

---

R-3775-2011

---

DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE  
GLOBALE DE MODULATION

COMPLÉMENT AU  
RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond

28 novembre 2011

## Table des matières

<b>Sommaire et recommandations.....</b>	<b>3</b>
<b>1. Introduction.....</b>	<b>5</b>
<b>2. Solde négatif du compte de modulation.....</b>	<b>6</b>
<b>3. Méthode de calcul de l'énergie modulée .....</b>	<b>8</b>
<b>4. Simulation versus méthode opérationnelle utilisée en cours d'année.</b>	<b>12</b>
<b>5. Scénarios avec intégration éolienne.....</b>	<b>13</b>

## Sommaire et recommandations

Conformément à la décision D-2011-179<sup>1</sup> de la Régie de l'Énergie (la « Régie »), nous avons pris connaissance des compléments de réponses<sup>2</sup> fournis par Hydro-Québec dans ses activités de distribution dans le cadre de la demande d'approbation d'une Entente globale de modulation (l'« EGM ») soumise par le Distributeur et nous soumettons les recommandations additionnelles qui suivent à la Régie pour qu'elle les transmette au Distributeur :

1. Nous soumettons que les incertitudes menant à un solde négatif du compte de modulation devraient être prises en compte dans les simulations de la justification de l'EGM ou, à défaut de le faire, qu'une provision devrait être ajoutée aux coûts de l'EGM dans les cas où le solde est considéré nul (soit 32 cas sur 108).
2. Nous recommandons que le tarif de modulation de 7 \$/MWh ne s'applique pas dans l'EGM pour l'énergie du solde de modulation qui a été revendue au Producteur en fin d'année. Le Distributeur devrait alors soustraire des coûts de l'EGM les montants de 5,6 M\$, 13,8 M\$ et 19,4 M\$ pour les années 2012 à 2014, respectivement.
3. Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur la raison pour laquelle l'énergie nette gérée par les simulations de l'EIE n'est pas la même que pour les scénarios avec et sans modulation et, au besoin, de soumettre des simulations de l'EIE où les énergies nettes seraient les mêmes.

**Les informations additionnelles fournies par le Distributeur ne changent pas notre conclusion globale dans ce dossier :**

---

<sup>1</sup> A-0020, D-2011-179, R-3775-2011, 21 novembre 2011.

<sup>2</sup> B-0030, HQD-2, document 9, compléments.

**Le nombre et l'importance de nos constats nous empêchent de recommander à la Régie l'approbation de l'Entente globale de modulation dans sa version actuelle. De plus, nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur une approche de justification économique plus complète en intégrant tous les éléments permettant la comparaison de scénarios de la façon la plus réaliste possible.**

## 1. Introduction

Le Distributeur a fourni, le 25 novembre 2011, des compléments de réponse aux demandes de renseignements de l'UMQ 9.1, 9.2, 9.4 et 11.1. Les nouvelles informations fournies nous ont permis, malgré les courts délais pour ce faire, de bonifier certaines des recommandations de notre rapport d'expertise<sup>3</sup>, de confirmer certaines de nos préoccupations et de soulever des problématiques additionnelles.

Les aspects suivants sont examinés dans ce complément du rapport d'expertise :

- L'évaluation du solde négatif du compte de modulation dans la justification de l'EGM.
- La méthode de calcul de l'énergie modulée et, en particulier, pour l'énergie non modulée mais plutôt revendue au Producteur.
- L'inadéquation entre les hypothèses utilisées dans les simulations versus la méthode opérationnelle utilisée en cours d'année.
- Le scénario de l'Entente d'intégration éolienne.

---

<sup>3</sup> C-UMQ-0011, Rapport d'expertise de Marcel Paul Raymond.

## 2. Solde négatif du compte de modulation

Les tableaux fournis par le Distributeur en compléments de réponse aux demandes de renseignements 9.1 et 9.2 de l'UMQ<sup>4</sup> nous éclairent sur l'occurrence d'un solde négatif du compte de modulation en fin d'année.

En effet, nous avons été surpris de constater qu'aucune des 108 simulations fournies par le Distributeur ne présente de solde du compte de modulation négatif en fin d'année. Par contre, pour 32 de ces simulations, le solde est exactement à zéro alors que pour les 76 autres simulations, il est positif.

