

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2012-2013

RAPPORT D'EXPERTISE DE
Co Pham, PhD, ing.
Préparé à la demande de
UNION DES CONSOMMATEURS

14 novembre 2011

TABLE DES MATIÈRES

CONTEXTE ET BUT DU RAPPORT.....	3
SECTION 1. COÛTS ASSOCIÉS AUX STRATÉGIES DE GESTION DES APPROVISIONNEMENTS ET DES SURPLUS ET PRÉVISION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS ÉLECTRIQUES POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2012-2013	4
1. CONTEXTE	4
2. COÛTS ASSOCIÉS AUX TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2012.....	6
3. COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (EGM)	17
SECTION 2. MISE À JOUR DU TARIF DT ET SON CALIBRAGE	28

CONTEXTE ET BUT DU RAPPORT

Dans le cadre du dossier R-3776-2011 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'Union des consommateurs (UC) m'a confié le mandat d'expertiser certains travaux effectués par le Distributeur portant sur deux enjeux:

- les coûts associés aux stratégies de gestion des approvisionnements et des surplus et prévision des coûts d'approvisionnements électriques pour l'année tarifaire 2012-2013 (HQD-5, Document 1); et
- la mise à jour du tarif DT et son calibrage (HQD-12, Document 2, pages 27 à 38).

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

Il importe de souligner que ces deux enjeux ont été acceptés par la Régie comme sujets à débattre dans le présent dossier. En effet, la décision D-2011-144 énonce ce qui suit :

« Pour sa part, l'UC remarque que les coûts associés aux surplus d'approvisionnements postpatrimoniaux constituent l'un des trois plus importants éléments expliquant la hausse tarifaire de 1,7 % demandée par le Distributeur dans le cadre du présent dossier. Elle soumet que les ventes régulières du Distributeur, et ses besoins en énergie, se sont significativement éloignés de ses prévisions déposées dans le cadre des plans d'approvisionnement au cours des huit dernières années, même à court terme, et que cela a été démontré lors de l'examen du Plan d'approvisionnement. Dans ce contexte, l'UC soumet que toute modification à la stratégie de gestion des surplus d'approvisionnement envisagée pour faire face à la situation particulière d'une année tarifaire doit être examinée tant en fonction de sa conformité aux orientations à plus long terme définies aux plans d'approvisionnement qu'en fonction de son incidence sur les revenus requis et de son impact sur les tarifs des clients. [...]

*La Régie considère que les préoccupations des intervenants visant à **clarifier les impacts de la stratégie d'approvisionnement sur le revenu requis sont légitimes. La Régie juge pertinent d'examiner au présent dossier la question des approvisionnements, incluant les transactions financières avec le Producteur, sous l'angle des coûts et des prévisions de coûts générés par les approvisionnements pour l'année tarifaire 2012.** Toutefois, la Régie ne permettra pas de débat relatif aux stratégies d'approvisionnement qui sont traitées au dossier portant sur le Plan d'approvisionnement. » (D-2011-144, page 8) [mes soulignés]*

Et :

« La Régie précise que c'est la mise à jour du tarif DT et son calibrage qui peuvent être questionnés. L'avenir du tarif DT, au-delà de l'année tarifaire, n'est pas un enjeu dans le cadre du présent dossier. » (D-2011-144, page 9). (mes soulignés)

Bien que le mandat d'examiner ces deux enjeux du dossier R-3776-2011 me soit donné par UC, il importe de souligner que les opinions et recommandations exprimées dans le présent rapport sont soumises à la Régie à titre de celles d'un témoin expert indépendant. À cet effet, j'ai réalisé des évaluations en respectant les encadrements de la Régie exprimés dans son document intitulé « *Attentes de la Régie relatives aux rôles des témoins experts* », notamment les suivants:

« Le rôle du témoin expert est d'éclairer la Régie et de l'aider à évaluer la preuve qui relève de l'expertise que la Régie lui reconnaît. Il doit ainsi présenter à la Régie une position indépendante et objective susceptible de l'aider à rendre la meilleure décision. (...)

Le témoin expert doit toujours se rappeler que son devoir premier est à l'égard de la Régie et non à l'égard du participant qui a retenu ses services. Il évite ainsi de se comporter en représentant du participant qui l'engage. (...)

Finalement, le témoin expert doit fonder son opinion sur une lecture non partisane des informations recueillies et sur les connaissances les plus actuelles qu'il possède. »

SECTION 1

COÛTS ASSOCIÉS AUX STRATÉGIES DE GESTION DES APPROVISIONNEMENTS ET DES SURPLUS ET PRÉVISION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENTS ÉLECTRIQUES POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2012-2013

1. CONTEXTE

Dans sa décision D-2011-144 (page 8), la Régie précise ce qui suit :

« La Régie considère que les préoccupations des intervenants visant à clarifier les impacts de la stratégie d'approvisionnement sur le revenu requis sont légitimes. La Régie juge pertinent d'examiner au présent dossier la question des approvisionnements, incluant les transactions financières avec le Producteur, sous l'angle des coûts et des prévisions de coûts générés par les approvisionnements pour l'année tarifaire 2012. Toutefois, la Régie ne permettra pas de débat relatif aux stratégies d'approvisionnement qui sont traitées au dossier portant sur le Plan d'approvisionnement. » (mes soulignés).

Ma compréhension de l'extrait ci-haut reproduit est à l'effet que la formation chargée du présent dossier accepte que les experts et les intervenants discutent des stratégies qui ont des impacts sur les coûts d'approvisionnements pour l'année 2012 et/ou qui n'ont pas été traitées dans le cadre du dossier R-3748-2011 portant sur le Plan d'approvisionnement du Distributeur.

À cet effet, notons que la Régie elle-même a posé de nombreuses questions sur les stratégies d'approvisionnement ayant des incidences sur les coûts d'approvisionnement pour l'année 2012 dans sa DDR no 1 au Distributeur, par exemple :

- la question 14.1 demandant au Distributeur de : « commenter **la stratégie d'approvisionnement à court terme** relativement à la prévision de la demande 2012, notamment **l'utilisation des approvisionnements de long terme à l'égard de celle-ci** [i.e. appariement entre les moyens et les besoins]. » (B-0066, HQD-14, Document 1.1, page 36); [mes soulignés]
- la question 14.2 : « Disposant régulièrement de mises à jour de la prévision des ventes, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne procède pas à davantage de reventes d'énergie en cours d'année afin d'amoinrir **l'impact financier des surplus d'approvisionnements sur les tarifs** » (B-0066, HQD-14, Document 1.1, page 36);(mes soulignés)
- la question 18.1 : « Considérant la référence (iv), veuillez **justifier le recours à des transactions financières en 2012** ». (B-0066, HQD-14, Document 1.1, page 44);

-
- la question 18.3 : « Veuillez présenter la **stratégie** d'utilisation de transactions financières du Distributeur ». (B-0066, HQD-14, Document 1.1, page 46).[mes soulignés].

Dans cette section, j'examinerai entre autres les stratégies d'approvisionnement du Distributeur *sous l'angle des coûts et des prévisions de coûts générés par les approvisionnements pour l'année tarifaire 2012.*

À titre d'exemple, le Distributeur justifie les coûts reliés aux transactions financières avec le Producteur en 2012 par sa stratégie de ne pas différer d'énergie en 2012, il faudrait donc examiner la justesse et/ou le bien fondé de cette stratégie dans l'optique de bien apprécier la pertinence d'inclure ces coûts dans les revenus requis du Distributeur en 2012.

Je sou mets donc respectueusement que cette approche est conforme à la décision procédurale D-2011-144 du présent dossier.

2. COÛTS ASSOCIÉS AUX TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR EN 2012

2.1 Contexte

Dans le présent dossier, le Distributeur inclut un montant de **17,3 M\$** associés aux transactions financières avec le Producteur, pour la revente de **2,1 TWh** du contrat en base, dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012.

