante. Le fait que les coûts de cette entente espérée sont pour le moment

¹³ N.S. Vol. 2, 1^{er} juin 2011 page 69;

¹⁴ HQD-4 document 1 page 17 lignes 4 et 5;

¹⁵ HQD-4 document 1 page 17 lignes 8 et 9;

¹⁶ HQD 1 doc 1 page 31 tableau 4.4.1, et NS vol 4, 3 juin 2011 aux pages 101 à 103;

¹⁷ HQD-1 doc 1 page 38 tableau 4.2

inconnus, et le fait que le Distributeur n'a étudié ou proposé aucune autre alternative que les ventes sur le marché de court termes des surplus, obligent UC à conclure qu'il est fort probable que le Distributeur doit disposer des 2.9 TWh non utilisés, cumulés de 2015 à 2020, soit un autre 17.7 TWh¹⁸ de surplus à l'horizon du plan. Selon UC, il serait plus réaliste pour le moment d'inclure et de traiter dans les prévisions la totalité de la production engagée de TCE.

Le Distributeur nous dit avoir établi ses prévisions à partir des données réelles normalisées de l'année 2009. La première année du Plan, soit l'année 2010, est néanmoins établie sur une base prévisionnelle. Or, cette première année de l'horizon prévisionnel comporte déjà un écart significatif par rapport aux ventes publiées de 2010.

De plus, contrairement aux affirmations faites par le témoin de HQD M. Nadeau¹⁹, les ventes publiées utilisées par UC dans sa preuve et tirées des rapports annuels d'Hydro-Québec (intégrée) correspondent aux ventes publiées de la division Distribution produites au présent dossier²⁰ tel que confirmé lors du contre interrogatoire du panel 1 de HQD par UC.²¹

UC soutient que son évaluation des prévisions de la demande de HQD démontre que ces prévisions sont surestimées sur l'horizon du Plan et qu'elles devraient donc être révisées à la baisse. Ceci est d'autant plus important que les surplus engagés sont très importants et ce sur toute la durée du Plan.

Pourtant, questionné à savoir si le Distributeur entend revoir la méthodologie utilisée pour établir ses prévisions de la demande considérant les écarts entre la demande réelle et les prévisions antérieures, le témoin ne répond pas à la question et fait un long exposé sur la surestimation de la demande du secteur industriel.²²

UC constate que, dans bien des cas, les solutions proposées par le Distributeur à ce jour impliquent que les clients québécois subventionnent à même leurs tarifs de l'énergie dont le Producteur pourra disposer.

L'Union des consommateurs considère également que la façon de procéder de HQD Distribution consistant à soumettre pour approbation par la Régie des contrats déjà négociés est contraire à l'intérêt public dans la mesure où elle place la Régie devant des faits accomplis et l'empêche à toutes fins pratiques de donner des instructions relatives par exemple aux exigences à satisfaire et/ou aux caractéristiques des produits recherchés.

¹⁸ Pièce C-UC-0017, rapport de l'expert Co Pham, page 4, tableau;

¹⁹ N.S. Vol 2, présentation du panel no 1;

²⁰ Pièce HQD-1 doc2, Annexe 2D, Tableau 2D-2, page 124.

²¹ N.S. Vol. 2, 1^{er} juin, aux pages 86 et 87;

²² N.S. Vol. 2, 1^{er} juin, aux pages 74 à 77;

3c) Conclusion

UC est en désaccord avec les prévisions de HQD. **UC soumet que la prévision des besoins doit être revue à la baisse.**

Tel qu'exprimé en audience par le témoin M. Jean-François Blain représentant de UC *«Et donc, nous demandons à la Régie de ne pas retenir la prévision déposée par Hydro-Québec au dossier et de considérer que, en fait, la croissance de la demande risque d'être encore plus faible que la dernière prévision d'Hydro-Québec et donc que l'ampleur des surplus sur l'horizon de la prochaine décennie risque d'être significativement plus élevé»²³*, en ce qui concerne la prévision de la demande UC demande à la Régie de ne pas retenir la prévision du Distributeur et de réviser celle-ci à la baisse.

En effet, sans une révision à la baisse des prévisions du Distributeur, il est très probable que le niveau des surplus d'approvisionnements sera, encore, plus important que prévu et que des coûts supplémentaires seront encourus pour disposer de ces surplus « à la dernière minute». Comme ce fut le cas dans plusieurs dossiers, le Distributeur en prendra-t-il encore prétexte pour présenter une entente déjà conclue devant être approuvée d'urgence et s'appliquer soit rétroactivement soit à très brève échéance .

UC soumet également que, comme le Distributeur est présentement et pour plusieurs années à venir en situation de surplus il serait nettement préférable d'adopter pour les prochaines années une approche conservatrice dans l'évaluation des besoins en énergie. **La Régie devrait également indiquer au Distributeur qu'il doit déployer des moyens de gestion différents, plus pro-actifs et incorporant une vision de long terme dans la gestion de ses surplus, afin de réduire de manière significative les coûts que ceux-ci engendrent.**

²³ N.S. Vol.7, 14 juin 2011, page 54, ligne 4 ss, puis position répétée aux lignes 19 et ss ;

4. NOUVELLES STRATÉGIES PROPOSÉES

4a) Modulation des livraisons de TCE

i) Proposition

HQD propose dans un premier temps de maintenir la suspension de TCE jusqu'à environ 2015. Par la suite, il propose de moduler les livraisons afin que celles-ci ne soient effectuées qu'en hiver et soient suspendues jusqu'à 8 mois de l'année²⁴.

Cette proposition est une modification survenue en cours de dossier. En effet au moment du dépôt de la preuve originale, la modulation de TCE devait se faire dans le cadre de l'entente globale de modulation «espérée».²⁵

Or il a été confirmé en cours d'audience qu'il n'est plus envisagé, pour le moment, que le contrat avec TCE soit inclut dans l'entente globale de modulation. Le Distributeur s'exprime comme suit :

Q. «Mais, est-ce que vous envisagez, au cas où l'entente globale de modulation soit une entente renouvelable, d'inclure une clause qui inclut TCE à partir du moment où elle sera en production ou si on l'ignore tout simplement pour cette première entente?

R. Ce qu'on est en train de regarder pour l'instant, c'est une exclusion de TCE. Donc, on se concentre sur les moyens qui sont l'éolien, la biomasse et les petites centrales hydrauliques. Et la situation est à... est à voir dans une deuxième ronde avec c'est quoi les meilleurs scénarios pour la production de TCE.

Vous comprendrez que TCE est une centrale quand même de cinq cent sept mégawatts (507 MW) et la production pendant huit mois est une production importante dont il n'y a pas de besoin. Donc, le scénario qui serait le plus économique à priori, c'est un scénario où on a une production d'hiver et pas de production l'été.»²⁶

De ce témoignage, il transparaît que le Distributeur espère mettre à l'arrêt la production de TCE 8 mois par année soit, du 1^{er} avril au 30 novembre à compter de 2015. Ce vœu du Distributeur est réitéré en réponse au contre interrogatoire du procureur de l'UMQ²⁷. Le Distributeur établit d'ailleurs ses prévisions relativement à la production de TCE en présumant que cette entente sera conclue.

²⁴ N.S. vol 3, 2 juin 2011, page 210;

²⁵ HQD-1 doc 1 page 57, lignes 5 et 6 et réponse à HQD-4 doc 1 pages 44 et 45;

²⁶ N.S. vol 3, 2 juin 2011, page 210;

²⁷ N.S. vol 3, 2 juin page 201 :« ce qu'on imaginait comme scénario pour l'entente de modulation avec TCE, c'est une centrale qui fonctionnerait pour la période d'hiver, donc quelque part entre premier (1er) décembre et trente et un (31) mars. Donc qui pourrait fonctionner avec un FU de cent pour cent (100 %) pendant cette période-là et qui serait à l'arrêt pour les autres périodes où on n'a pas de besoin.»

Toutefois le Distributeur a à peine amorcé ses discussions avec TCE, qu'il qualifie d'embryonnaires²⁸. La preuve démontre que le Distributeur ne voit aucune urgence ou raison de régler rapidement la situation de TCE et les surplus qui pourraient en découler. Il indique en témoignage qu'il tentera d'en venir à une entente qui trouverait application à compter de 2015 mais sans préciser à l'intérieur de quels délais elle pourrait être soumise à la Régie pour approbation :

« et on essaiera de régler le cas de TCE et de sa contribution à la pointe, en énergie et en puissance, à partir de deux mille quinze (2015). »²⁹

Le Distributeur n'a pas non plus fait d'analyses ou d'études des obstacles, des circonstances ou des difficultés qui pourraient faire obstacle à cette solution qu'il espère, mais qui pourrait avoir un impact très important sur ses coûts d'approvisionnement.

«Maintenant si cette centrale n'opère que l'hiver je comprends très bien étant aussi dans les dossiers de Gaz Métro qui fournit cette centrale-là que de réussir à avoir un approvisionnement de gaz juste pour l'hiver pour des très grandes quantités peut être problématique et/ou peut avoir des coûts très élevés. Vous êtes d'accord avec moi?

R. En principe, c'est sûr.

Q. [150] Vous me faites signe de la tête là?

R. Oui.

Q. [151] Bon, voilà. Et est-ce que ça c'est un obstacle à faire cette entente avec TCE?

R. Bien ça serait à analyser, l'obstacle ça serait effectivement le coût qui serait associé quand on parle de difficultés, c'est plutôt de voir quels seraient les impacts sur les coûts d'avoir un approvisionnement gazier pour la période d'hiver seulement.»³⁰

Les seules alternatives envisagées par le Distributeur si ses espérances s'avéraient non fondées en ce qui concerne la modulation de TCE sont énoncé comme suit :

«...Le Distributeur s'en remettra à ses autres moyens, dont les conventions d'énergie différée et les transactions de court terme »³¹

Dans les faits, le Distributeur n'a pris aucune mesure afin de tenter de trouver des alternatives à moindre coûts par exemple en trouvant un associé tel que suggéré par l'expert de UC dans sa preuve³². Il n'a eu aucune discussion avec le Producteur, acquéreur possible entre autres à cause des travaux requis pour les centrales de Tracy

²⁸ HQD-4 document 1, page 26, réponse à la question 13.1 et page 27 réponse 14.1:

²⁹ N.S. vol 3, 2 juin 2011, page 211 :

³⁰ N.S. vol 3, 2 juin 2011, pages 204

³¹ HQD-4 document 1 page 26 réponse à la question 13.2;

³² Pièce C-UC-0017, rapport de Co Pham aux pages 8 et 9;

et de Gentilly, ou avec des tiers qui pourraient se porter acquéreur de la production 6-8 mois par année.

- Q. [...] 'achète ton TCE l'été et toi tu le conserves l'hiver. » Est-ce que ça ça a été étudié comme possibilité?
- R. Je dirais que ça a été étudié de façon macro, donc plus en recul, je peux revenir sur les, on n'a pas fait de démarches auprès de clients américains, si on va le prendre comme ça.»³³

En réponse au contre-interrogatoire de Me Fortin, procureur de la Régie, le Distributeur indique qu'il présume du manque d'intérêt du Producteur pour une telle solution sans lui avoir parlé. Puis sur l'insistance de Me Fortin il finit par s'engager à valider la position du Producteur, si c'est le vœu de la Régie :

...est-ce qu'il ne serait pas approprié de faire valider votre évaluation, qui est du point de vue du Distributeur, par le Producteur qui, évidemment, sans mettre en doute votre compétence à ce sujet, est quand même le mieux placé pour évaluer s'il pourrait y voir un certain intérêt?