Pourtant, le Distributeur indique que :

*« Tout au long de l'année, le Distributeur veillera à éviter un solde négatif en fin d'année en programmant des approvisionnements additionnels au besoin.*

*Toutefois, des événements pourraient survenir à la toute fin d'une année où il serait impossible pour le Distributeur d'éviter un solde négatif, lors des derniers jours de décembre, par exemple si une période de temps froid survenait et que le Distributeur ne pouvait trouver d'approvisionnements suffisants sur les marchés de court terme.*

*Un tel cas surviendrait exceptionnellement dans les circonstances où les valeurs horaires patrimoniales suffisantes (bâtonnets de longueur suffisante) ne seraient plus disponibles et que le solde du compte de modulation serait également épuisé.*

*Le cas échéant, le Distributeur pourrait se retrouver dans une situation où il aurait le choix entre dépasser le profil de livraison patrimonial ou effectuer des retraits menant à un solde négatif. Les deux choix comporteraient le même coût pour le Distributeur.*

---

<sup>4</sup> B-0030, HQD-2, document 9, pages 7 à 9, tableaux A-1.1 à A-1.6.

*Toutefois, les quantités concernées ne peuvent être élevées. »<sup>5</sup>*  
*(Nous soulignons)*

Les situations décrites par le Distributeur selon lesquelles il serait impossible d'éviter un solde négatif n'ont vraisemblablement pas été simulées dans la justification de l'EGM. Nous ajoutons aussi que des incertitudes sur le mesurage et sur la prévision des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis nous portent à croire qu'il serait optimiste de penser que le Distributeur pourra, pour 32 des 108 cas simulés, terminer l'année exactement avec un solde de zéro.

**Nous soumettons que les incertitudes menant à un solde négatif du compte de modulation devraient être prises en compte dans les simulations de la justification de l'EGM ou, à défaut de le faire, qu'une provision devrait être ajoutée aux coûts de l'EGM dans les cas où le solde est considéré nul (soit 32 cas sur 108).**

Rappelons toutefois que l'impact monétaire du solde négatif serait grandement atténué par l'application de la recommandation no.3 de notre rapport d'expertise<sup>6</sup> selon laquelle le solde négatif pourrait être reporté à l'année suivante jusqu'à concurrence d'une petite quantité plafond, pour couvrir des éléments difficilement contrôlables par le Distributeur en fin d'année.

**D'autre part, cette constatation de l'absence de solde négatif confirme notre compréhension selon laquelle l'aléa sur la prévision à court terme des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis n'ait pas été pris en compte dans les simulations effectuées par le Distributeur<sup>7</sup>. En effet, avec les erreurs de prévision inévitables dans les derniers jours de l'année, il est illusoire de penser qu'on peut systématiquement obtenir un solde nul.**

---

<sup>5</sup> B-0020, HQD-2, document 9, page 12, réponse 4.3.

<sup>6</sup> C-UMQ-0011, pages 3 et 16.

<sup>7</sup> C-UMQ-0011, pages 35 et 36, section 4.5.

### 3. Méthode de calcul de l'énergie modulée

Dans notre rapport d'expertise, afin d'illustrer certaines de nos préoccupations envers la méthode de calcul de l'énergie modulée, nous présentons un cas que nous avons qualifié de « limite » où le solde de modulation serait de 8 665 GWh correspondant à une stratégie sans retrait.<sup>8</sup> Après avoir analysé les résultats sommaires des 108 simulations effectuées par le Distributeur<sup>9</sup>, nous constatons que notre cas n'était finalement pas si extrême qu'on aurait pu le croire.

En effet, par exemple, dans la simulation no. 28 pour 2014 (tableau A-1.5), la vente du solde de modulation est de 7,618 TWh pour un revenu de 284,8 M\$. Cette quantité vendue correspond à 88 % de la quantité moyenne des ajouts de 8,665 TWh en 2014<sup>10</sup>. Dans cette même simulation, le Distributeur paierait pour la modulation de 7,774 TWh pour un coût de 54,4 M\$ dont, en réalité, la majeure partie, soit 7,618 TWh, n'a jamais été retournée par le Producteur mais s'est virtuellement retrouvée dans ses réservoirs.