Ces transactions financières ne visent pas directement la satisfaction des besoins énergétiques des consommateurs québécois en 2012. Il s'agit plutôt d'une revente à pertes des surplus énergétiques du Distributeur dans une optique de long terme.

Par ces transactions, le Distributeur renonce à toute utilisation ultérieure d'une quantité d'énergie à prix avantageux, si elle était différée en vertu des conventions d'énergie différée. En ne différant pas l'énergie du contrat de base en 2012, le Distributeur réduit sa capacité d'équilibrer ses approvisionnements de façon *multi-annuelle* en fonction de l'évolution des besoins de sa clientèle. Rappelons que les conventions d'énergie différée sont pour le moment le seul et unique outil du Distributeur pour équilibrer sur un horizon de plusieurs années les ressources en fonction des besoins des consommateurs.

Par contre, par ces transactions, le Producteur gardera à sa disposition cette ressource peu coûteuse tout en obtenant en plus 17,3 M\$.

Sous un autre angle, cette façon particulière de disposition des surplus du Distributeur élimine toute forme de concurrence entre les acheteurs potentiels d'énergie en surplus du Distributeur qui pourrait lui permettre de maximiser ses revenus de revente d'énergie d'ici 2027.

La présente section de mon rapport vise à aider la Régie à statuer sur le caractère juste et raisonnable de ces montants que le Distributeur souhaite inclure dans ses revenus requis de 2012. Je souligne également que j'ai déjà traité de cette question dans le cadre de mes rapports et de mes témoignages dans les dossier R-3748 et R-3740.

2.2 Commentaires sur la justification du Distributeur

Le Distributeur justifie ces transactions de la façon suivante :

« 2.2. Approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2012

2.2.1. Stratégie proposée

La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Sur cette base, le Distributeur **n'entend pas différer d'énergie en 2012**, mais verra plutôt à reconduire les **transactions financières avec le Producteur**. » (B-0022, page 9, lignes 1 à 8). » (mes soulignés)

Le Distributeur tient des propos similaires dans sa réponse à la question 2.3 de UC :

« Le Distributeur rappelle que la baisse des besoins observée au cours des dernières années sur l'horizon 2011-2027 est telle qu'il ne peut plus différer d'énergie en 2012 et espérer la reprendre avant la fin des conventions. [...]

La solution la plus avantageuse pour la clientèle afin de disposer de ces surplus est de procéder aux transactions financières avec le Producteur, , (sic) ce qui évitent au Distributeur d'assumer tous les frais associés à l'alternative à ces transactions, soit la revente sur les marchés. Cette solution représente un gain d'environ 24 M\$. » (B-0077, page 5).

À l'égard de la revente des surplus, rappelons en premier lieu que la décision D-2008-076 (page 6) stipule clairement que la possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements et pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée.

De plus, suite à son examen des transactions financières avec le Producteur dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748), la Régie énonce ce qui suit :

« [182] La Régie considère que le Distributeur a avantage à maintenir ouverte et active l'option de revente de certaines quantités **sur les marchés** pour équilibrer son bilan en énergie, en conservant le maximum de flexibilité, et pour assurer une gestion prudente et efficace de ses approvisionnements. » (R-3748-2010, A-0072, D-2011-162, page 56). (mes soulignés).

Pour apprécier la pertinence et la justesse de la proposition du Distributeur de procéder aux transactions financières avec le Producteur en 2012, il faudrait pouvoir la comparer avec l'alternative de différer d'énergie et/ou de revendre certaines quantités d'énergie sur les marchés sur une période de plusieurs années.

Quant au solde du compte d'énergie différée à l'échéance du contrat, soit en 2027, l'article 2.2.8 de la *Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité – Livraisons en base – 350 MW- entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production* prévoit des modalités de dispositions lorsque le solde est positif. Par conséquent, l'objectif de ramener à zéro le solde du compte à l'échéance des conventions n'est pas une **contrainte absolue**.

Selon ma compréhension des conventions d'énergie différée, le Distributeur peut effectuer des reports d'énergie pour satisfaire les futurs besoins québécois et non pas à des fins spéculatives en vue d'en tirer profit.

De plus, rien n'empêche le Distributeur de revendre sur le marché ses surplus pour équilibrer l'offre et la demande, notamment les surplus générés par les approvisionnements fixés par décrets gouvernementaux après le constat de l'état des surplus du Distributeur.

Il ne faut donc pas restreindre la gestion des approvisionnements et des surplus à long terme au seul objectif de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions, soit en 2027.

Dans le présent dossier, le Distributeur n'a pas fait de démonstration **chiffrée (ou quantitative)** que les transactions financières avec le Producteur en 2012 seraient plus **économiques** que l'alternative de différer l'énergie du contrat de base. Il prétexte tout simplement que : « *La décision de cesser de différer l'énergie des contrats en base et cyclable n'est donc pas le résultat d'analyses économiques* ».

Comment la Régie peut-elle juger du caractère juste et raisonnable de ce soi-disant coût d'approvisionnement de 17,3 M\$ en 2012 sans comparaison à une alternative sérieuse?

Comment la Régie peut-elle admettre le coût de 17,3 M\$ dans les revenus requis de 2012 du Distributeur, alors que la justification du Distributeur indique qu'il s'agit d'une solution à un

problème hypothétique de long terme, plus précisément la présence possible de 2 TWh au solde du compte d'énergie différée en 2027?

Il importe de souligner que la Régie, suite à son examen du Plan d'approvisionnement 2011-2010, a souligné l'importance de **démonstration des avantages nets** de procéder à des transactions financières avec le Producteur par rapport aux diverses alternatives :

[181] Dans le cas où le Distributeur entendrait recourir de nouveau à des transactions financières, **la Régie s'attend à ce qu'il démontre les avantages nets de procéder à des transactions financières** avec le Producteur, plutôt que de différer les quantités d'énergie visées ou de revendre celles-ci sur les marchés, compte tenu des moyens dont il dispose. » (R-3748-2010, A-0072, D-2011-162, pages 55 à 56). (mes soulignés)

Par sa question 18.1, la Régie a demandé au Distributeur de justifier le recours à des transactions financières avec le Producteur. La justification du Distributeur se résume à certains énoncés généraux tels la baisse prévisionnelle de la demande et la présence possible d'un solde positif du compte d'énergie différée en 2027. Aucune démonstration des avantages nets de procéder à des transactions financières avec le Producteur, plutôt que de différer les quantités d'énergie visées, n'a été faite, selon la directive de la Régie dans sa décision D-2011-162 reproduite ci-haut.

Par sa question 4.7, UC a demandé au Distributeur de fournir une démonstration chiffrée des deux alternatives, soit les transactions financières avec le Producteur en 2012 et différer l'énergie du contrat de base :

« 4.7 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que la proposition du Distributeur de ne plus différer d'énergie en 2012 et d'effectuer des transactions financières avec le Producteur pour la même année (référence i) minimiserait le coût total des approvisionnements que supportera l'ensemble des consommateurs et maximiserait les revenus de revente du Distributeur.

Réponse : Voir la réponse à la question 2.3. »

Or, la réponse du Distributeur à la question 2.3 de UC ne contient que des énoncés généraux, sans aucune démonstration des avantages nets de l'alternative *Transactions financières avec le Producteur* par rapport à l'alternative *Différer l'énergie du contrat de base*, telle que souhaitée la Régie dans l'énoncé reproduit ci-haut.

Il est donc essentiel pour la Régie de se poser les questions suivantes avant de se prononcer sur l'opportunité d'accepter la proposition du Distributeur : La démonstration du Distributeur relativement aux transactions financières avec le Producteur en 2012 est-elle adéquate?