- R. Je dirais que la porte n'est pas fermée, on peut faire cette validation-là. Si c'est le vœu de la Régie on va faire cette validation-là.

UC ne peut que constater une réticence importante du Distributeur à tenter d'engager le Producteur.

Le Distributeur n'a fait aucune analyse, recherche ou étude sur la possibilité d'un partage de la production de TCE avec un tiers ou sur la possibilité d'offrir des quantités d'énergie en faisant des offres de longs termes. Il base plutôt ses conclusions, à l'effet qu'il n'y aurait pas de client intéressé, sur les analyses passées faites dans le cadre de la suspension totale de TCE³⁴ alors que les besoins du Distributeur pour le service de TCE était inexistant ou extrêmement limité et que selon ses prévisions d'alors, il envisageait avoir recours à TCE dans peu d'années.

- «Q. [153] O.K. Mais juste pour terminer, mais un vous n'avez pas fait de véritable recherche d'un tel client et deux si je ne me trompe pas les études et analyses auxquelles vous faites référence qu'on fait depuis deux mille huit (2008) dans le dossier de TCE sont des études sur des reventes sur l'année et où on utilise très, très peu de TCE. Alors que pour deux mille quinze (2015) là vous envisagez d'utiliser la pleine capacité de TCE en hiver ou presque. C'est ce que j'ai cru comprendre là. Je me trompe?
- R. Effectivement, pour les analyses de TCE ça a été fait sur une base annuelle, donc c'est quelque chose qui sera regardé pour voir quand

³³ N.S. vol 3, 2 juin 2011, pages 204 et 205;

³⁴ N.S. Vol3, 2 juin 2011, page 205, «par contre ont a fait les analyses à travers les dossiers qu'on a déposés à la Régie depuis trois quatre ans...»

on parlait de l'entente de modulation, voir quelles sont les opportunités, il y a une question de coût. Donc c'est une relation avec les prix du gaz et les difficultés, difficultés entre guillemets, d'approvisionnement du gaz pour une période d'hiver seulement.»³⁵

Or la situation actuelle est bien différente puisque le Distributeur prévoit maintenant n'avoir besoin de la production de TCE que pendant sa période de pointe hivernale et non pour les 6 à 8 autres mois de l'année et ce pour la durée du plan soit 10 ans.

Par la suite, en réponse à une question de la Régie concernant la possibilité de partage de cette production, le Distributeur répond que ce qu'il envisage c'est l'utilisation optimale de TCE i.e. arrêt de production pour 8 mois et il n'a pas discuté avec le Producteur. Il précise de plus dans sa preuve, qu'il veut se réserver la pleine capacité de TCE en tout temps³⁶. Il passe donc sous silence dans ses prévisions une partie importante de la production de TCE et ne prend pas en considération les surplus qui en découleraient.

«il y a l'incertitude au niveau du déploiement des moyens. Un, c'est TCE. Donc, pour arriver à cette évaluation-là, nous, on suppose que... et, ça, c'est quand même... c'est une hypothèse, c'est une hypothèse qu'on prend, mais on n'a pas le choix, il faut prendre des hypothèses en mode planification, c'est qu'on peut avoir une contribution de TCE strictement à nos besoins, selon nos besoins. Donc en hiver.

Ce qui fait que TCE, dans notre planification, dans le tableau R-12.1C, est le même que dans l'annexe qu'on a présenté l'évolution du solde, TCE n'engendre pas de surplus additionnels d'été. Donc, on suppose une utilisation optimale de TCE qui fait que la centrale contribue en hiver strictement, selon nos besoins. Bon. On le sait, on l'a dit souvent, on n'a toujours pas d'entente pour faire ça.»³⁷

Le Distributeur traite donc, dans ses prévisions, l'entente de modulation avec TCE comme si c'était chose faite. Pourtant les négociations en ce qui la concerne sont encore plus embryonnaires que celle de l'entente globale de modulation, qui elle, à tort ou à raison, est exclue des prévisions.

UC soumet que ce traitement par le Distributeur de ses stratégies envisagées n'est pas uniforme et manque de cohérence.

Pourtant, tel que souligné par l'expert Co Pham une entente avec le Producteur pour le remplacement de ses centrales de Gentilly ou Tracy pourrait s'avérer une solution intéressante et moins coûteuse.³⁸ Cette solution pourrait également s'étendre sur la durée du plan.

³⁵ N.S. vol 3, 2 juin 2011, page 207;

³⁶ N.S. Vol 6, 7 juin 2010 aux pages 65 à 73 et réponse complémentaire à la question 9.2 de UC, HQD5 document 6 page 7;

³⁷ N.S. vol 6, 7 juin 2011, pages 55 et 56

³⁸ Pièce C-UC-0017 rapport de M. Co Pham aux pages 8 et 9;

Selon le plan d’approvisionnement soumis et les témoignages rendus en audience par le Distributeur, les quantités en surplus pour TCE seraient de près de 3 TWh par année³⁹. Ne pas établir un plan de gestion de ces surplus importants de la meilleure manière possible, aux meilleurs coûts et le plus rapidement possible augmente de façon importante les risques financiers que les consommateurs devront assumer.

ii) Alternatives

UC soumet que plusieurs alternatives devraient être envisagées pour maximiser au bénéfice de la charge locale l’utilisation de TCE.

Bien que la production modulée, i.e. pendant une période de l’année seulement puisse apparaître intéressante de prime abord, UC craint que celle-ci ne soit pas réaliste car elle serait extrêmement coûteuse si réalisable. Entre autres parce que TCE n’est pas une centrale qui a été prévue pour une production modulable et ensuite parce que les approvisionnements gaziers pour son fonctionnement en hiver seulement seraient certainement très dispendieux.

UC appuie la proposition de l’expert Co Pham qui, ayant pris en considération l’utilité pour le Distributeur et la charge locale de bénéficier de TCE en hiver a proposé des alternatives à un arrêt de production total 8 mois de l’année, soit le partage par entente, de cette production soit avec le Producteur soit avec un tiers.⁴⁰

UC soumet également que puisque les quantités en surplus, disponibles 8 mois de l’année seraient importantes, environ 3TWH⁴¹, il serait impératif que le Distributeur explore immédiatement et sérieusement ces possibilités de partage de la production de même que celles de faire des ventes de long terme et de procéder par appel d’offres pour ce faire.

Finalement, UC soumet qu’il n’est pas acceptable pour le Distributeur d’attendre en 2015 pour «régler le cas de TCE». Cette procrastination risque de limiter sérieusement les options et alternatives qui seraient autrement disponibles en plus de mettre le Distributeur dans une situation d’urgence en relation avec ses surplus et donc de diminuer son pouvoir de négociation. La conséquence de cette attente risque de limiter les options et maximiser les coûts de gestion des surplus de TCE.

³⁹ N.S. Vol.6 7 juin 2011, page 68 et Pièce C-UC-0017évaluation faite par l’expert Co Pham, page 4 de son rapport;

⁴⁰ Pièce C-UC-0017 rapport de M. Co Pham aux pages 7 à 9;

⁴¹ N.S. Vol.6 7 juin 2011, page 68 et Pièce C-UC-0017évaluation faite par l’expert Co Pham, page 4 de son rapport;

UC souligne à la Régie que, dans le cas d'appel d'offres pour s'approvisionner à long terme pour la puissance en hiver, le Distributeur a amorcé ses demandes et études en 2011, i.e. contact avec le Transporteur et entend procéder à un appel d'offres en 2013 pour des livraisons en 2015⁴². UC soumet que les mêmes types de procédures et délais devraient être suivis afin d'étudier la possibilité de disposer des surplus provenant de TCE, de la manière la plus avantageuse possible, par exemple par vente de long terme (6-8 mois par années pour plusieurs années) sur les marchés qui ont un profil de consommation complémentaire à celui du Québec. Or pour que ce type de démarches soit possibles et fructueuses elles doivent être entreprises dès maintenant et non en 2015.

iii) Conclusions et recommandations

UC soumet à la Régie qu'il serait intéressant de pouvoir bénéficier de la production de TCE en période de pointe.

Une telle utilisation de la production de TCE doit être étudiée sérieusement et sans délais en tenant compte de toutes les alternatives possibles afin de trouver la solution qui offrira les meilleures conditions incluant celle du moindre coût, pour la disposition de la production de TCE les 8 mois de l'année où elle n'est pas requise par le Distributeur.

UC demande à la Régie d'indiquer au Distributeur :

- **qu'il ne doit pas attendre en 2015 «pour régler le problème de TCE»**
- **que sa position selon laquelle il «*entend conserver le plein potentiel de production de la centrale*»⁴³ est irréaliste et ne peut que s'avérer très coûteuse pour les consommateurs.**

UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur :

- **de prendre action immédiatement afin d'analyser toutes les solutions possibles et leurs coûts et entre autres ;**
- **de faire les démarches requises afin de tenter de trouver une contre partie en association et/ou d'écouler l'énergie par vente de long terme ferme sur 6-8 mois de l'année pour plusieurs et ce sans délais;**
- **d'obtenir tel que mentionné en audiences la position du Producteur relativement à l'utilisation possible, entre autre en remplacement des centrales Gentilly et/ou Tracy, de la Production de TCE à court terme et à plus long terme et de faire rapport sur le résultat de ces discussions dans un délais rapproché;**
- **d'entreprendre les démarches nécessaires pour trouver une contre partie pour le partage de la production de TCE;**

⁴² HQD-4 document 1, page 34, réponse à la question 18.1;

⁴³ HQD-5 Document 6 page 7, réponse complémentaire à la question 9.2;

- d'entreprendre les démarches nécessaires pour procéder à des ventes de long terme sur les marchés voisins
- de comparer par la suite ces solutions à celle de l'arrêt de la centrale de TCE, sur 6-8 mois par année à l'aide d'une analyse de coûts et bénéfices;

Selon UC la solution la plus économique serait un partage de la production. UC demande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de lui faire rapport dans un délai de 3 mois, sur les démarches entreprises auprès du Producteur. Et si ces résultats s'avéraient négatifs de fournir les justifications. Dans l'intervalle d'amorcer immédiatement ses études et discussions quant à toutes les solutions alternatives possibles. UC souligne que ce n'est qu'en comparant les coûts de toutes ces solutions que le Distributeurs pourra choisir l'option du meilleur coût.

UC insiste sur le fait que plus HQD tardera à agir plus il se retrouvera devant un fait accompli et moins il y aura d'options possibles. De plus, plus il tarde, plus les options qui demeureront disponibles risquent de s'avérer coûteuses car il aura diminué son pouvoir de négociation.

Enfin, UC soumet à la Régie que les pertes financières découlant de revente de surplus, ne devraient pas être évaluées en les comparant uniquement aux pertes sur les ventes de court terme.

4b) Le 400 MW additionnel non garanti des conventions d'énergie différée

i) Traitement

Le Distributeur inclut la totalité des 800 MW prévus aux conventions d'énergie différée en bloc à son bilan en puissance. Pourtant il se dégage clairement des dites conventions et des réponses du Distributeur⁴⁴ que 400 de ces 800 MW n'est pas une puissance additionnelle garantie mais est assujettie à la discrétion du Producteur⁴⁵. Il est donc étonnant que ces quantités soient incluses aux bilans de gestion sans aucune réserve comme c'est le cas par exemple pour la contribution des industriels en ce qui concerne l'interruptible.