Nous sommes d'avis qu'un tel stockage peut même conférer des avantages au Producteur en réduisant, à chacune des nombreuses heures où l'ajout serait supérieur au retrait, ses coûts marginaux de production horaire et en contribuant à hausser la hauteur de chute de l'ensemble de ses réservoirs. En réalité dans cet exemple, le Distributeur aurait donc procédé à une transaction avec le Producteur pour un revenu de 284,8 M\$ amputé de 53,3 M\$ (7,618 TWh à 7 \$/MWh) pour un revenu net de 231,5 M\$ et un prix moyen de 30,39 \$/MWh qui se situe forcément à 7 \$ de moins que le prix qu'il aurait obtenu, par exemple, dans le cas d'une transaction semblable à des transactions financières comme il l'a fait au cours des dernières années. Dans cet exemple, le Distributeur subit un manque à gagner difficilement justifiable, selon nous, de 53,3 M\$.

---

<sup>8</sup> C-UMQ-0011, pages 24 et 25.

<sup>9</sup> B-0030, HQD-2, document 9, Compléments, pages 7 à 9, tableaux A-1.1 à A-1.6.

<sup>10</sup> B-0012, HQD-2, document 1, page 8, tableaux R-2.4.



Le Distributeur reconnaît d'ailleurs une telle analogie entre l'EGM et les transactions financières :

*« L'EGM prévoit, en outre, les modalités de liquidation du solde du compte de modulation qui comportent une formule de prix dégressifs selon les quantités d'énergie rachetées. Le premier térawattheure inscrit au compte de modulation est ainsi racheté par le Producteur au prix de l'électricité de la zone M du NYISO, moins 5 \$/MWh. Chaque térawattheure additionnel sera racheté au prix applicable au premier térawattheure, moins 1 \$/MWh par tranche d'un térawattheure. Le Distributeur a fait l'hypothèse que les quantités faisant l'objet de transactions financières seront rachetées selon les mêmes modalités que celles de l'EGM. »<sup>11</sup> (Nous soulignons)*

Toute l'énergie des soldes positifs en fin d'année est dans le même cas que dans l'exemple de la simulation no. 28 ci-haut, i. e. qu'elle n'est rien d'autre qu'une énergie qui est simplement stockée avec un prix contenant une portion de 7 \$/MWh qui, selon nous, ne serait pas justifiée. En cumulant tous les soldes positifs des 108 simulations mentionnées plus haut, soit dans 76 cas sur 108, on peut préparer le tableau 1 suivant.

---

<sup>11</sup> R-3776-2011, B-0022, HQD-5, document 1, page 9, lignes 14 à 21.

**Tableau 1**  
**Coûts de modulation de l'énergie revenue au Producteur**

	Moyenne des soldes positifs (TWh)	Tarif de modulation (\$/MWh)	Coût total (M\$)
2012	0,806	7	5,6
2013	1,978	7	13,8
2014	2,778	7	19,4
<b>TOTAL</b>	<b>5,562</b>	<b>7</b>	<b>38,9</b>

Ce tableau montre un manque à gagner non justifié, selon nous, de 38,9 M\$ sur la période de l'EGM.

Dans le fond, un service de modulation devrait normalement prendre livraison d'énergie selon un patron horaire donné et retourner la totalité de cette même énergie selon un patron horaire modulé différemment. Un tel service peut représenter un coût pour le producteur qui le rend.

Toutefois, dans le cas de l'EGM, on voit que la totalité de l'énergie n'est pas toujours retournée par le Producteur. On peut donc conclure qu'on est en présence de deux services différents soit un service de modulation s'appliquant sur une certaine portion de l'énergie des approvisionnements postpatrimoniaux assujettis et une simple livraison d'énergie sur le reste soit l'énergie jamais retournée par le Producteur mais qui lui est vendue en fin d'année. Nous soumettons encore une fois que seule l'énergie vraiment retirée devrait faire l'objet du tarif de 7 \$ /MWh et non l'énergie jamais retournée. Dans l'exemple de la simulation no. 28 de 2014 citée plus haut, seule la quantité vraiment modulée soit 7,774 TWh – 7,618 TWh = 0,156 TWh devrait être payée au taux de 7 \$/MWh pour un coût applicable au service de modulation de 1,1 M\$ au lieu de 54,4 M\$.

**Nous recommandons que le tarif de modulation de 7 \$/MWh ne s'applique pas dans l'EGM pour l'énergie du solde de modulation qui a été revendue au Producteur en fin d'année. Le Distributeur devrait alors soustraire des coûts de l'EGM les montants de 5,6 M\$, 13,8 M\$ et 19,4 M\$ pour les années 2012 à 2014, respectivement.**

#### 4. Simulation versus méthode opérationnelle utilisée en cours d'année

L'examen des simulations effectuées par le Distributeur<sup>12</sup> donne plus d'informations sur la méthode de simulation que les tableaux moyens auparavant fournis.