Correspond-t-elle aux exigences de la Régie formulées dans sa décision D-2011-162, aux pages 55 à 56?

2.3 Changement important de prévision des besoins en peu de temps

Le Distributeur a invoqué une baisse prévisionnelle des besoins énergétiques des québécois sur la période 2012-2027 et l'existence hypothétique d'un solde positif d'environ 2 TWh du compte d'énergie différée en 2027 pour justifier sa stratégie d'effectuer des transactions financières avec le Producteur en 2012.

La thèse du Distributeur repose sur plusieurs **hypothèses** relatives à l'évolution de l'offre et de la demande d'ici 2027.

La projection des coûts associés aux transactions financières avec le Producteur en 2012 dans le présent dossier, s'appuie sur la base d'une prévision des besoins à long terme plus faible que la prévision soumise par le Distributeur le 1^{er} novembre 2011 dans *l'État d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020*. Ceci susciterait des interrogations sur la justesse de l'affirmation du Distributeur à l'effet qu'il ne peut différer l'énergie du contrat en base en 2012.

En effet, dans le présent dossier, le Distributeur indique que sa stratégie se base sur l'hypothèse d'une mise en service du projet d'expansion industriel de 500 MW à l'horizon de 2017-2018. Par contre, dans *l'État d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020* (page 5 et page 9), le Distributeur indique que cette mise en service sera plutôt faite en 2016, c'est-à-dire un an plus tôt. Dans le présent dossier, le Distributeur n'a donc pas tenu compte du nouveau besoin énergétique résultant du devancement d'un an de ce projet industriel de 500 MW.

Globalement, en tenant compte d'autres facteurs, *l'État d'avancement 2011 du Plan* indique **6,9 TWh** de besoins de plus par rapport à la prévision retenue dans le présent dossier, comme le montre le tableau suivant.

Comparaison des besoins visés par le Plan (TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
R-3776-2011 (a)	184.8	185.7	186.8	189.3	191.6	191.9	193.9	196.7	197.8	
État d'avancement (b)	184.8	186	187	189.2	193.8	194.6	195.8	196.5	197.7	
Écart	0	0.3	0.2	-0.1	2.2	2.7	1.9	-0.2	-0.1	6.9

(a): B-0066, page 39, tableau R-15.4-A

(b): page 20, tableau 4.1.

Pourquoi le Distributeur ne conserve-t-il pas les 2,1 TWh qu'il prévoit revendre au Producteur en 2012 en vue de satisfaire les 6,9 TWh qui n'ont pas été inclus et pris en considération dans sa prévision dans le présent dossier sur la période 2012-2020?

À mon avis, le Distributeur devrait étudier l'alternative de différer l'énergie du contrat de base afin de la comparer à sa stratégie de faire des transactions financières en 2012 avec le Producteur.

L'alternative pourrait permettre au Distributeur d'économiser les 17,3 M\$ prévus pour paiement au Producteur, tout en conservant les 2,1 TWh dans le compte d'énergie différée pour satisfaire les 6,9 TWh de besoins additionnels prévus pour la période 2012-2020 dans *l'État d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020*.

Je suggère donc respectueusement que la Régie demande au Distributeur d'effectuer une comparaison économique **approfondie** des deux alternatives, en prenant la prévision de la demande et le portefeuille d'approvisionnement les plus à jour, et en tenant compte de la variabilité de la demande à l'horizon de 2027.

2.4 Événements potentiels pouvant faire augmenter les besoins prévus par le Distributeur

Certains événements potentiels pourraient faire augmenter les besoins prévus par le Distributeur d'ici 2027.

Premièrement, le Gouvernement du Québec peut demander au Distributeur de vendre davantage à certains clients. À titre d'exemple, en juillet 2010, le Gouvernement a demandé au Distributeur de mettre un TWh supplémentaire à la disposition de Rio Tinto Alcan, en situation de faible hydraulicité. Il pourrait également implanter une politique énergétique favorisant une pénétration plus accrue des grandes industries d'ici 2027.

Deuxièmement, la mise en œuvre du Plan Nord pourrait résulter en de nouveaux besoins énergétiques à long terme qui dépasseraient probablement les 2,7 TWh que le Distributeur prévoit revendre à perte au Transporteur en 2012 par des transactions financières.

Troisièmement, un programme d'électrification accrue des moyens de transport au Québec pourrait faire augmenter les besoins prévus par le Distributeur.

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

Pour assurer la sécurité et la fiabilité énergétique des Québécois, la stratégie du Distributeur devrait tenir compte de ces éventualités, en maintenant une certaine réserve énergétique et/ou en adoptant une approche probabiliste. L'énergie différée et maintenue dans le compte d'énergie différée représente une excellente réserve énergétique pour le Distributeur.

Par ailleurs, à ma connaissance, l'approche déterministe utilisée par le Distributeur ne tient pas compte des événements potentiels mentionnés précédemment.

2.5 Approche déterministe déficiente du Distributeur

La variabilité des besoins prévus à long terme discutée précédemment serait normale à mon avis. Cependant, elle mettrait en relief la nécessité de concevoir des stratégies de gestion des surplus qui tiennent compte des variabilités des besoins et des moyens d'approvisionnement. [L'État d'avancement du Plan (page 17) indique également certains changements dans le portefeuille d'approvisionnement, notamment l'ajout des contributions du projet de Biomasse III de 150 MW (1,2 TWh)].

Le Distributeur confirme qu'il utilise une approche déterministe pour concevoir sa stratégie d'approvisionnement et de revente à la pièce HQD-5, Document 1, page 9 et dans sa réponse à la question 4.9 de UC :

« 4.9 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'approche de gestion des approvisionnements de la période 2011-2027 du Distributeur ne tient pas compte de la variabilité de la demande de sa clientèle, considérant entre autres l'énoncé suivant du Distributeur :

*«Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre **déterministe**, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation. » (HQD-5, Document 1, pages 9).(nos soulignés)*

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il évalue les coûts d'approvisionnement prévisionnels sur la base d'un scénario moyen de demande à conditions climatiques normales. Toutefois, pour répondre efficacement aux aléas de la demande ou de l'offre en mode opérationnel, le Distributeur peut compter sur la flexibilité dont il s'est doté au cours des dernières années, notamment l'entente de suspension des livraisons de TCE, les conventions d'énergie différée de même que les transactions financières portant sur les quantités d'énergie du contrat en base ne pouvant plus être différée. L'Entente globale de modulation lui permettra d'accroître cette flexibilité et de limiter considérablement ses transactions d'achat et de revente sur les marchés, réduisant, par le fait même, les coûts d'approvisionnement.

Voir également la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'UMQ à la pièce HQD-14, document 12.2. » (B-0077, pages 10 à 11).

Toutefois, la demande des consommateurs n'évoluerait pas exactement selon le scénario moyen prévu par le Distributeur, surtout à long terme.

En ne différant pas l'énergie des contrats de base et cyclable, le Distributeur réduit ses moyens pour pouvoir satisfaire à moindre coût les besoins éventuels supérieurs au scénario moyen, notamment les besoins occasionnés par temps froids. Cet aspect a été noté par la Régie lorsqu'elle commente la stratégie du Distributeur de ne plus différer l'énergie du contrat cyclable dans le cadre de son examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020 :

« Le Distributeur a par ailleurs confirmé que, par l'adoption de cette stratégie de ne plus différer l'énergie associée au contrat cyclable, il perd par le fait même la possibilité d'utiliser cette énergie dans le futur, à un coût variant entre 4,44 ¢/kWh en 2011 et 5,30 ¢/kWh en 2020¹⁴⁶.