Notre expert Co Pham s'inquiète d'ailleurs que le Distributeur calcule les contributions des marchés de court terme et nouveaux moyens d'acquisition de puissance qui seraient requises sur la base de l'inclusion de ce 400 MW pourtant incertain.⁴⁶

⁴⁴ HQD-4 document 1 page 29 question/réponse 15.2 DDR2 de la Régie

⁴⁵ N.S. Vol. 4, 3 juin 2011, page 25 et 26 et N.S. Vol. 3 2 juin 2011, page 151ss :

⁴⁶ Preuve de UC rapport de l'expert Co Pham du 19 avril 2011 C-UC-0017, page 10;

ii) Alternatives

Dans l'éventualité où le Producteur, ne livrait pas ou ne livrait qu'en partie ce 400 MW, le Distributeur présente en preuve ses sources alternatives⁴⁷. Or celles-ci sont risqués et seront coûteuses,⁴⁸ puisque à l'horizon 2015-2016 le Distributeur indique compter déjà sur le plein potentiel des marchés de court terme soit 1,100 MW⁴⁹.

Notons également que, la non livraison par le Producteur de ce 400 MW, entraîne pour le Distributeur une augmentation du solde d'énergie différée en vertu des conventions d'énergie différée, qui sur leur durée pourrait représenter une augmentation du solde à la hauteur de 7.4 TWH.⁵⁰ De nouvelles transactions financières avec le Producteur, similaires à celles proposées dans le présent dossier (pour 2011) pourraient en découler une nouvelle fois. Dans ce cas un refus du Producteur de livrer tout ou partie du 400MW, lui procurerait un double avantage financier (vendre sur les marchés les quantités de puissance et d'énergie non livrées au Distributeur et être éventuellement, via de nouvelles transactions financières, être monétairement compensé pour ne pas livrer), ce qui représente des coûts supplémentaires pour les consommateurs. De la même manière, si ces quantités se retrouvent (sans transactions financières) au solde du compte d'énergie différée ceci présente également un risque pour le Distributeur et sa clientèle entraînant également des coûts supplémentaires.

En effet selon l'interprétation de l'esprit des ententes présentée par le Distributeur en audience et dans sa preuve, celui-ci ne serait pas autorisé à des rappels d'énergie pour procéder à des reventes sur les marchés aux meilleures périodes (obtenir les meilleurs prix) l'énergie n'ayant été différée que pour mieux répondre aux besoins futurs des consommateurs québécois. UC est en désaccord avec cette position, en relation avec le présent dossier comme nous le verrons plus loin.

Afin d'éviter les risques et les coûts qui en découlent le Distributeur doit, si possible, s'assurer que la livraison de ces 400 MW sera garantie lorsque requise. Tant qu'il ne s'est pas assuré de garantir ces livraisons, comme c'est le cas pour le moment, il devrait présenter ses moyens de répondre à la demande et les coûts qui en découlent en faisant abstraction de ce 400 MW et ce tant pour les approvisionnements requis que pour les surplus qui découleraient de la non livraison des 400 MW. **Il doit également indiquer à la Régie et aux intervenants, comment il entend disposer des surplus supplémentaires au solde du compte d'énergie différée, qui découleraient d'un refus de livraison par le Producteur.**

⁴⁷ Achat sur les marchés de court terme éloignés, N.S. Vol. 4, 3 juin 2011;

⁴⁸ N.S. Vol. 3, 2 juin 2011 pages 151 à 153; et HQD-1 document 1 pages 32 et page 42 ligne 22 à 27;

⁴⁹ HQD-4 document 1 page 31, question/réponse 16.1 DDR2 de la Régie;

⁵⁰ Preuve de UC rapport de l'expert Co Pham du 19 avril 2011 C-UC-0017, page 11;

Le fait de simplement indiquer la source d'approvisionnement envisagée en remplacement ne donne pas une image complète de la problématique et des coûts qui en découlent.

UC est d'avis que la preuve présentée relativement à ce 400 MW est incomplète en ce que l'inclusion du 400 MW non garanti par le Producteur, comme une ressource confirmée fausse les résultats et ce tant au niveau des besoins, des coûts de ces besoins qu'au niveau des surplus et des coûts de leur disposition.

iii) Conclusions et recommandations

Premièrement UC soumet, tel que suggéré par l'expert Co Pham que le Distributeur devrait entamer des discussions avec le Producteur afin de garantir la fourniture du 400 MW, pour une période minimum de 3 à 5 ans⁵¹ et ce sans délais.

Deuxièmement, si le Distributeur ne peut obtenir de garantie de livraison, il ne devrait pas inclure ce 400 MW à son bilan de puissance à titre de nouveaux moyens comme s'il était garanti. En effet, la gestion des risques associés à la non livraison de cette puissance non garantie devrait être prise en compte de même que les impacts qu'elle aurait sur la gestion des conventions d'énergie différée, les surplus qui en découleraient et les moyens et coûts pour en disposer.

UC recommande donc à la Régie qu'elle demande au Distributeur d'entamer des discussions avec le Producteur, le plus rapidement possible afin de garantir pour une période minimum de 3 à 5 ans la livraison de ce 400 MW de puissance. Dans l'intervalle et tant que cette garantie ne sera pas obtenue, UC soumet à la Régie qu'elle devrait demander au Distributeur d'amender son Plan d'approvisionnement afin de prendre en considération toutes les conséquences d'une non livraison (impact sur les conventions, sur les surplus et les coûts engendrés quant à ces éléments) et non seulement les coûts d'achat de court terme en remplacement.

4c) Entente globale de modulation avec le producteur (EGM)

i) Informations soumises (fonctionnement de principe)

Dans sa preuve le Distributeur présente son projet de conclure une entente globale de modulation avec le Producteur⁵². Il présente les principales modalités des services qu'il espère obtenir. Bien qu'il prévoie la mise en service d'une telle entente pour le 1^{er} janvier 2012, aucun coût ou estimé des coûts n'ont été présentés et ce malgré plusieurs demandes de renseignements et décisions de la Régie. La seule information donnée

⁵¹ N.S. Vol. 7, 14 juin 2011, pages 16 et 17;

⁵² HQD-1 document 1 pages 56 et suivantes;

relativement aux coûts, fut fournie en audience et est à l'effet que ceux-ci devraient, selon les représentations de Me Fraser «être égaux ou moindre»⁵³ aux coûts présentés au tableau R-22.1⁵⁴, qui lui présenterait le «*worst case » scénario*»⁵⁵. Suite à ces représentations de Me Fraser, le témoin de HQD, M. Zayat ajoute : «*De façon globale, l'entente de modulation ne viendra pas ajouter des coûts à ceux qui sont là. Autrement dit, c'est le scénario qui est là, c'est le... sans l'appeler le « worst case scenario »,*⁵⁶ il complète sa réponse en précisant que «*Les coûts de l'entente globale de modulation sont exclus de ce tableau-là, mais ces coûts-là n'amèneront pas de coûts supplémentaires à ce tableau-là, mais viendront se substituer à des lignes qui sont déjà présentes au tableau.*»⁵⁷

Le Distributeur indique que dans l'éventualité où il n'y aurait pas d'entente, l'alternative est le scénario présenté au tableau R-22.1⁵⁸, à l'exception des coûts pouvant découler d'une entente de services complémentaires qui deviendrait nécessaire sans l'entente de modulation et dont les coûts s'ajouteraient au scénario du Tableau R-22.1.⁵⁹

Il appert donc que ce tableau qualifié de « *worst case scenario* », qui n'inclut pas l'entente globale de modulation dont les coûts viendraient s'y substituer, n'est pas complet puisque les coûts d'une entente pour services complémentaire n'y sont pas prévus, et ceux-ci n'ont pas non plus été l'objet d'une évaluation.

Après avoir souligné ce que le Distributeur espère comme services en concluant cette entente, l'expert Co Pham fait le constat que « *La mise en place de l'EGM représente donc une stratégie capitale du Plan d'approvisionnement 2011-2020*». ⁶⁰ Il déplore toutefois l'insuffisance des informations soumises et indique qu'il est impossible pour les intervenants de conclure si oui ou non cette stratégie assurera des «*approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques*»⁶¹ tel que stipulé par le Guide de dépôt.⁶²

L'expert Co Pham note également « *que le compte de modulation serait annuel, ce qui empêche toute programmation multi-annuelle de la satisfaction des besoins énergétiques des consommateurs québécois.*»⁶³ Il recommande que cette modulation soit multi annuelle.

⁵³ N.S. Vol. 4, 3 juin 2011 page 32;

⁵⁴ HQD-5 document 6, page 12, réponse complémentaire à la demande 22.1 de UC;

⁵⁵ N.S. Vol. 4, 3 juin 2011 page 32;

⁵⁶ N.S. Vol. 4, 3 juin 2011 page 35;

⁵⁷ N.S. Vol. 4, 3 juin 2011 page 36;

⁵⁸ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, page 39;

⁵⁹ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, page 41;

⁶⁰ C-UC- 0017 page 14;

⁶¹ C-UC- 0017 page 15;

⁶² D-2011-011, page 11;

⁶³ C-UC- 0017 page 15;

L'expert Co Pham dans son premier rapport⁶⁴ s'inquiète des impacts que l'EGM aurait sur la revente des surplus énergétique du Distributeur, le Distributeur n'ayant pas précisé ces impacts potentiels dans sa preuve. Le Distributeur a également refusé ou omis de fournir de plus amples informations à ce sujet tant dans ses premières réponses à la demande de renseignements de UC que dans ses réponses complémentaires.⁶⁵

Toutefois, suite à la décision de la Régie, rendue en audience⁶⁶ le Distributeur précisera en réponse aux questions de contre interrogatoire de la soussignée « *qu'il n'y aura pas de revente. C'est un peu l'objectif () même des ententes de modulation* »⁶⁷. La revente ne sera disponible que pour les contrats qui ne sont pas assujettis à l'entente.⁶⁸ Donc dans l'éventualité d'un solde positif au compte de l'EGM au 31 décembre de chaque année, le Producteur achèterais ce solde.⁶⁹ Le Distributeur identifie le prix de cette transaction comme un prix de marché. Mais les modalités de la fixation de ce prix de marché ne sont toujours pas définies,⁷⁰ toutefois la référence serait le prix que le Distributeur peut obtenir lors de revente de court terme sur le marché de New York la zone M.⁷¹

Il appert donc à UC que, dans ces circonstances, le Producteur pourrait acquérir à un prix moindre que ses coûts réels l'énergie de contrats d'approvisionnement qui ont été pour la majeure partie imposés au Distributeur par décret du gouvernement (actionnaire de HQ). UC soumet que la méthodologie de fixation de la valeur du solde s'il en est, envisagée par le Distributeur n'est pas acceptable dans ces circonstances. UC soumet que la détermination du prix de rachat par le Producteur d'un solde à l'entente globale de modulation devrait être neutre pour le Distributeur, i.e. être établie sur le coût moyen pour le Distributeur des approvisionnements visés par l'EGM. En effet **il revient à HQ et à son actionnaire d'assumer les coûts d'approvisionnements imposés qui ne répondent pas au profil des besoins et causent des surplus.**

Dans le contexte actuel, bien que les coûts envisagés pour les services que procureraient l'EGM ne soit pas précisés et qu'en conséquence l'expert Co Pham précise ne pouvoir se prononcer sur le bien fondé d'une telle entente, il demeure **qu'UC ne peut d'accepter la méthode envisagée pour le calcul du prix du solde d'énergie puisque UC est en désaccord avec les principes sous jacents à cette formule qui implique que la clientèle du Distributeur devra assumer entièrement le coût des**

⁶⁴ C-UC-0017;

⁶⁵ C-UC- 0017 pages 15 et suivantes;

⁶⁶ N.S. Vol 2, 1er juin 2011 pages 12 et 13;

⁶⁷ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, page 82, voir également pages 83 à 86;

⁶⁸ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, page 69;

⁶⁹ HQD 5 document 6, page 15 « De fait, la totalité du solde positif résiduel serait plutôt rachetée par le Producteur, à la fin de chaque année, à des conditions qui seraient avantageuses pour le Distributeur par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. »

⁷⁰ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, pages 66 et 67;

⁷¹ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, page 67;

décisions de l'actionnaire tout en procurant un bénéfice pour la division Production d'Hydro-Québec.