Par exemple, on peut constater du tableau A-1.1 que, pour toutes les simulations de 2012 pour lesquelles l'EGM montre des pertes par rapport au scénario sans modulation, le solde de modulation en fin d'année est nul, suggérant ainsi que le Distributeur est arrivé à court dans l'utilisation du solde avant la fin de l'année. Ainsi, on peut se demander si le Distributeur, sachant en cours d'année qu'il doit avoir recours à d'importantes quantités d'achats court terme (jusqu'à 3,052 TWh dans la simulation no. 19), a ajusté sa stratégie en conséquence de façon optimale.

**Ce constat est cohérent avec celui que nous faisons dans le rapport d'expertise selon lequel la justification de l'EGM devrait être réalisée en couplant la simulation des scénarios avec le modèle de gestion opérationnelle du Distributeur.<sup>13</sup> Pour pouvoir faire un diagnostic encore plus précis, l'examen des résultats horaires de cette simulation no. 19, entre autres, devrait être fait.**

---

<sup>12</sup> B-0030, HQD-2, document 9, Compléments, pages 7 à 9, tableaux A-1.1 à A-1.6.

<sup>13</sup> C-UMQ-0011, pages 31 à 33, section 4.2.

## 5. Scénarios avec intégration éolienne

Nous avons été étonnés du fait que l'Entente d'intégration éolienne (« EIÉ ») présentement en vigueur jusqu'au 31 décembre 2011 serait moins intéressante qu'un scénario sans modulation pour la période de 2012 à 2014.<sup>14</sup> À première vue, il nous semble évident que le taux de 80 \$/kW-an, augmenté de 2 % par année à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, constitue un handicap important pour l'EIÉ et que ce taux serait forcément revu à la baisse si on renouvelait cette entente, afin de mieux refléter la réalité d'aujourd'hui. Mais cet aspect de l'EIÉ n'explique pas tout l'écart entre l'EIÉ et le scénario sans modulation.

Toutefois, les tableaux fournis par le Distributeur<sup>15</sup> nous ont permis de constater un autre élément de divergence entre le scénario de l'EIÉ et ceux avec et sans modulation. En effet, il semblerait que les quantités d'énergie gérées par la simulation du scénario de l'EIÉ seraient différentes de celles des deux autres scénarios. Le tableau 2 illustre ce fait, qu'on a observé autant en plus qu'en moins, par les résultats de quelques simulations extraites des tableaux fournis par le Distributeur.

---

<sup>14</sup> C-UMQ-0011, page 30.

<sup>15</sup> B-0030, HQD-2, document 9, Compléments, pages 13 et 14, tableaux A-2.1 à A-2.3.

Tableau 2

## Exemples de l'énergie nette gérée par les trois scénarios

	Scénario avec modulation (TWh)	Scénario sans modulation (TWh)	Scénario EIÉ (TWh)
<u>Exemple 1: simulation no. 19 pour 2012</u>			
Achats court terme	3,052	4,112	4,243
Reventes de surplus	0,000	-0,266	-1,012
Cyclable (HQP)	1,558	1,141	1,072
Inutilisé	-0,136	-0,513	-0,137
Revente du solde de modulation	0,000	-	-
<b>Énergie nette gérée</b>	<b>4,474</b>	<b>4,474</b>	<b>4,166</b>
<u>Exemple 2: simulation no. 6 pour 2012</u>			
Achats court terme	1,664	3,181	3,802
Reventes de surplus	0,000	-0,469	-0,885
Cyclable (HQP)	1,556	1,073	1,110
Inutilisé	-0,157	-0,722	-0,157
Revente du solde de modulation	0,000	-	-
<b>Énergie nette gérée</b>	<b>3,063</b>	<b>3,063</b>	<b>3,870</b>

À moins de la preuve du contraire, nous nous serions attendu à ce que l'énergie nette telle que calculée dans le tableau 2 soit équivalente, pour une simulation donnée pour les trois scénarios. Or, cette condition est validée entre les scénarios avec et sans modulation mais elle ne l'est pas pour le scénario avec l'EIÉ.

**Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur la raison pour laquelle l'énergie nette gérée par les simulations de l'EIÉ n'est pas la même que pour les scénarios avec et sans modulation et, au besoin, de soumettre des simulations de l'EIÉ où les énergies nettes seraient les mêmes.**