[163] La Régie prend acte de l'orientation du Distributeur de ne plus différer, pour le moment, l'énergie associée au contrat cyclable. Elle est toutefois d'avis que **cette option doit demeurer ouverte, en fonction de l'évolution de la prévision du Distributeur de la demande d'électricité sur l'horizon du Plan et de la concrétisation des autres moyens d'approvisionnement envisagés.** » (R-3748-2010, A-0072, D-2011-162, page 51) (mes soulignés).

À mon avis, l'approche déterministe utilisée par le Distributeur est déficiente : elle n'assure pas la minimisation des coûts dans un contexte où les besoins et le portefeuille des approvisionnements du Distributeur, ainsi que les prix de marché évoluent souvent de façon difficilement prévisible.

En ce qui concerne la revente des surplus, si elle s'avérait nécessaire, je soumetts respectueusement qu'il serait plus avantageux pour le Distributeur de planifier la revente de ses surplus sur plusieurs années, car les besoins en énergie pourraient fluctuer d'ici 2027. Une telle pratique tiendrait ainsi compte de l'évolution des besoins et des ressources en place sur l'horizon des conventions d'énergie différée qui seraient affectée par certains événements dont la mise en œuvre du Plan Nord.

Par ailleurs, j'ai de sérieuses réserves relativement à la stratégie du Distributeur de vendre au Producteur d'importantes quantités d'énergie de 2010 à 2012 au moment où les prix sont très bas, sans tenir compte de la variabilité de la demande.

2.6 Gain hypothétique des transactions financières avec le Producteur

Le Distributeur argumente que les transactions financières avec le Producteur en 2012 lui procureraient un *gain* d'environ 24 M\$. Il importe de noter que ce gain n'est réalisable que si et seulement si le Distributeur était **forcé** de vendre sur le marché les 2,1 TWh dès 2012. Or, comme on l'a vu précédemment, le Distributeur n'a pas démontré de façon satisfaisante que tel serait le cas, compte tenu de plusieurs facteurs. Le gain évoqué par le Distributeur est donc purement hypothétique.

Dans les faits, le Distributeur paierait au Producteur 17,3 M\$ pour que celui-ci ne livre pas 2,1 TWh en 2012. Or que cette livraison soit effectuée ou non, ni le Producteur ni le Distributeur ne doit payer une somme quelconque de frais de transport. Le Producteur, grâce à ses moyens énormes de stockage d'énergie, pourrait par contre, revendre à profit cette quantité d'énergie au moment propice, sans partager d'aucune façon ce profit avec le Distributeur.

Il faut également souligner que le Distributeur propose la formule de **prix dégressifs**, c'est-à-dire que les prix de référence décroissent avec l'augmentation des quantités d'énergie revendue au Producteur [voir exemple de calculs des prix selon la formule de prix dégressifs à la réponse du Distributeur à la question 18.2 de la Régie, B-0066, page 45].

Cette formule de prix avantage le Producteur, dans le sens que plus il obtient d'énergie du Distributeur, plus la rentabilité des transactions augmente, compte tenu de sa grande capacité de stockage d'énergie.

Le Distributeur argumente que cette formule de prix est la même que celle du rachat du solde du compte de modulation proposée dans le dossier R-3775-2011 et reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie.

Or, le principe de prix dégressifs et plus globalement la demande d'approbation de l'entente globale de modulation (R-3775-2011) sont en cours d'examen par la Régie. On ne peut présumer que cette formule de prix serait considérée par la Régie comme juste et équitable.

De plus, il n'a pas été démontré dans le présent dossier quel effet aurait l'ajout de volume d'énergie, pour des quantités de l'ordre de 1 TWh, sur les prix d'énergie sur le grand marché du Nord-Est Américain.

De toute manière, il s'agit d'une question théorique, car en réalité, les transactions financières entre le Producteur et le Distributeur sont directes et se limitent à deux intervenants : un vendeur et un acheteur. Ces transactions ne subissent aucune forme réelle de concurrence du marché.

2.7 Cadre flou relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur

Suite à son examen des transactions financières avec le Producteur, dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie énonce ce qui suit :

« [183] Par ailleurs, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande au Distributeur de présenter un **cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières** avec le Producteur, dans une perspective de gestion du solde du compte d'énergie différée à court, moyen et long termes. » (Dossier R-3748-2010, A-0072, D-2011-162, page 56) (mes soulignés)

Le cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur est donc flou ou inexistant à ce moment, au point où la Régie a dû demander au Distributeur d'en présenter un lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement. À ma connaissance, aucun cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion des transactions financières n'a été soumis par le Distributeur à la Régie depuis la décision D-2011-162.

Dans ce contexte, je soumets respectueusement que le coût de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur en 2012 que le Distributeur désire inclure dans son revenu requis a été établi par le Distributeur dans un cadre flou ou inexistant. Par conséquent, la formation chargée du présent dossier devrait en tenir compte dans son appréciation du caractère juste et raisonnable de ce coût.

2.8 Recommandations

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

- 1) Que la Régie demande au Distributeur d'effectuer une comparaison économique approfondie des alternatives aux transactions financières avec le Producteur et Différer d'énergie en 2012, en prenant la prévision de la demande et le portefeuille d'approvisionnement les plus à jour, et en tenant compte de la variabilité et de la prévisibilité des besoins d'ici 2027.
- 2) Dans son appréciation du caractère juste et raisonnable des montants reliés aux transactions financières entre le Distributeur et le Producteur en 2012, je recommande que la Régie considère les faits et éléments suivants :
 - Le Distributeur n'a pas fait de démonstration adéquate des avantages nets de l'alternative Transactions financières avec le Producteur par rapport à l'alternative Différer d'énergie, conformément à la décision D-2011-162;

-
- La proposition du Distributeur de procéder aux transactions financières avec le Producteur en 2012 se fait dans un cadre flou relatif à l'utilisation et à la conclusion des transactions avec le Producteur;
 - L'approche méthodologique dite « déterministe » adoptée par le Distributeur pour concevoir les stratégies relatives à la gestion des approvisionnements et des surplus énergétiques du Distributeur est déficiente : elle n'assure pas la minimisation des coûts et la maximisation des revenus de revente;
 - L'approche déterministe du Distributeur, à la base de sa proposition de procéder aux transactions financières avec le Producteur, utilise une prévision de la demande qui n'est plus à jour;
 - La formule de prix dégressifs utilisée par le Distributeur pour établir les montants à payer au Producteur est en cours d'examen par la Régie dans le cadre du dossier R-3775-2011, en conséquence, il serait prématuré et risqué d'approuver une telle formule de prix;
 - Selon mon expérience, il serait plus avantageux pour le Distributeur de planifier la revente de ses surplus sur plusieurs années, car les besoins en énergie pourraient évoluer d'ici 2027. Une telle pratique tiendrait ainsi compte de l'évolution des besoins et des ressources en place sur l'horizon des conventions d'énergie différée qui serait affectée par plusieurs événements en cours de réalisation ou potentiels dont la mise en œuvre du Plan Nord.

Pour toutes ces raisons, je suis d'avis que la Régie devrait désapprouver les transactions financières proposées par le Distributeur pour l'année 2012 et en conséquence d'exclure les montants associés à ces transactions du revenu requis de 2012 du Distributeur.

- 3) Dans le cas où la Régie désapprouve les transactions financières avec le Producteur en 2012, elle devrait privilégier l'alternative Différer l'énergie du contrat de base plutôt que la revente sur le marché, parce que la première alternative serait plus économique que la seconde et augmenterait la flexibilité du Distributeur pour satisfaire les besoins des consommateurs québécois d'ici 2027. Dans ce cas, le Distributeur devrait faire rapport à la Régie sur l'utilisation et l'évolution du compte d'énergie différée selon le cadre de suivi en vigueur.
- 4) Dans le cas où la Régie approuve les montants associés aux transactions financières avec le Producteur comme une composante du revenu requis du Distributeur en 2012, je recommande que ces montants soient considérés comme une réserve qui fait l'objet d'une démonstration quantitative a posteriori des avantages nets des transactions financières avec le Producteur par rapport à l'alternative de différer d'énergie. Faute

d'une démonstration satisfaisante, la Régie retrancherait un montant équivalent dans les revenus requis du Distributeur de 2013.

3. COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (EGM)

3.1 Contexte

Dans le présent dossier, le Distributeur inclut les coûts et les revenus estimés reliés à l'EGM dans son revenu requis de 2012. La demande d'approbation de l'EGM est présentement sous examen par la Régie dans le dossier R-3775-2011 qui est distinct du présent dossier tarifaire.

Je considère donc qu'on doit exclure toute discussion concernant l'approbation de l'EGM dans le présent dossier et se concentrer sur le caractère juste et raisonnable des estimations de coûts et revenus soumises par le Distributeur à l'égard de l'EGM.

J'aborderai également la question des coûts des services équivalents à l'EGM en 2012 dans l'éventualité où la Régie désapprouve le projet de l'EGM.

3.2 EGM

Selon une description du Distributeur présentée dans le dossier R-3775-2011, l'EGM comporte 3 services :

- Un service de modulation;
- Une composante puissance complémentaire;
- Les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport.

Outre ces trois services, l'EGM prévoit les modalités de liquidation du solde du compte de modulation, en cas de surplus annuels.

Tous ces services et l'achat du solde du compte de modulation s'effectueront à partir de 2012 par le Producteur pour une période de 3 ans.

On devrait donc *normalement* retrouver les coûts et les revenus reliés à l'EGM en 2012 dans le tableau intitulé « Volume et Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux » de la pièce B-0022 (page 29) sous la rubrique Long Terme HQP (le Producteur). Cependant, le Distributeur a confirmé qu'il a choisi de ne pas le faire, en présentant les coûts globaux du Producteur (HQP) selon les évaluations d'un scénario *Sans EGM*, en y ajoutant une

rubrique intitulée *Entente globale de modulation* au coût de **4,6 M\$**. [La section suivante fournit plus de précisions sur cet aspect].

Les coûts et revenus estimés reliés à l'EGM pour 2012 ont été présentés par le Distributeur dans le cadre d'une comparaison économique des scénarios Avec et Sans EGM dans le dossier R-3775-2011. Ils sont reproduits dans le tableau ci-dessous.

On y note que le coût du service de modulation est de l'ordre de 22,1 M\$ en 2012. Il constitue 84% du coût total directement relié à l'EGM. Les coûts de la puissance complémentaire et des services complémentaires sont d'une ampleur moins élevée. On y note également que les revenus de la revente du solde du compte de modulation seraient de 29,6 M\$ en 2012, soit une ampleur dépassant le coût total des services directement reliés à l'EGM.

Coûts et Revenus reliés directement à l'EGM (2012) (M\$)	
Service de modulation	22.1
Puissance complémentaire	1.6
Services complémentaires	1.3
Total: Coûts reliés à l'EGM	25
Revente du solde de modulation (revenus)	-29.6
Coût net de l'EGM (Coûts-Revenus)	-4.6
Source: R-3775-2011, B-0005, page 17.	

Des modalités et formules précises sont établies pour établir les coûts des services offerts par l'EGM ainsi que les revenus découlant de la revente du solde du compte de modulation dans le dossier R-3775-2011. Le bien-fondé et la justesse de ces modalités et formules de prix sont examinés par la Régie dans le dossier R-3775-2011.

Dans le présent dossier, le Distributeur explique comme suit ses calculs des coûts reliés à l'EGM :

- « 5.2 Veuillez fournir les calculs des coûts se rapportant respectivement :
- au service de puissance complémentaire (1,6 M\$);
 - aux services complémentaires additionnels (3M\$);
 - au gain attribuable au service de modulation (4,2 M\$);
 - ainsi qu'à tous les autres coûts et revenus reliés à l'EGM pour l'année 2012 (référence ii).

Réponse [du Distributeur]:

Le coût du service de puissance complémentaire est établi conformément à la méthode utilisée dans le dossier R-3775-2011, soit la quantité de puissance complémentaire acquise multipliée par 10 \$/kW-hiver en dollars de 2011.

Le coût des services complémentaires additionnels constitue une **provision**, dans la mesure où les deux parties étaient toujours en discussion lors de la préparation du dossier tarifaire.

Le Distributeur tient à préciser que la portée de l'entente est limitée aux services complémentaires additionnels requis pour la production éolienne. Par contre, d'autres services complémentaires reliés à la croissance de la charge au-delà de l'électricité patrimoniale pourraient devoir être acquis. Toutefois, compte tenu de l'incertitude sur les coûts reliés à ces derniers, la provision de 3 M\$ demeure une approche prudente. Elle ne pourrait cependant être interprétée comme une valeur négociée.

Les explications quant au gain attribuable au service de modulation sont fournies en réponse à la question 6.2. » (B-0077, pages 12 à 13). (mes soulignés)

Il faut signaler que l'implantation éventuelle de l'EGM **affectera** les coûts d'autres moyens d'approvisionnements tels que l'électricité patrimoniale, le cyclable, les achats de court terme et la revente sur le marché, comme on peut le constater au tableau ci-dessous (données déposées par le Distributeur dans le dossier R-3775-2011). Par conséquent, le suivi des transactions effectuées par le Distributeur en 2012 devrait comprendre ces moyens d'approvisionnement et de revente, que l'EGM soit implantée ou non.

Coûts de l'EGM en 2012 (tirés du dossier R-3775-2011) [M\$]			
	Sans EGM	Avec EGM	Écart
Achat Court terme	57.1	24.7	32.4
Revente de surplus	-19.2	-2	-17.2
Cyclable	29.6	24.7	4.9
Patrimoniale Inutilisée	-31.5	-7.7	-23.8
Revente du solde de modulation	0	-29.6	29.6
Service de modulation	0	22.1	-22.1
Puissance complémentaire	1.6	1.6	0
Services complémentaires	1.3	1.3	0
Coûts totaux	38.9	35.1	3.8

Source: R-3775-2011, B-0005, page 17.

On y note également que le scénario *Avec EGM* présente un gain net de 3,8 M\$ par rapport au scénario *Sans EGM*. Dans le présent dossier, le Distributeur intègre plutôt un gain de 4,2 M\$,

soit une différence de 0,4 M\$. La différence entre ces deux valeurs s'explique par des périodes de référence différentes relativement aux prix à terme de la zone M du NYISO.

3.3 Intégration du coût de l'EGM dans le dossier tarifaire R-3776-2011

Bien que le Distributeur intègre l'EGM dans le présent dossier, il ne présente pas de façon explicite la totalité des coûts reliés à l'EGM dans les tableaux se rapportant aux coûts des approvisionnements postpatrimoniaux, soit le tableau 6 de la pièce B-0022 (page 14) et le tableau de l'annexe B (pièce B-0022, page 29). Il explique cette situation comme suit dans sa réponse à la question 20.3 de la Régie :

« 20.3 Veuillez justifier l'inclusion de gains financiers au bilan des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux alors que les tableaux des références (ii) et (iii) ne font que rapporter les coûts tels qu'ils sont et tels qu'ils devraient être.

Réponse :

Les tableaux des références (ii) et (iii) rapportent les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux tels qu'ils devraient être. Dans l'attente d'une approbation de la Régie sur l'Entente de modulation, le Distributeur a plutôt basé ses évaluations détaillées sur un **scénario sans Entente** et présenté, sous une rubrique séparée, les réductions des coûts d'approvisionnements anticipées suite à l'adoption de l'Entente de modulation." (mes soulignés)

Le Distributeur a également confirmé que les coûts d'approvisionnements présentés dans le présent dossier ont été préalablement établis dans **un contexte où l'EGM ne serait pas en vigueur**, en réponse à la question 6.2 de UC.