Finalement le Distributeur a indiqué à plusieurs reprises lors de ses témoignages qu'il n'est pas certain de pouvoir conclure cette entente, et qu'il n'est pas certain que, si elle est conclue il obtiendra ce qu'il souhaite. Déjà dans sa preuve il établissait souhaiter que «*la contribution en puissance complémentaire de l'éolien soit supérieure à 15% et puisse atteindre 25%*»⁷², puis à la réponse complémentaire à la question 24.2 de UC, il précise que les récentes discussions avec le Producteur ont établi que cette contribution ne serait que de 15%⁷³. Il appert donc que sa contrepartie ne serait disposée qu'à offrir le minimum requis, à moins de directives de l'actionnaire.

UC suggère que dans ces circonstances et dans l'intérêt de sa clientèle une intervention auprès de l'actionnaire ne doit pas être refusée par le Distributeur.

ii) Informations requises

À ce stade plusieurs précisions et informations sont toujours requises pour pouvoir juger de l'acceptabilité de cette entente.

Tout comme dans le cas de l'entente avec TCE il serait important que le Distributeur tente de trouver d'autres alternatives.

UC soumet qu'en tant que gestionnaire responsable le Distributeur devrait tenir des discussions avec son actionnaire afin que les coûts réels engagés par le Producteur pour rendre les services qui seront inclus dans l'EGM, à son «affilié», soient pris en considération dans la détermination du prix des services offerts et recherchés et que le prix qui serait à payer pour le solde en fin d'année, s'il en est, soit celui du coût moyen des contrats assujettis à l'entente.

iii) Preuve de UC

Dans son rapport complémentaire, l'expert Co Pham conclut, qu'il lui est impossible d'apprécier les avantages économiques associés aux deux importantes nouvelles stratégies d'approvisionnement proposées sans en connaître les coûts estimés⁷⁴. Or malgré les demandes répétées de UC et les décisions de la Régie ces coûts n'ont pas été fournis.

Ces coûts malgré les demandes de UC n'ont pas été traités en audience par le Distributeur qui s'est limité à indiquer que l'entente permettrait probablement de

⁷² HQD 1 document 1 page 60;

⁷³ HQD 5 document 6 page 22 et voir NS vol 4, 3 juin 2011 pages 42 à 45;

⁷⁴ C-UC-0023 pages 8 à 10;

réduire les coûts présentés au tableau R-22.1., mais ajoute qu'à cela il faudrait quand même ajouter le prix des services complémentaires. Les coûts devant être réduits par cette entente sont donc eux-mêmes inconnus.

UC propose qu'en alternative ou en complément de cette entente le Distributeur recherche une entente de stockage qui réponde à ses besoins, ce qui lui éviterait des reventes coûteuses pour les consommateurs. La position du Distributeur est à l'effet que ce service n'existe pas dans la zone de contrôle du Transporteur. Par contre il appert qu'il n'a fait aucune demande à quelque fournisseur que ce soit pour obtenir ce type de service. En effet le simple fait qu'il ne soit pas offert ne signifie pas qu'il ne pourrait pas l'être s'il était demandé.

Considérant la capacité des réservoirs d'Hydro-Québec, il est étonnant de constater que, bien que ce moyen de gestion ait été mentionné par divers intervenants dont UC depuis plusieurs années, soit dès le dossier R-3470, puis souligné par la Régie comme devant faire partie du présent dossier⁷⁵, le Distributeur n'a fait aucune démarche dans ce sens.

iv) Recommandations et conclusions

UC ne peut que constater que nous n'avons toujours aucune idée des coûts totaux qui découleront de cette entente. Il est donc impossible pour le moment d'en recommander l'acceptation.

Toutefois même si cette entente venait à être conclue à des conditions «avantageuses» pour la clientèle du Distributeur, il demeure qu'une entente de stockage multi annuelle et inter annuelle demeure un outil que le Distributeur devrait demander au Producteur de lui fournir et si nécessaire intercéder auprès de son actionnaire pour l'obtenir.

UC recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de tenir des discussions avec son actionnaire afin que les coûts réels engagés par le Producteur pour rendre les services, qui seront inclus dans l'EGM soient pris en considération dans la détermination du prix des services offerts et recherchés et que le prix à payer par le Producteur lorsqu'il acquiert des droits ou de l'énergie destinée par contrat au Distributeur (solde de l'EGM en fin d'année), soit celui du coût moyen des contrats assujettis à l'entente.

UC recommande également que cette entente si elle est conclue soit multi-annuelle.

UC recommande que les coûts complets de l'entente de même que de ses alternatives soient soumis à la Régie et aux intervenants avant la conclusion de la dite entente. Les

⁷⁵ D-2011-011, page 16;

coûts présentés au tableau R22.1 étant de toute évidence incomplets et ne représentant pas la seule alternative possible.

Finalemment UC recommande que le Distributeur fasse activement des démarches afin d'obtenir du Producteur ou d'un autre fournisseur une entente de stockage.

UC demande à la Régie de rendre les ordonnances requises pour que le Distributeur mette en application les recommandations de UC.

4e) Transactions financière

i) Les conventions d'énergie différée et les transactions financières

Dans le cadre du dossier R-3740, le Distributeur présentait comme nouvel outil de gestion, des transactions financières conclues avec le Producteur dans le cadre des ententes d'énergie différée. Le Distributeur présentait les transactions effectuées en 2010 et celles prévues pour 2011.

La Régie dans sa décision acceptait dans les termes suivants la proposition du Distributeur :

« (168) Aux fins de la fixation des tarifs 2011-2012, la Régie approuve le coût global des approvisionnements proposé par le Distributeur. Toutefois, elle juge que des outils de gestion de long terme du solde du compte d'énergie différée devraient être examinés dans le cadre d'un plan d'approvisionnement.»⁷⁶

Dans le cadre du présent Plan d'approvisionnement le Distributeur indique avoir déjà eu recours aux transactions financières pour l'année 2011⁷⁷, tel qu'il avait été prévu dans le dossier R-3740. Pourtant, les prévisions quant au solde du compte d'énergie différée, présentées dans le cadre du dossier R-3740, et sur la base desquelles, la Régie a inclut le coût des Transactions financières dans le coût global des approvisionnements qu'elle a approuvés, ne sont plus les mêmes au 1^{er} novembre 2010, date à laquelle le présent dossier a été déposé.

La crainte exprimée par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3740-2010 soit : de «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»⁷⁸, n'est plus appuyée par ses prévisions.

En effet les prévisions au soutien des Transactions financières, dans le cadre du dossier R-3740, étaient à l'effet qu'en 2027 le solde du compte d'énergie différée serait de 26

⁷⁶ Dossier R-3470, D-2011-028, page 47;

⁷⁷ N.S. Vol. 6, 7 juin 2011 pages 46 et suivantes;

⁷⁸ Dossier R-3740-2010, HQD-5, document 1 page 5 et 6;

TWh⁷⁹ (révisé à 28.5TWh en mai 2010)⁸⁰. Or, dans le présent dossier les prévisions du Distributeur les plus à jour⁸¹ quant au solde d'énergie différée sont bien différentes puisqu'il est maintenant prévu que le solde du compte d'énergie différée serait à zéro (0) en 2025. Ceci signifie que selon les prévisions du Distributeur, il n'y aurait plus d'énergie différée disponible, à compter de 2025, pour combler les approvisionnements requis et répondre à la demande de la charge locale, et ce, tant en énergie qu'en puissance. Notons que cette dernière prévision inclue celle déposée en novembre 2010 plus les résultats de l'appel d'offre A/O 2009-02 qui ont été publiés, et étaient donc connu du Distributeur le 20 décembre 2010. Or la décision de conclure les transactions financières de 2011 a été prise ultérieurement soit, en février 2011⁸².

Donc, malgré le fait que le Distributeur pouvait prévoir, dès décembre 2010, que le solde du compte d'énergie différée serait à zéro (0) en 2025, le Distributeur a opté malgré tout, à la fin du mois de février 2011⁸³ de conclure des transactions financières avec le Producteur pour des quantités équivalentes à celles prévues dans le cadre du dossier R-3740, (1.9 TWh), plutôt que de différer.

Le Distributeur a conclu des transactions financières avec le Producteur pour partie des livraisons dues en vertu du contrat de base, renonçant à utiliser ou différer celles-ci, alors que, selon ses propres prévisions, les quantités d'énergie différées auraient pu être utilisées pour la charge locale en 2025 et 2026, sans compter la puissance ainsi perdue et pour laquelle une prime de puissance a été payée au Producteur.

Le Distributeur ne semble également pas avoir pris en compte dans ses prévisions relatives aux ententes d'énergies différées que, selon l'article 2.2.6 des conventions à compter de 2024, le Distributeur peut disposer d'un taux de livraison majoré si cela est nécessaire pour ramener le solde à zéro (0) au terme des conventions.

En concluant ces transactions il se prive donc, pour les années futures, d'une source d'approvisionnement en énergie et en puissance, qui selon l'expert Co Pham est la ressource post-patrimoniale la moins coûteuse.⁸⁴

Les transactions qui ont été effectuées en 2011 auront un impact financier non négligeable sur la clientèle du Distributeur qui en assume les coûts, perte de 37.3M\$, incluant la prime de puissance⁸⁵ pour 2011 et, à long terme, des achats à des prix plus élevés que ceux établis au conventions seront nécessaires selon les prévisions du Distributeur.

⁷⁹ R-3740-2010, pièce HQD-5 document 1 aux pages 5 à 6, et N.S. Vol. 6, 7 juin 2011 page 52;

⁸⁰ D-2010-099 page 15 paragraphe (60);

⁸¹ N.S. Vol 4, 3 juin 2011, page 88;

⁸² N.S. Vol 6, 7 juin 2011, page 47;

⁸³ N.S. Vol 6, 7 juin 2011, page 47 ;

⁸⁴ Pièce C-UC-0017, rapport de M. Co Pham page 26;

⁸⁵ Pièce C-UC-0017, rapport de M. Co Pham page 26 et note de bas de page 42 du dit rapport;

Finalement le Distributeur indique qu'il ne prévoit pas utiliser les Transactions financières au-delà de l'année 2011.⁸⁶ Pourtant, il indique en réponse à une demande de la Régie qu'en cas de scénario de demande plus faible, « *les stratégies utilisées en 2010 et 2011 pour la gestion du solde pourraient être utilisées à nouveau, soit la mise en place de transactions financières avec le Producteur pour réduire les quantités d'énergie du contrat en base.* »⁸⁷

Les ententes d'énergie différée ont été conclues afin de permettre au Distributeur de reporter dans le temps les livraisons des contrats de base et cyclable. L'utilité de ces ententes est donc une gestion multi annuelle des surplus et des approvisionnements. Or en concluant les transactions financières de 2011, il se prive, selon ses prévisions, d'une flexibilité additionnelle et de ressources pour les années 2025 et 2026.

Car, en vertu des ententes, non seulement le Distributeur peut-il demander des livraisons majorées à compter de 2024, s'il prévoit ne pas être en mesure de ramener le solde différée à 0 en 2027, mais, il peut également, selon l'article 2.2.8 des conventions et contrairement à ce qu'il appert soutenir, procéder à des reventes ponctuelles s'il prévoit que le solde du compte d'énergie différée serait trop important pour en disposer en 2027.

Il n'est pas prévu aux conventions d'énergie différée que le Distributeur renonce à recevoir des livraisons ou à les différer en transigeant avec Producteur. Ce qui est prévu c'est la possibilité pour le Producteur de racheter le solde s'il en est, à la fin des conventions.

Pourtant dans le présent dossier le Distributeur a émis l'opinion que « *s'il n'avait pas pris de mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée, il se serait placé en défaut par rapport à son fournisseur, s'exposant à une situation devant laquelle ce dernier aurait pu demander de mettre fin aux conventions d'énergie différée* »⁸⁸. De la réponse on déduit facilement que « *les mesures* » auxquelles il est fait ici référence sont les transactions financières puisque dans le paragraphe précédent de la même réponse le Distributeur se justifie comme suit : « *..., compte tenu du niveau actuel des besoins à approvisionner et des moyens dont il dispose, le Distributeur prévoit ne plus être en mesure de rappeler toute l'énergie qu'il souhaiterait différer. Dans ce contexte, toute quantité d'énergie ajoutée au compte d'énergie différée devra être revendue sur les marchés. Le Distributeur rappelle que, conformément à l'esprit des conventions, l'objectif est de gérer l'équilibre offre demande et non de spéculer sur les conditions de marché.* »⁸⁹

⁸⁶ Pièce B-0004, page 34 et tableau 4.1-2;

⁸⁷ HQD-4 document 1 page 19, réponse à la question 11.1;

⁸⁸ HQD-5 document 6 aux pages 3 et 4, réponse complémentaire à la Q. 6.2.1 de UC;

⁸⁹ HQD-5 document 6 aux pages 3 et 4, réponse complémentaire à la Q. 6.2.1 de UC;

Il appert donc que le Distributeur aurait convenu ces transactions financières avec le Producteur, parce qu'il est d'opinion qu'il ne pourrait utiliser l'énergie ajoutée au compte d'énergie différée compte tenu du niveau actuel des besoins à approvisionner, et que dans ce contexte il ne peut différer car cela serait fait uniquement dans le but de revendre.

Cette prise de position est pour le moins surprenante, puisque le solde d'énergie différée des conventions serait à zéro (0) deux 2 ans avant la fin des conventions, selon les prévisions du Distributeur lui-même.

Le Distributeur, questionné en audience sur son énoncé à l'effet que, s'il diffère ou éventuellement revend sur les marchés tout ou partie de ces quantités, en lieu et place des transactions financières, il serait en défaut par rapport aux conventions d'énergie différée et le Producteur pourrait y mettre fin, précise que c'est là sa propre interprétation de l'entente et qu'il n'a reçu aucune indication, verbale ou écrite, à cet effet du Producteur.⁹⁰

UC souligne que le Distributeur interprète erronément, de manière à la limite alarmiste, la situation et les termes des conventions et ce au détriment de sa clientèle qui devra ainsi assumer des coûts d'approvisionnements supplémentaires en 2011 (coûts des transactions financières) et possiblement dans le futur (coûts d'approvisionnement en 2025 et 2026).

Il se dégage des ententes, et cette interprétation a été vérifiée et confirmée par la Régie dans sa décision D-2008-76 que, le Distributeur peut procéder à des reventes. Par contre il est spécifié dans les attendus de l'entente que : « *le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergie à des fins spéculatives* » et cet énoncé est précisé dans les termes suivants : « *c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer un profit* ». ⁹¹

Dans un premier temps UC soumet que procéder à un rappel d'énergie pour faire une revente, afin de réduire le solde d'énergie différée sur la base de prévisions qui démontreraient que ce solde ne peut être écoulé avant 2027, n'est pas une opération interdite par les conventions. Cette interprétation de UC est conforme à la décision de la Régie, D-2008-76, rendue dans le cadre du dossier R-3648-2007 :

⁹⁰ N.S. Vol.3, 2 juin 2011, aux pages 212 et 213;

⁹¹ Cette interprétation est de nouveau confirmée par la Régie dans sa décision D-2008-133 page 34 : « *La Régie constate que ces Conventions permettront au Distributeur de réduire l'ampleur de ses reventes à court terme et de ses achats plus tard. Mais celui-ci indique aussi que dès l'année 2010, le profil de ses besoins anticipés est tel qu'il devra procéder à des achats durant les mois d'hiver et à des reventes durant les mois d'été¹⁰¹. Il aura donc besoin en tout temps de pouvoir transiger avec ses contreparties, à l'achat comme à la revente, pour réaliser ses équilibres offre/demande mensuels et même quotidiens. Dans sa décision D-2008-076, la Régie avait pris acte de cette possibilité de revente pendant toute la durée des Conventions, 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* »

«Le dernier « attendu » des deux Conventions se lit comme suit :
« **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** »¹⁰.

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)¹¹ que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020)¹², 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 Québécois¹³.

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).

L'interprétation de UC est également conforme aux représentations faites par les témoins du Distributeur lors des audiences tenues dans le cadre du dossier R-3648-2007, où en relation avec un solde de 9 TWh, le Distributeur explique :

«L'autre point que je veux amener aussi, mettre en lumière, lorsqu'on regarde le solde en deux mille onze (2011), on parle de neuf térawattheures (9 TWh). Au trente et un (31) décembre deux mille onze (2011), la connaissance du solde du compte est connu. On ne peut pas par la suite différer d'autres quantités en vertu des ententes actuelles. Nous avons devant nous neuf ans pour disposer de cette énergie-là, évidemment, on le souhaite, pour rencontrer des nouveaux approvisionnements. Mais, si c'est pas le cas, on va avoir neuf ans pour en disposer. Et ça pourrait se faire soit par de la revente si la demande ou les nouveaux approvisionnements n'étaient pas au rendez-vous.»⁹²

Un peu plus loin dans son témoignage le témoin indique que s'il y a des surplus, face à une baisse de la demande il faudra disposer du solde il précise que la revente est incluse dans le terme «disposer».

« disposer », on s'entend. « Disposer », il y a différentes options. Ça peut être... ça peut être de modifier notre offre. Ça peut être également d'en disposer via la revente, t'sais.»⁹³

Le témoin précise un peu plus loin en relation avec l'option de revente :

«Et on a toute la flexibilité et tout le loisir d'exercer cette option-là à la discrétion. Mais, ce qu'on mentionne, c'est que l'esprit de l'entente, ce n'est pas pour faire des ventes ou des achats de façon spéculative puis de faire de l'achat-revente, par exemple. C'est ça la question là. C'est pas de faire des exercices d'achat-revente à travers cette entente-là. Ce n'est pas l'objet.»⁹⁴

⁹² Pièce : C-UC- 00 , Dossier R-3648-2008, N.S. 30 avril 2008, page 30;

⁹³ Dossier R-3648-2008, N.S. 30 avril 2008, page 55;

⁹⁴ Dossier R-3648-2008, N.S. 30 avril 2008, page 56;

Le témoin précise également que ce qui est visé par cet attendu, et ce qui serait spéculatif serait par exemple de faire des achats sur les marchés parce que ceux-ci sont avantageux et se retrouvant en situation de surplus différer l'énergie des conventions afin d'en disposer plus tard quand les marchés seront meilleurs pour revendre.⁹⁵ La définition de l'esprit de l'entente alors présenté par HQD est donc que la spéculation serait d'acheter sur les marchés, en situation de surplus et différer l'énergie des conventions dans le but de la revendre et de faire ainsi un bénéfice. Or ce n'est pas le cas ici.

Le témoin de HQD précise également que s'il y a des surplus de 4TWh par année et un solde d'énergie différée de 9TWh le Distributeur ne dévie pas de l'entente s'il en dispose en revendant une partie du solde car il aura fait les meilleurs efforts pour que cette énergie serve au marché québécois.⁹⁶

De plus UC précise que vendre sur les marchés l'énergie rappelée afin de minimiser les pertes ou étaler les risques est bien loin de l'idée de procéder à des ventes pour faire un profit, après avoir acheter ailleurs à bas prix.

Le Distributeur aurait pu différer l'énergie qui a été l'objet des transactions financières dans l'espoir quelle serve au marché québécois, considérant ses prévisions de décembre 2010. Il aurait également pu prévoir revendre cette énergie par petite quantité afin de réduire le solde si la demande et/ou ses prévisions étaient à la baisse dans les années qui viennent. UC soumet que, de telles décisions auraient définitivement été dans l'intérêt des consommateurs et dans l'esprit des conventions d'énergie différée contrairement à ce que le Distributeur soutient dans sa réponse complémentaire à la question 6.2.1 de UC.⁹⁷

UC soumet que l'interprétation faite par le distributeur, des conventions d'énergie différée dans le cadre du présent dossier, afin de justifier les transactions financières avec le Producteur est erronée et est contraire à l'interprétation et les assurances relativement à la revente qui ont été données dans le cadre du dossier R-3648-2008. De plus l'interprétation du Distributeur ne se base pas sur les faits, dont l'état du solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions présenté au dossier.

ii) Recommandations et conclusions

UC soumet que les Transactions financières qui ont été conclues et exécutées en février 2011 et dans les mois qui ont suivis n'étaient pas dans l'intérêt de la charge québécoise et ne constituaient pas une solution aux meilleurs coûts considérant les circonstances ci-haut décrites.

⁹⁵ Dossier R-3648-2008, N.S. 30 avril 2008, pages 57 à 59;

⁹⁶ Dossier R-3648-2008, N.S. 30 avril 2008, page 77;

⁹⁷ HQD-5 document 6 pages 3 et 4;

UC a maintenu dans son mémoire que les besoins en énergie à l'horizon du présent Plan d'approvisionnement ont un biais non négligeable à la hausse, cette prévision même si elle s'avérait fondée, ne change en rien ce qui précède et l'opinion de UC à l'effet que le Distributeur n'a pas choisi la solution du moindre coût et celle qui serait la plus avantageuse pour les consommateurs québécois, puisqu'au moment où le Distributeur a pris la décision d'effectuer ses transactions avec le Producteur, le solde des conventions d'énergie différée était selon ses prévisions à zéro en 2025. Le Distributeur aurait dû, sur la base de ses propres prévisions, différer l'énergie et éviter d'avoir à payer la prime de puissance pour rien et le coût de transactions dont le prix est basé sur un prix de marché au moment où celui-ci est bas.