Le Distributeur a choisi donc de baser ses évaluations détaillées sur un scénario *Sans EGM*, et présenter quelques traitements particuliers à l'égard des coûts et des gains anticipés de l'EGM dans ses évaluations des coûts postpatrimoniaux faisant partie de son revenu requis de 2012 (voir le tableau ci-dessous).

"Entente globale de modulation" (montant partiel) (Dossier R-3776-2011, B- 0022, page 29, tableau)	4.6
Ventilation (dossier R-3776-2011, B-0022, page 13, lignes 14 à 16):	
Puissance complémentaire	1.6
Services complémentaires additionnels [Provision]	3
Total	4.6
Gain anticipé relatif à l'EGM (B-0022, page 29)	-4.2

Le Distributeur a également confirmé que le gain attribuable au service de modulation (ou gain anticipé relatif à l'EGM) de 4,2 M\$ en 2012 tient compte des coûts de l'EGM et des revenus de la revente au Producteur du solde du compte de modulation. Selon ma compréhension, ce gain représente la différence des coûts nets des revenus de revente des deux scénarios Avec et Sans EGM.

Le coût net de l'EGM serait donc le coût net total du *scénario Sans EGM* moins *le gain anticipé* de l'EGM, si l'on se fie à l'évaluation économique du Distributeur présentée dans le dossier R-3775-2011 (B-0005, page 17).

Globalement, la façon adoptée par le Distributeur pour présenter les coûts postpatrimoniaux dans le présent dossier **revient à supposer qu'en 2012 l'EGM serait implantée**. Cette façon suppose également que HQP seraient payés pour tous les frais liés à l'EGM (voir B-0066, tableau de la page 29, rubrique intitulée « HQP »).

Il faut noter que dans le cas où l'EGM ne serait pas implantée en 2012, il pourrait y avoir des appels d'offres pour de la *puissance complémentaire*, et les frais liés à ce service ne seraient pas nécessairement payés à HQP.

Soulignons également que ces coûts sont des coûts *prévisionnels*, établis par le Distributeur selon un scénario de demande moyenne, à conditions climatiques normales. Dans la pratique, les coûts réels liés à l'EGM dépendraient, entre autres, des conditions climatiques, des prix sur le marché, et de la gestion des approvisionnements et des surplus énergétiques du Distributeur.

Les écarts possibles entre les coûts prévisionnels et les coûts réels, de l'EGM ou d'autres contrats d'approvisionnement seront intégrés dans le compte de *pass on* et reflétés dans les dossiers tarifaires subséquents. Par le truchement du compte de *pass on*, les consommateurs ne payent ultimement que les coûts réels admis par la Régie, rendant ainsi la précision des estimations de coûts moins aigüe ou problématique.

Dans le cas où l'EGM serait approuvée, la Régie devrait donc exiger du Distributeur un **suivi détaillé** de tous les coûts patrimoniaux et postpatrimoniaux de 2012 dans le prochain dossier tarifaire. De plus, le suivi devrait être détaillé pour chacun des services offerts par l'EGM (service de modulation, service de puissance complémentaire, et services complémentaires), ainsi que pour la revente du solde du compte de modulation.

3.4 Cas où l'EGM ne serait pas approuvée

Il importe de rappeler en premier lieu que pour la Régie et pour les intervenants, il serait bien important de situer les impacts quantitatifs et qualitatifs sur le dossier tarifaire de l'éventualité où l'EGM ne serait pas approuvée, pour quelque raison que ce soit :

« La question 20.4 (pièce B-0066), telle que formulée. Le Distributeur réfère à la décision D-2011-160 dans le dossier relatif à la demande d'approbation de l'entente d'intégration éolienne (EGM) qu'il a conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité. La Régie constate que le Distributeur présume de cette décision qu'il recevra, avant le 1er janvier 2012, une décision de la Régie approuvant l'EGM. Or, dans cette décision, la Régie mentionne seulement qu'elle retient qu'il est primordial qu'une décision sur la demande d'approbation de l'EGM soit rendue avant le 31 décembre 2011. Advenant que cette approbation soit refusée ou que, pour quelque raison que ce soit, la décision finale ne soit pas rendue avant le 1er janvier 2012, les impacts quantitatifs et qualitatifs sur le dossier tarifaire constituent une **information pertinente** à fournir dans le présent dossier. » (D-2011-170, page 5.) (mes soulignés)

La section suivante présente mes commentaires sur cet aspect du dossier.

Advenant le cas où l'EGM n'était pas approuvée par la Régie (dossier R-3775-2011), le Distributeur devrait, en 2012, satisfaire le même besoin des consommateurs avec les mêmes ressources contractées que dans le cas avec l'EGM.

Cependant, sans le service de modulation et la puissance complémentaire prévus dans l'EGM, le Distributeur devrait gérer les approvisionnements et les surplus différemment.

Il devrait vraisemblablement procéder à des appels d'offres pour obtenir de la puissance complémentaire. Ceux-ci pourraient résulter en des **coûts de puissance complémentaire différents** de ceux prévus dans l'EGM.

Au sujet des appels d'offres pour de la puissance complémentaire, rappelons les paragraphes suivants de la décision D-2011-162 de la Régie :

« [253] Lors de l'audience, le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire serait fournie par le Producteur. Il soutient que celle-ci ne constitue pas un nouvel approvisionnement, mais une garantie de puissance associée aux approvisionnements éoliens qui seraient transférés de l'été à l'hiver. Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il n'y a pas de solution alternative à la puissance complémentaire telle qu'elle existe dans l'EGM. Il mentionne qu'il pourrait acheter de la puissance sur le marché, au besoin accompagnée d'énergie, mais qu'il ne s'agirait pas du même produit que la puissance complémentaire offerte par l'EGM 222.

[254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW 223 et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le

marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doit nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres.

[255] En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie ne peut retenir l'argument du Distributeur selon lequel ce service ne serait pas visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. » (D-2011-162, page 75, R-3748-2010, Plan d'approvisionnement 2011-2020). (mes soulignés).

À la lumière de la décision D-2011-162, l'implantation d'une procédure d'appel d'offres pour de la puissance complémentaire ne serait donc pas impossible.

Le Distributeur devrait également effectuer plus d'achats de court terme et de revente, ainsi que faire appel plus souvent au cyclable que dans le cas Avec EGM. L'utilisation de l'électricité patrimoniale serait vraisemblablement différente, puisque le Distributeur ne pourrait plus compter sur le service de modulation.

Au niveau de la fiabilité énergétique, il ne devrait pas avoir de différence entre les deux scénarios Avec et Sans EGM, compte tenu notamment de l'état de surplus énergétique du Distributeur en 2012. Au niveau de la fiabilité en puissance des approvisionnements, le scénario Sans EGM assurerait à toute fin pratique le même niveau de fiabilité que le scénario Avec EGM. Dans le cas où l'EGM ne serait pas approuvée, l'exploitation quotidienne des approvisionnements par le Distributeur pourrait être moins souple que dans le cas Avec EGM.

Dans les conditions prévues par le Distributeur, le coût net des revenus de revente du scénario Sans EGM serait d'environ **4.2 M\$** de plus que dans le scénario Avec EGM.

Cependant, les coûts réels dépendraient de **la gestion du Distributeur** et de bien d'autres éléments, dont les appels d'offres potentiels pour de la puissance complémentaire.

C'est pourquoi il serait important que la Régie exige du Distributeur un **suivi détaillé** des coûts patrimoniaux et postpatrimoniaux en 2012 dans le prochain dossier tarifaire, dans le cas où l'EGM serait implantée aussi bien que dans le cas contraire.

Notons finalement que les coûts présentés dans le présent dossier et dans le dossier R-3775-2011 pour le cyclable, les achats d'énergie, et les reventes d'énergie, pour le scénario sans EGM, sont très différents les uns des autres, comme on peut le voir au tableau suivant.

La différence pourrait s'expliquer par leurs buts différents : les coûts présentés dans le dossier R-3776-2011 visent l'établissement des tarifs, alors que les coûts présentés dans le dossier R-3775-2011 proviennent d'une comparaison économique entre deux alternatives Avec et Sans EGM.

La différence marquée entre les données dans les deux dossiers souligne l'importance de considérer, dans le présent dossier, les coûts reliés à l'EGM ainsi que les coûts d'autres approvisionnements affectés par l'implantation éventuelle de l'EGM, à titre de coûts **provisionnels**. Il serait également important que la Régie exige du Distributeur un suivi détaillé des coûts tel qu'il a été exposé précédemment.

Comparaison des coûts du scénario Sans EGM présentés par le Distributeur dans le dossier tarifaire R-3776-2011 et dans le dossier R-3775-2011			
	R-3776-2011 (a)	R-3775-2011 (b)	
	Scénario Sans EGM	Scénario Sans Modulation	Écart
	Établissement des tarifs	Comparaison économique	
HQP (incluant Transactions financières)	220.9		
Base (incluant puissance garantie des rappels)	144.4	nd	
Cyclable	71.8	29.6	42.2
Entente globale de modulation (montant partiel)	4.6		
<i>dont Puissance complémentaire</i>	1.6	1.6	0
<i>dont Services complémentaires</i>	3	1.3	1.7
Achats d'énergie	19	57.1	-38.1
Reventes d'énergie	-6.3	-19.2	12.9
Achats de puissance	7.7	x	
Gain anticipé relatif à l'EGM	-4.2	non applicable	
Revente du solde de modulation au Producteur	x	-29.6	
(a): B-0066, page 29 (tableau).			
(b): R-3775-2011, B-0005, page 17.			

3.5 Recommandations

À la lumière des renseignements qui me sont disponibles à ce jour, je recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de **préciser** les coûts reliés directement à l'EGM, les coûts d'autres approvisionnements qui seraient affectés par l'implantation éventuelle de l'EGM, et les revenus de revente. Pour l'examen du revenu requis de 2012 du Distributeur, les coûts et les revenus à préciser sont :

- Les coûts reliés directement à l'EGM (service de modulation, service de puissance complémentaire, et services complémentaires);

-
- Les coûts des achats de court terme (puissance et énergie);
 - Le coût du contrat cyclable;
 - Le coût de l'électricité patrimoniale;
 - Les revenus de revente des surplus;
 - Et les revenus de revente du solde du compte de modulation.

Comme la formation chargée du dossier R-3775-2011 pourrait approuver ou non l'EGM, et que des appels d'offres pour de la puissance complémentaires pourraient être lancés, les coûts mentionnés précédemment ainsi que les revenus des reventes d'énergie devraient être admis à titre de coûts provisionnels.

Je recommande respectueusement que la Régie exige du Distributeur un **suivi détaillé** des coûts patrimoniaux et postpatrimoniaux et des revenus de revente de 2012 dans le prochain dossier tarifaire, que l'EGM soit approuvée ou non. En particulier, dans le cas où l'EGM serait implantée, le suivi devrait être détaillé pour chacun des services (service de modulation, service de puissance complémentaire, et services complémentaires), ainsi que pour la revente du solde du compte de modulation au Producteur.

SECTION 2

MISE À JOUR DU TARIF DT ET SON CALIBRAGE

1. Contexte

Le tarif DT représente un outil très important du Distributeur, puisqu'il constitue un de ses rares moyens efficaces de gestion de la pointe. D'un autre côté, ses clients résidentiels semblent privilégier plutôt le mode Tout-À-l'Électricité (TAE). C'est dans ce contexte que la rentabilité du tarif DT par rapport au tarif D constituerait un enjeu de l'ajustement des tarifs résidentiels.

2. Calibrage du tarif DT

Le calibrage du tarif DT a pour but d'établir le niveau d'économie du client au tarif DT par rapport au tarif D. Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type. Celui-ci correspond à une résidence unifamiliale moyenne (158 mètres carrés) située à Montréal sans usage estival particulier (climatisation ou chauffage de piscine).

Dans le calibrage, les prix d'énergie du tarif DT (prix d'énergie de pointe et prix hors-pointe) sont établis pour assurer la neutralité tarifaire *avant effacement* de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D. L'expression *avant effacement* signifie qu'on suppose, dans le calibrage, que le client au tarif DT utilise de l'électricité, au lieu du mazout ou d'un autre combustible, pendant les heures où la température est en dessous de -12 (ou -15) degré Celsius (période de pointe). [une description de la méthode utilisée par le Distributeur pour calibrer le tarif DT se trouve à sa réponse à la question 15.4 de UC, B-0077, page 26].

Dans le cadre de l'examen du dossier tarifaire de l'an dernier, la Régie a constaté que le tarif DT n'est plus calibré par rapport au tarif D (D-2011-028, R-3740-2010, page 139).

Actuellement, la consommation d'électricité du cas type est établie en fonction de la normale climatique 1963-1991. Or, le réchauffement climatique constaté ces dernières années réduit les degrés-heures de chauffage ainsi que le nombre d'heures en période de pointe. Il est donc judicieux de **mettre à jour les données** utilisées pour le calibrage.

Il importe de souligner que dans sa décision D-2011-028 (dossier R-3740-2010), la Régie a demandé au Distributeur de présenter une nouvelle calibration du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques *en vue d'une réunion de travail*, mais cela ne suppose pas nécessairement que la Régie accepte dans le futur d'ajuster de façon automatique les composantes du tarif DT à la lumière des résultats du nouveau calibrage :

« [591] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de présenter une nouvelle calibration du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques et selon l'évolution du profil type de cette clientèle, **en vue de la réunion de travail** mentionnée à la section 12.6 de la présente décision. » (D-2011-028, R-3740-2010, page 139) (mes soulignés).

Le Distributeur a réalisé le nouveau calibrage et présenté ses analyses et résultats dans le document B-0054, HQD-12, Document 2, pages 27 à 35. Je comprends que ce travail du Distributeur se situe au niveau des informations et données utiles à la décision tarifaire de la Régie, et non une proposition tarifaire du Distributeur.

Essentiellement, le Distributeur calibre le tarif DT **selon les nouvelles données climatiques**. En effet, il propose d'ajuster **annuellement** le cas type sur la base de la normale climatique Ouranos reconnue par la Régie dans sa décision D-2008-024. Cette normale climatique est basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30 degré Celsius à partir de 1971. [voir description de la méthode utilisée par le Distributeur pour ajuster annuellement le cas type du tarif DT à la pièce B-0077, page 28, réponse du Distributeur à la question 17.1 de UC].

Cette proposition du Distributeur permet de se rapprocher des conditions climatiques réelles observées depuis 2007. À mon avis, l'approche proposée par le Distributeur d'ajuster annuellement le cas type serait **adéquate**, permettant au Distributeur de refléter de **façon progressive** l'évolution des conditions climatiques dans les données utiles au calibrage du tarif DT.

Le tableau suivant compare les consommations d'une habitation type selon la normale climatique actuelle et la normale climatique mise à jour, selon les résultats du calibrage effectué par le Distributeur. On y note que les consommations en pointe et hors-pointe du cas type selon la normale climatique mise à jour sont inférieures à celles basées sur la normale climatique actuelle.

Ceci implique que les économies du client DT par rapport au tarif D estimées antérieurement par le Distributeur sur la base de la normale climatique actuelle seraient inférieures aux économies effectivement réalisées par le client.