Dans son rapport complémentaire l'expert Co Pham constate que le Distributeur a justifié les Transactions financières uniquement en les comparant à une revente immédiate. Il souligne qu'un scénario où l'énergie est différée sans transactions financières, et les coûts associés n'ont pas été fournis malgré plusieurs demandes et décisions de la Régie.⁹⁸ UC soumet que les coûts des transactions financières de 2011 auraient dû être comparés aux coûts de différer.

UC soumet que les transactions financières exécutées entre le Distributeur et le Producteur en 2011, n'ont pas été valablement justifiées et ne constituent pas dans les circonstances du présent dossier la solution au moindre coût.

UC soumet que la Régie devrait dans ces circonstances indiquer au Banc qui siègera dans le prochain dossier tarifaire que le coût de ces transactions, incluant la prime de puissance qui a été payée ne devraient pas être admis dans les coûts des approvisionnements.

UC demande également, puisqu'il est fort possible, selon les témoignages rendus par le Distributeur au cours de la présente audience qu'à l'avenir il effectue de nouveau des transactions financières avec le Producteur, que la Régie indique au Distributeur qu'il ne pourra faire de telles transactions financières à l'avenir, qu'après avoir fait les meilleurs efforts de gestion, incluant de la revente progressive telle que décrite par l'expert Co Pham dans son rapport⁹⁹, et si les prévisions acceptées par la Régie indiquent qu'il y aura un solde positif important à l'échéance de 2027.

UC soumet que l'évaluation de l'importance du solde devra prendre en considération qu'en vertu des conventions d'énergie différée, si le Producteur décidait de ne pas exercer son option de rachat du solde, le Distributeur pourra racheter le solde au prix applicable lors de la dernière année contractuelle, et que dans ces circonstances la livraison s'effectuera à un taux de livraison de l'énergie équivalent au solde divisé par

⁹⁸ Pièce C-UC-0024 rapport complémentaire de M. Co Pham aux pages 19 et 20;

⁹⁹ Pièce C-UC-0017, page 21;

8,760 heures la livraison s'effectuera uniformément pendant 12 mois. Or la fin des contrats de base et cyclable est le 1^{er} mars 2027, le Distributeur pourrait alors bénéficier ou écouler un solde raisonnable pour une année au-delà de cette date.

Enfin avant de procéder à une transaction financière avec le Producteur, si un solde positif important dans le compte d'énergie différée à l'échéance des conventions le justifie, le Distributeur devra procéder à une démonstration chiffrée complète et une analyse des coûts de ces transactions et des alternatives, incluant différer l'énergie. En effet comme des variations importantes de la demande peuvent subvenir l'option de différer, si nécessaire avec des reventes graduelles, devrait toujours être prise en considération de même que ses coûts et bénéfices.

UC soumet respectueusement que la Régie devrait exiger à l'avenir des évaluations économiques détaillées chaque fois que le Distributeur désire effectuer des transactions financières avec le Producteur tel que recommandé par l'expert Co Pham lors de sa comparution du 14 juin 2011 :

« Je recommande également qu'à partir de deux mille douze (2012), la Régie exige une évaluation économique détaillée chaque fois que le Distributeur désire effectuer des transactions financières avec le Producteur, même si l'éventuelle justification du Distributeur sera soumise dans le cadre des dossiers tarifaires.»¹⁰⁰

et ce avant de procéder à la dite transaction.

De l'avis de UC, les évaluations économiques et les démonstrations du Distributeur à l'effet qu'il fait les meilleurs efforts pour gérer au moindre coût, le solde du compte d'énergie différée sont d'une importance capitale dans le processus de réglementation. Il s'agit en fait de l'atteinte de l'objectif de minimisation des coûts maintes fois énoncé par la Régie et de l'équité et de la transparence des opérations effectuées entre deux entités administratives d'Hydro-Québec dont seule *Hydro-Québec dans ses activités de distribution* est sous la juridiction de la Régie.

Ces transactions prenant place entre deux entités liées, à l'intérieur d'une seule et même entreprise, il est d'autant plus important qu'elles soient soumises à un examen détaillé complet, avant leur approbation, afin de s'assurer qu'elles n'avantagent pas une entité soit HQ Production, au détriment de la clientèle de l'autre entité soit HQ Distribution.

En conséquence de ce qui précède UC demande à la Régie :

- d'indiquer au Distributeur que dans le contexte du présent dossier il n'était pas contraire aux conventions d'énergie différé, que de différer l'énergie pour des besoins futurs et si nécessaire selon l'évolution de la demande de procéder à

¹⁰⁰ N.S. Vol. 7 14 juin 2011, page 23;

- des rappels et reventes étalées des surplus envisagés au terme des conventions;
- de déclarer que les conventions financières conclues en 2011 par le Distributeur n'étaient pas justifiées et que les sommes ainsi engagés par le Distributeur devront être prises en considération dans le dossier tarifaire et dans les dossiers tarifaires futurs;
 - d'imposer au Distributeur des conditions telles que mentionnées ci-haut soit : avant qu'il ne conclue et que la Régie n'approuve de nouvelles transactions à l'avenir;

5. ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE ET GESTION DES SURPLUS

5a) Évaluation des besoins énergétiques

Dans son rapport l'expert Co Pham constate que le taux de croissance annuel des besoins prévus par le Distributeur, augmente en 2015-16¹⁰¹ disproportionnellement aux autres années. Ce bond dans la croissance est dû au fait que le Distributeur inclut dans sa prévision un potentiel projet d'expansion de 500 MW pour le Secteur Industriel/aluminerie.

Tel que souligné par UC dans son mémoire¹⁰² et par M. Jean-François Blain dans son témoignage en audience¹⁰³ historiquement nous avons un écart important entre les ventes et les prévisions du secteur industriel.

Dans son témoignage, M. Blain attire l'attention sur le fait que *«comme en ont témoigné les gens du Distributeur, la prévision secteur industriel en particulier a été faite de telle sorte à conserver une marge en fait pour couvrir l'éventualité d'ajouts de charge significatifs. Une marge équivalente négative pour des fermetures ou des mises à l'arrêt n'a pas été conservée de façon générale dans la prévision.»*¹⁰⁴

M. Blain a souligné, avec raison, que l'examen des résultats démontre et ce à contrario de l'opinion du Distributeur que le risque n'est pas également réparti, et que dans les faits la tendance serait *«les ventes industrielles finissent nécessairement par être inférieures en moyenne de façon significative aux prévisions telles qu'elles étaient faites par le Distributeur.»*¹⁰⁵

¹⁰¹ Pièce C-UC-0017, page 20;

¹⁰² Pièce C-UC-0019, pages 21 et 22, Tableau C-UC-0026;

¹⁰³ N.S. Vol. 7, 14 juin 2011, page 36;

¹⁰⁴ N.S. Vol. 7, 14 juin 2011, page 38;

¹⁰⁵ N.S. Vol. 7, 14 juin 2011, page 39;

UC soumet que dans le cadre des prévisions, la possibilité soit de fermeture soit de diminution de la consommation du secteur industriel devrait être prise en compte au même titre que les ajouts de nouvelles charges. **UC soumet qu'il serait préférable de faire une répartition symétrique des risques dans l'élaboration des prévisions du secteur industriel/grande entreprise, plutôt que de ne considérer que les ajouts de charge.**

Enfin, comme le souligne l'expert Co Pham dans son rapport¹⁰⁶, si cet ajout de charge ne se concrétise pas, ou ne se concrétise pas dans l'année prévue, le Distributeur devra gérer des surplus énergétiques supplémentaires importants. Il suggère donc de planifier dès maintenant cette éventualité afin d'en limiter l'impact financier. UC demande à la Régie de retenir cette recommandation.

Afin d'optimiser la gestion des surplus UC recommande que les prévisions des besoins du secteur industriel prennent en compte tant les ajouts que les retraits de charge potentiels. UC soumet qu'une courbe croissante uniforme permettrait de mieux intégrer ces variables.

À défaut UC soumet que la Régie devrait demander au Distributeur de prévoir conjointement avec une prévision d'ajout de charge importante et donc dès maintenant les moyens de gestion des surplus qui résulteraient de la non réalisation de cet ajout.

5b) Importance de la Revente

La revente est un outil dont l'importance a été reconnue par la Régie et le Distributeur dans le cadre du dossier R-3648. Dans sa décision D-2008-133, la Régie soulignait :

«Il (le Distributeur) aura donc besoin en tout temps de pouvoir transiger avec ses contreparties, à l'achat comme à la revente, pour réaliser ses équilibres offre/demande mensuels et même quotidiens.»¹⁰⁷

«Elle relève également son intention d'alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme, afin d'y avoir recours le plus souvent possible, de réduire la durée de ces appels d'offres et de prendre rapidement une décision¹⁰⁴.

La Régie appuie toute action de la part du Distributeur permettant de stimuler la concurrence et la participation à ses activités d'achat ou de revente sur les marchés de court terme.»¹⁰⁸

«Il lui (le Distributeur) appartient de discuter et de s'entendre avec l'ensemble de ses partenaires et des principaux acteurs du marché pour mettre en place les moyens, par

¹⁰⁶ Pièce C-UC-0017, page 21;

¹⁰⁷ D-2008-133, page 34;

¹⁰⁸ D-2008-133, page 35;

exemple une page WEB sécurisée, qui permettront d'intéresser d'autres participants. L'objectif final est d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence. La Régie juge aussi que le niveau d'activité et la fréquence des transactions, à l'achat comme à la vente, aidera à l'atteinte de cet objectif tout en réduisant le recours à l'entente cadre et en limitant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Elle demande au Distributeur de l'informer des suites de ces démarches dans l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020.»¹⁰⁹

Or il appert que cet outil, la revente, est peu utilisé et que les mesures et processus d'amélioration recommandés par la Régie dans le cadre du dossier R-3648, n'ont pas été suivis. Le Distributeur ne nous offre aucune solution pour indiquer qu'il s'attaque à développer un contexte de conditions avantageuses pour la revente. Au contraire celui-ci se retranche derrière l'argument de la disponibilité aux interconnexions¹¹⁰, et celui du coût de ces transactions et ce, sans avoir entrepris de démarches pour réduire l'impact des obstacles allégués et améliorer les conditions de revente y compris les prix obtenus.

Dans le contexte où cet outil pourrait être une alternative intéressante et considérant les reventes élevées prévues en 2013 le Distributeur devrait poursuivre les démarches annoncées dans le cadre du dossier R-3748 et prévues à la décision D-2008-133.

Enfin et nonobstant ce qui précède l'expert Co Pham dans son rapport¹¹¹ indique que les reventes ou autres moyens de gestion déployés par le Distributeur sont coûteux. Il recommande donc la mise en place d'un contrat de stockage. UC appuie et recommande la mise en place d'une entente de stockage.

UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur :

- de poursuivre les démarches annoncées dans le cadre du dossier R-3648 et soulignées par la Régie dans sa décision D-2008-133 entre autre afin de permettre d'intéresser d'autres participants et d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence;**
- d'explorer plus à fond la possibilité de conclure une entente de stockage et si ce type de contrat n'est pas offert sur le marché québécois, d'approcher pour le demander des fournisseurs potentiels;**

6. FLEXIBILITÉ DU PLAN

UC constate que les stratégies d'approvisionnement déployées à ce jour par le Distributeur, n'ont pas pu pallier à réduire efficacement les coûts des surplus

¹⁰⁹ D-2008-133, page 37;

¹¹⁰ NS des 2 et 3 juin;

¹¹¹ Pièce C-UC-0017, à la page 22;

d'approvisionnement qui s'accumulent. De plus les nouvelles stratégies proposées sont incertaines et les coûts en sont inconnus. UC s'inquiète d'ailleurs du constat fait par l'expert Co Pham dans son rapport :

« Ces éléments de la stratégie du Distributeur, en cas d'une baisse de la demande, ne feraient que répéter les mêmes actions prises ces dernières années. Or, on sait que ces dernières ont résulté en des coûts très élevés pour les consommateurs québécois. Il faudrait donc les actualiser et étudier d'autres alternatives potentielles, par exemple le stockage d'énergie et le partage de l'énergie de TCE avec le Producteur ou avec d'autres partenaires potentiels (voir discussion précédente sur ces alternatives potentielles). »¹¹²

UC s'inquiète donc du fait que ces nouvelles stratégies n'offriront qu'une flexibilité limitée et ce à grand frais.

7. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS POUR LES BESOINS DE POINTE

7a) Ressources potentielles

Dans son rapport l'expert Co Pham constate que la puissance révisée pour le projet Éolien III, entraîne un ajout de puissance additionnelle requise d'environ 100 MW¹¹³, toutefois le Distributeur a retenu la même quantité de réserve en puissance.

Pour combler les besoins de puissance à compter de l'hiver 2015-2016, le Distributeur indique qu'il sollicitera, par appels d'offre ciblés en gestion de la consommation la participation de fournisseurs.¹¹⁴ Considérant le potentiel de risque lié à l'incertitude de ces moyens de gestions, il prévoit accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins.¹¹⁵

Cette solution entraînerait des coûts importants, sinon démesurés, considérant les solutions de transport envisagées, pour les consommateurs.¹¹⁶

L'expert Co Pham souligne l'intérêt d'avoir plutôt recours aux appels au public et au déploiement de campagnes d'information à cet effet.¹¹⁷

Bien que le Distributeur n'ait pas fournis les coûts associés aux appels au public, l'expert présume, sans doute avec raison, que « *les coûts associés aux appels au public seraient*

¹¹² Pièce C-UC-0017, page 32;

¹¹³ Pièce C-UC-0017, page 34;

¹¹⁴ HQD-1 document 1 page 47 et HQD-4 document 2 page 3;

¹¹⁵ HQD-4 document 1 page 34 réponse à la question 18.1;

¹¹⁶ Voir les commentaires de l'expert Co Pham aux pages 36 et 37 de son rapport du 19 avril 2011, pièce C-UC-0017;

¹¹⁷ Pièce C-UC-0017 pages 37 et 38;

fort probablement inférieurs à ceux requis pour importer une quantité d'électricité équivalente à celle qui serait effacée suite aux appels au public et pour construire, le cas échéant, de nouvelles installations de transport et d'interconnexion. Par ailleurs, les appels au public n'ont aucun impact négatif sur l'environnement. En somme, ces derniers constitueraient un outil économique et respectueux de l'environnement permettant au Distributeur de réduire la facture des livraisons en puissance lors des heures les plus chargées du réseau.»¹¹⁸

Pour UC ces motifs énoncés par l'expert militent définitivement en faveur des appels au public comme moyen de gestion de la pointe et des besoins en puissance. D'autant plus que ce moyen aura également l'avantage de réduire la facture de transport du Distributeur.¹¹⁹

7b) Recommandations et Conclusions

UC demande que la Régie ordonne au Distributeur :

- **de fournir des justifications et démonstrations plus élaborées relativement à la provision supplémentaire de la réserve en puissance;**
- **de tenir compte de l'appel au public dans la planification des moyens de gestion de la pointe, et d'instaurer immédiatement une campagne d'information à cet effet;**

8. DÉMONSTRATION DE MINIMISATION DES COÛTS

UC soumet que le Distributeur ne s'est pas déchargé des obligations que lui imposent les articles 72 de la LRE, 1 et 3.1 du règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement et du paragraphe 31 du Guide de dépôt.

Il n'a pas démontré de manière probante que les stratégies proposées assureront des approvisionnements suffisants et fiables pour satisfaire les besoins de sa clientèle en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan ni qu'elles satisferont ces besoins au plus bas coût possible.

En effet le Distributeur n'a pas fourni d'informations suffisantes, d'alternatives et de coûts estimés réalistes pour les nouvelles stratégies qu'il propose. Et ce malgré des demandes répétées de la part des intervenants et de la Régie.

UC soumet que le plan tel que proposé doit être rejeté par la Régie. UC soumet également que la Régie devrait réserver sa décision relativement à l'approbation du

¹¹⁸ Pièce C-UC-0017 page 38;

¹¹⁹ Pièce C-UC-0017 page 38;

plan d’approvisionnement 2011-2020 sous réserve que le Distributeur lui fournisse les informations et précisions soulevées dans la présente argumentation.

En effet les informations soumises par le Distributeur dans le cadre du présent dossier, au soutien de sa demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2011-2020, ne permettront pas à la Régie de juger de la performance du Distributeur, entre autre en relation avec la minimisation des coûts d’approvisionnement, puisque ceux-ci demeurent soient inconnus soient vagues ou indéterminés et sans assises précises.

Le Distributeur ne pourrait donc pas répondre de sa performance tel que souligné par la Régie dans sa décision D-2008-133

« Dans l’optique où la minimisation des coûts d’approvisionnements postpatrimoniaux est un élément important de la stratégie d’approvisionnement du Distributeur, celui-ci répond de sa performance dans le cadre des dossiers tarifaires.»¹²⁰

Enfin, considérant les surplus accumulés, leur coûts de gestion et le biais historique à la hausse des prévisions de la demande, UC soumet à la Régie qu’il serait peut-être pertinent d’instaurer une politique où Hydro-Québec serait en partie responsable d’assumer tout ou partie des coûts qui découlent de la surestimation chronique de ses besoins et de la gestion de ses surplus en tenant indemne sa clientèle de tout ou partie de ces coûts.

9. LES ALTERNATIVES

Nous avons traité dans les diverses sections de la présente argumentation de diverses alternatives possibles. Ces alternatives se retrouvent également dans le mémoire de UC, les deux rapports d’expert déposés en preuve et dans la preuve orale soumise en audience.

UC soumet donc à la Régie que des alternatives existent, elles sont parfois ignorées complètement par le Distributeur, parfois mises de côté sans une analyse ou démarche sérieuse sur la base de présomption non justifiées. Il est également à craindre que certaines de ces alternatives seront impossibles à explorer ou à mettre en place faute d’avoir agi à temps.

Malheureusement, principalement en ce qui concerne la gestion des surplus la Régie se voit mise par le Distributeur devant un fait accompli, ou faute de temps la seule alternative possible est la vente sur les marchés de court terme, domaine que le Distributeur n’a toujours pas maîtrisé, pour lequel il ne cache pas son peu d’intérêt, et

¹²⁰ D-2008-133, page 36;

qui demeure la plupart du temps la solution la plus coûteuse selon ses scénarios. Dans ce contexte des ententes et transactions coûteuses sont conclues à titre de moindre mal avec le Producteur, qui en tire tout les avantages, au détriment des consommateurs.

Il serait essentiel que la Régie indique au Distributeur que la revente sur les marchés de court terme, bien qu'elle puisse être un outil intéressant, n'est pas la seule alternative possible, et ne doit pas être la seule base de comparaison des solutions alternatives proposées.

10. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La preuve du Distributeur a évolué et s'est en partie modifiée entre le moment du dépôt initial de sa preuve écrite et la fin des présentes audiences. Dans le cadre de la présente argumentation UC a choisi de traiter principalement de la preuve du Distributeur présentée en audience, puisque UC avait déjà dans le cadre des rapports d'expert et de son mémoire traité de la preuve écrite du Distributeur.

La présente argumentation n'a donc pas reprise l'entièreté du mémoire, des deux rapports d'expert et de la preuve rendue oralement en audience par UC. Il ne faut toutefois pas conclure que UC ne retient pas les observations et recommandations contenues dans ces preuves. Au contraire ces documents et témoignages sont parties intégrantes de la preuve de UC qui espère que la Régie en tiendra compte dans sa décision.

Les conclusions contenues à la présente argumentation et reproduites ci-dessous n'excluent donc aucunement les recommandations et conclusions contenues dans les rapports d'expert et le mémoire déposés par UC en preuve.

Préambule

UC demande à la Régie d'exercer à sa discrétion son pouvoir de recommandation dans le cadre de l'examen de ce quatrième Plan d'approvisionnement triennal pour indiquer au Gouvernement du Québec que des changements majeurs sont requis en ce qui concerne la planification et l'acquisition des approvisionnements postpatrimoniaux de la division Distribution ainsi qu'en ce qui concerne le stockage et la disposition des surplus d'approvisionnements engagés.

UC demande également à la Régie de rendre toute ordonnance qu'elle jugera utile afin de responsabiliser le Distributeur conjointement avec Hydro-Québec intégré et son actionnaire pour tous les coûts financiers découlant de l'accumulation et de la gestion des surplus.

Introduction

UC demande à la Régie de constater que le Distributeur n'a pas démontré que les moyens qu'il entend mettre en œuvre sécuriseront les approvisionnements aux moindres coûts.

Prévision de la demande

UC soumet que la prévision des besoins doit être revue à la baisse. UC demande à la Régie de ne pas retenir la prévision du Distributeur et de réviser celle-ci à la baisse

UC demande à la Régie de ne pas retenir la prévision déposée par Hydro-Québec au dossier et de considérer que, en fait, la croissance de la demande risque d'être encore plus faible que la dernière prévision d'Hydro-Québec et donc que l'ampleur des surplus sur l'horizon de la prochaine décennie risque d'être significativement plus élevé,

NOUVELLES STRATÉGIES PROPOSÉES

Modulation des livraisons de TCE

UC demande à la Régie d'indiquer au Distributeur :

- qu'il ne doit pas attendre en 2015 «pour régler le problème de TCE»
- que sa position selon laquelle il «*entend conserver le plein potentiel de production de la centrale*»¹²¹ est irréaliste et ne peut que s'avérer très coûteuse pour les consommateurs.

UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur :

- de prendre action immédiatement afin d'analyser toutes les solutions possibles et leurs coûts et entre autres ;
 - de faire les démarches requises afin de tenter de trouver une contre partie en association et/ou d'écouler l'énergie par vente de long terme ferme sur 6-8 mois de l'année pour plusieurs et ce sans délais;
 - d'obtenir tel que mentionné en audiences la position du Producteur relativement à l'utilisation possible, entre autre en remplacement des centrales Gentilly et/ou Tracy, de la Production de TCE à court terme et à plus long terme et de faire rapport sur le résultat de ces discussions dans un délai rapproché;
 - d'entreprendre les démarches nécessaires pour trouver une contre partie pour le partage de la production de TCE;
 - d'entreprendre les démarches nécessaires pour procéder à des ventes de long terme sur les marchés voisins;

¹²¹ HQD-5 Document 6 page 7, réponse complémentaire à la question 9.2;

- de comparer par la suite ces solutions à celle de l'arrêt de la centrale de TCE, sur 6-8 mois par année à l'aide d'une analyse de coûts et bénéfices;

UC soumet à la Régie que les pertes financières découlant de revente de surplus, ne devraient pas être évaluées en les comparant uniquement aux pertes sur les ventes de court terme.