Consommation d'une habitation type selon différentes normales climatiques (kWh)			
(Tarif DT)			
	Pointe	Hors-pointe	Total
Normale climatique actuelle avant la mise à jour [1963-1991] (a)	4374	22110	26484
Normale climatique mise à jour (Ouranos 2012) (b)	3531	21579	25110
(a) B-0054 (HQD), page 29, tableau 23			
(b) B-0054 (HQD), page 33, tableau 24			

3. Application tarifaire des nouvelles données recalibrées

Selon une évaluation du Distributeur, le nouveau calibrage du tarif DT impliquerait un ajustement tarifaire à la hausse d'environ **0,7%** de ce tarif qui s'ajoute au niveau d'ajustement général que décidera la Régie :

« Par ailleurs, le Distributeur a choisi de recalibrer le tarif DT en une année car la hausse de la facture qui y est associée est raisonnable tout en maintenant l'économie à son niveau de 2011. L'impact s'élève à **2,4 % incluant la hausse tarifaire de 1,7 %** et correspond à une augmentation de la facture annuelle de 30 \$ pour le cas type après

effacement. » (B-0069, page 49, Réponse du Distributeur à la question 63 d'ACEFQ) (mes soulignés). [2,4%-1,7%=0,7%].

Je suis d'avis que le recalibrage du tarif DT en une seule année tarifaire ne serait pas appropriée pour plusieurs raisons.

Premièrement, la neutralité imparfaite actuelle du tarif DT par rapport au tarif D résulte de plusieurs années où les composantes du tarif DT n'ont pas été ajustées en fonction des nouvelles données climatiques.

Par ailleurs, faut-il rappeler que le calibrage du tarif DT repose sur l'hypothèse que le client à ce tarif utilise de l'électricité pendant les heures de pointe, ce qui est loin d'être vraie dans la plupart des cas.

À mon avis, cette notion plus ou moins théorique de neutralité tarifaire entre le tarif D et DT devrait être prise en compte **de façon souple**, en autant que l'ensemble des clients du tarif DT rende un service utile aux clients au tarif D et aux autres clients québécois. Le service utile des clients au tarif DT aux autres clients se concrétise par l'effacement des premiers aux heures de pointe, permettant au Distributeur de réduire ses coûts en puissance et en énergie.

Par ailleurs, les calculs de neutralité tarifaire effectués par le Distributeur ne tiennent pas compte des risques associés aux fluctuations du coût des combustibles, un élément important pour bien des clients au tarif DT.

De plus, le recalibrage du tarif DT en une seule année donnerait un signal contradictoire aux clients actuels du tarif DT qui font l'objet des campagnes de promotion récentes du Distributeur.

Je réitère respectueusement l'opinion exprimée dans les dossiers antérieurs de la Régie qu'il est très important de développer le tarif DT comme outil de gestion de la pointe par, entre autres moyens, le maintien de l'adhésion des clients actuels au tarif DT.

Dans ce contexte, je recommande respectueusement que la Régie étale l'ajustement tarifaire de l'ordre de 0,7% associé au recalibrage du tarif DT **sur une période de 3 ans**.

4. Stratégie d'ajuster les composantes du tarif DT pour l'année tarifaire 2012-2013

Pour l'année tarifaire 2012-2013, la stratégie d'ajustement des composantes du tarif DT du Distributeur se lit comme suit :

« Le Distributeur propose de recalibrer au 1^{er} avril 2012 le tarif DT pour tenir compte du cas type selon la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012 en haussant uniquement le prix de pointe.»

Pour apprécier la stratégie proposée par le Distributeur, il serait judicieux de la comparer avec une stratégie qui est à son opposé, soit l'alternative de hausser uniquement le prix de l'énergie hors-pointe.

Le Distributeur a évalué les économies des clients du tarif DT selon ces deux stratégies : les résultats sommaires sont reproduits au tableau suivant. Dans les deux cas, les revenus du Distributeur sont les mêmes [revenus constants du Distributeur]. Les économies présentées au tableau suivant sont des économies *après effacement* qui tiennent compte des frais d'entretien des systèmes de chauffage.

Économies des clients du tarif DT selon différentes stratégies
(Économies après effacement par rapport au tarif D)

	Habitation type (Ouranos 2012 sans usages estivaux particuliers)	Habitation type avec climatisation (+800 kWh)	Habitation type avec climatisation et piscine chauffée (+4800 kWh)
Hausse uniquement du prix de pointe (Hors pointe @ 4,30 c/kWh, Pointe @ 20,61 c/kWh) (a)	96 \$	120 \$	248 \$
Hausse uniquement du prix hors pointe (hors pointe @ 4,67 c/kWh, Pointe @ 18,32 c/kWh) (b)	37 \$	57 \$	171 \$

(a): B-0054, page 35, tableau 26

(b): B-0077, page 31, tableau R-18.4

On y voit que la stratégie de hausser uniquement le prix hors-pointe diminue l'ampleur des économies des clients du tarif DT, et ce pour le cas de l'habitation type tout comme pour les cas des habitations avec usage estival particulier (climatisation et piscine chauffée).

De ces résultats, on peut déduire qu'un ajustement mitoyen entre ces deux stratégies aurait pour effet de diminuer les économies du client par rapport à la stratégie de hausser uniquement le prix d'énergie de pointe. Cette dernière donnerait donc aux clients du tarif DT l'économie la plus élevée, ce qui favoriserait le maintien des clients au tarif DT.

À mon avis, la stratégie de hausser uniquement le prix de pointe serait **appropriée** pour le Distributeur, considérant sa situation énergétique actuelle.

D'une part, une hausse prononcée du prix de pointe favoriserait l'effacement de la consommation des clients au tarif DT aux heures de pointe, ce qui est rassurant pour le Distributeur compte tenu de ses besoins relativement élevé en approvisionnement de pointe dans les prochaines années.

D'autre part, le maintien du prix d'énergie hors-pointe actuel pourrait engendrer plus de consommations estivales particulières (climatisation, et chauffage des piscines) compte tenu de l'économie plus grande pour cet usage. Cependant, ceci ne devrait pas être une problématique grave pour le Distributeur; au contraire, il contribue à la solution du problème de surplus énergétique du Distributeur. Le gel du prix d'énergie hors-pointe favoriserait le maintien et possiblement la conversion de clients au tarif DT, ce qui est essentiel pour une gestion efficace de la pointe.

Notons également que le Distributeur s'engage à s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la bi-énergie.

Il importe de souligner que nous discutons ici de *stratégies* d'ajustement; l'ampleur réelle des ajustements devrait être précisée en fonction du niveau d'ajustement tarifaire pour 2012-2013 que décidera la Régie.

Finalement, certaines activités de promotion de la bi-énergie du Distributeur pourraient favoriser le maintien ou le développement de ce moyen de gestion de la pointe. Je ne présente pas de commentaires sur cet aspect puisqu'il ne fait pas partie de mon mandat.

5. Recommandations

Je recommande respectueusement que la Régie accepte l'approche proposée par le Distributeur d'ajuster annuellement le cas type du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques, dans l'optique de collecte des données uniquement.

Je recommande également que la Régie rejette la proposition du Distributeur de recalibrer le tarif DT en une seule année et étale plutôt l'ajustement tarifaire de l'ordre de 0,7% associé au recalibrage du tarif DT sur une période de 3 ans pour des raisons exposées précédemment.

Finalement, je recommande respectueusement que la Régie accepte la stratégie proposée par le Distributeur de hausser uniquement le prix de l'énergie de pointe pour ajuster les prix des composantes du tarif DT pour l'année tarifaire 2012-2013, puisque cette stratégie favorise le plus l'économie des clients au tarif DT par rapport au tarif D, contribue à la satisfaction efficace des besoins de pointe du Distributeur, et à la solution de son problème de surplus énergétique.