Le 400 MW additionnel non garanti des conventions d'énergie différée

UC est d'avis que la preuve présentée relativement à ce 400 MW est incomplète en ce que l'inclusion du 400 MW non garanti par le Producteur, comme une ressource confirmée fausse les résultats et ce tant au niveau des besoins, des coûts de ces besoins qu'au niveau des surplus et des coûts de leur disposition.

Premièrement UC soumet, tel que suggéré par l'expert Co Pham que le Distributeur devrait entamer des discussions avec le Producteur afin de garantir la fourniture du 400 MW, pour une période minimum de 3 à 5 ans¹²² et ce sans délais.

Deuxièmement, si le Distributeur ne peut obtenir de garantie de livraison, il ne devrait pas inclure ce 400 MW à son bilan de puissance à titre de nouveaux moyens comme s'il était garanti. En effet, la gestion des risques associés à la non livraison de cette puissance non garantie devrait être prise en compte de même que les impacts qu'elle aurait sur la gestion des conventions d'énergie différée, les surplus qui en découleraient et les moyens et coûts pour en disposer.

UC recommande donc à la Régie qu'elle demande au Distributeur d'entamer des discussions avec le Producteur, le plus rapidement possible afin de garantir pour une période minimum de 3 à 5 ans la livraison de ce 400 MW de puissance. Dans l'intervalle et tant que cette garantie ne sera pas obtenue, UC soumet à la Régie qu'elle devrait demander au Distributeur d'amender son Plan d'approvisionnement afin de prendre en considération toutes les conséquences d'une non livraison (impact sur les conventions, sur les surplus et les coûts engendrés quant à ces éléments) et non seulement les coûts d'achat de court terme en remplacement.

Entente globale de modulation avec le producteur (EGM)

UC ne peut que constater que nous n'avons toujours aucune idée des coûts totaux qui découleront de cette entente ni de son contenu. Il est donc impossible pour le moment d'en recommander l'acceptation.

Toutefois même si cette entente venait à être conclue à des conditions «avantageuses» pour la clientèle du Distributeur, il demeure qu'une entente de stockage multi annuelle

¹²² N.S. Vol. 7, 14 juin 2011, pages 16 et 17;

et inter annelle demeure un outil que le Distributeur devrait demander au Producteur de lui fournir et si nécessaire intercéder auprès de son actionnaire pour l'obtenir.

UC recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de tenir des discussions avec son actionnaire afin que les coûts réels engagés par le Producteur pour rendre les services qui seront inclus dans l'EGM, soient pris en considération dans la détermination du prix des services offerts et recherchés et que le prix à payer par le Producteur lorsqu'il acquiert des droits ou de l'énergie destinée par contrat au Distributeur (solde de l'EGM en fin d'année), soit celui du coût moyen des contrats assujettis à l'entente.

UC recommande également que cette entente si elle est conclue soit multi-annuelle .

UC recommande que les coûts complets de l'entente de même que de ses alternatives soient soumis à la Régie et aux intervenants avant la conclusion de la dite entente. Les coûts présentés au tableau R22.1 étant de toute évidence incomplets et ne représentant pas la seule alternative possible.

Enfin UC recommande que le Distributeur fasse activement des démarches afin d'obtenir du Producteur ou d'un autre fournisseur une entente de stockage.

UC demande à la Régie de rendre les ordonnances requises pour que le Distributeur mette en application les recommandations de UC.

Transactions financières

UC soumet que les transactions financières exécutées entre le Distributeur et le Producteur en 2011, n'ont pas été valablement justifiées et ne constituent pas dans les circonstances du présent dossier la solution du moindre coût.

UC soumet que la Régie devrait dans ces circonstances indiquer au Banc qui siègera dans le prochain dossier tarifaire que le coût de ces transactions, incluant la prime de puissance qui a été payée ne devraient pas être admis dans les coûts des approvisionnements.

UC demande également, puisqu'il est fort possible, selon les témoignages rendus par le Distributeur au cours de la présente audience qu'à l'avenir il effectue de nouveau des transactions financières avec le Producteur, que la Régie indique au Distributeur qu'il ne pourra faire de telles transactions financières à l'avenir, qu'après avoir fait les meilleurs efforts de gestion, incluant de la revente progressive telle que décrite par

l'expert Co Pham dans son rapport¹²³, et si les prévisions acceptées par la Régie indiquent qu'il y aura un solde positif important à l'échéance de 2027.

UC soumet que l'évaluation de l'importance du solde devra prendre en considération qu'en vertu des conventions d'énergie différée, si le Producteur décidait de ne pas exercer son option de rachat du solde, le Distributeur pourra racheter le solde au prix applicable lors de la dernière année contractuelle, et que dans ces circonstances la livraison s'effectuera à un taux de livraison de l'énergie équivalent au solde divisé par 8,760 heures la livraison s'effectuera uniformément pendant 12 mois. Or la fin des contrats de base et cyclable est le 1^{er} mars 2027, le Distributeur pourrait alors bénéficier ou écouler un solde raisonnable pour une année au-delà de cette date.

Enfin avant de procéder à une transaction financière avec le Producteur, si un solde positif important dans le compte d'énergie différée à l'échéance des conventions le justifie, le Distributeur devra procéder à une démonstration chiffrée complète et une analyse des coûts de ces transactions et des alternatives, incluant différer l'énergie. En effet comme des variations importantes de la demande peuvent subvenir l'option de différer, si nécessaire avec des reventes graduelles, devrait toujours être prise en considération de même que ses coûts et bénéfices.

UC soumet respectueusement que la Régie devrait exiger à l'avenir des évaluations économiques détaillées chaque fois que le Distributeur désire effectuer des transactions financières avec le Producteur tel que recommandé par l'expert Co Pham lors de sa comparution du 14 juin 2011 :

« Je recommande également qu'à partir de deux mille douze (2012), la Régie exige une évaluation économique détaillée chaque fois que le Distributeur désire effectuer des transactions financières avec le Producteur, même si l'éventuelle justification du Distributeur sera soumise dans le cadre des dossiers tarifaires.»¹²⁴

et ce avant de procéder à la dite transaction.

De l'avis de UC, les évaluations économiques et les démonstrations du Distributeur à l'effet qu'il fait les meilleurs efforts pour gérer au moindre coût, le solde du compte d'énergie différée sont d'une importance capitale dans le processus de réglementation. Il s'agit en fait de l'atteinte de l'objectif de minimisation des coûts maintes fois énoncé par la Régie et de l'équité et de la transparence des opérations effectuées entre deux entités administratives d'Hydro-Québec dont seule *Hydro-Québec dans ses activités de distribution* est sous la juridiction de la Régie.

¹²³ Pièce C-UC-0017, page 21;

¹²⁴ N.S. Vol. 7 14 juin 2011, page 23;

Ces transactions prenant place entre deux entités liées, à l'intérieur d'une seule et même entreprise, il est d'autant plus important qu'elles soient soumises à un examen détaillé complet, avant leur approbation, afin de s'assurer qu'elles n'avantagent pas une entité soit HQ Production, au détriment de la clientèle de l'autre entité soit HQ Distribution.

En conséquence de ce qui précède UC demande à la Régie :

- d'indiquer au Distributeur que dans le contexte du présent dossier il n'était pas contraire aux conventions d'énergie différencié, de différer l'énergie pour des besoins futurs et si nécessaire selon l'évolution de la demande de procéder à des rappels et reventes étalées des surplus envisagés au terme des conventions;
- de déclarer que les conventions financières conclues en 2011 par le Distributeur n'étaient pas justifiées sur la base des faits alors connus et que les sommes ainsi engagées par le Distributeur devront être prises en considération dans le dossier tarifaire et dans les dossiers tarifaires futurs;
- d'imposer au Distributeur des conditions telle que mentionnées ci-haut avant qu'il ne conclue et que la Régie n'approuve de nouvelles transactions financières à l'avenir;

ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE ET GESTION DES SURPLUS

Évaluation des besoins énergétiques

UC soumet qu'il serait préférable de faire une répartition symétrique des risques dans l'élaboration des prévisions du secteur industriel/grande entreprise, plutôt que de ne considérer que les ajouts de charge et demande à la Régie de donner des indications en conséquence au Distributeur.

Afin d'optimiser la gestion des surplus UC recommande que les prévisions des besoins du secteur industriel prennent en compte tant les ajouts que les retraits de charge potentiels. UC soumet qu'une courbe croissante uniforme permettrait de mieux intégrer ces variables. UC demande à la Régie de retenir ses recommandations et d'ordonner au Distributeur de prendre les actions nécessaires pour en tenir compte.

À défaut UC soumet que la Régie devrait de retenir la recommandation de l'expert Co Pham et demander au Distributeur de planifier dès maintenant l'éventualité qu'un ajout de charge prévu ne se concrétise pas, ou ne se concrétise pas dans l'année prévue et de demander au Distributeur de prévoir conjointement avec une prévision d'ajout de charge importante les moyens de gestion des surplus qui résulteraient de la non réalisation de cet ajout.

Importance de la Revente

UC demande à la Régie de d'ordonner au Distributeur :

- de poursuivre les démarches annoncées dans le cadre du dossier R-3648 et soulignées par la Régie dans sa décision D-2008-133 entre autre afin de permettre d'intéresser d'autres participants et d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence;
- d'explorer plus à fond la possibilité de conclure une entente de stockage et si ce type de contrat n'est pas offert sur le marché québécois, d'approcher pour le demander des fournisseurs potentiels;

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS POUR LES BESOINS DE POINTE

UC demande que la Régie ordonne au Distributeur :

- de fournir des justifications et démonstrations plus élaborées relativement à la provision supplémentaire de la réserve en puissance;
- de tenir compte de l'appel au public dans la planification des moyens de gestion de la pointe, et d'instaurer immédiatement une campagne d'information à cet effet;

DÉMONSTRATION DE MINIMISATION DES COÛTS

UC soumet que le Distributeur ne s'est pas déchargé des obligations que lui imposent les articles 72 de la LRE, 1 et 3.1 du règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement et du paragraphe 31 du Guide de dépôt. Il n'a pas démontré de manière probante que les stratégies proposées assureront des approvisionnements suffisants et fiables pour satisfaire les besoins de sa clientèle en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan ni qu'elles satisferont ces besoins au plus bas coût possible.

UC demande à la Régie de confirmer ce constat de UC

UC demande en conséquence à la Régie de refuser l'approbation du plan d'approvisionnement tel que soumis par le Distributeur et UC demande à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'elle réserve sa décision relativement à l'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 en attendant que le Distributeur lui fournisse les informations et précisions demandées dans la présente argumentation.

Finalement considérant les surplus accumulés, leur coûts de gestion et le biais historique à la hausse des prévisions de la demande, UC soumet à la Régie qu'il serait peut-être pertinent d'instaurer une politique où Hydro-Québec serait en partie responsable d'assumer tout ou partie des coûts qui découlent de la surestimation chronique de ses besoins et de la gestion de ses surplus en tenant indemne sa clientèle de tout ou partie de ces coûts.

LES ALTERNATIVES

UC a soulevé dans la présente argumentation diverses alternatives possibles elle souligne toutefois qu'il est essentiel que la Régie indique au Distributeur que la revente sur les marché de court terme, bien qu'elle puisse être un outil intéressant, n'est pas la seule alternative possible, et ne doit pas être la seule base de comparaison des solutions alternatives proposées.

Le tout respectueusement soumis,

Ce 28 juin 2011



Me Hélène Sicard, procureur
pour l'Union des consommateurs