

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2011-064

R-3748-2010

11 mai 2011

---

**PRÉSENTS :**

Gilles Boulianne

Richard Carrier

Marc Turgeon

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision portant sur les demandes d'ordonnance de certains intervenants relatives aux réponses du Distributeur à certaines demandes de renseignements**

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur*



**Intervenants :**

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 1<sup>er</sup> novembre 2010, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose une demande à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi), en vue de l'approbation de son plan d'approvisionnement 2011-2020 (le Plan).

[2] Le 15 février 2011, des demandes de renseignements sont adressées au Distributeur, qui y répond le 15 mars 2011.

[3] Du 22 mars au 5 avril 2011, l'ACEFO, EBM, la FCEI, le RNCREQ, S.É./AQLPA et l'UC font part de leur insatisfaction quant à certaines réponses données par le Distributeur ou à son défaut de répondre à certaines questions. Ces intervenants demandent à la Régie d'ordonner au Distributeur de répondre à leurs questions et de fournir les informations requises.

[4] Le 31 mars 2011, la Régie annonce qu'elle maintient l'échéance du 19 avril 2011 à 12 h fixée par sa décision D-2011-011 pour le dépôt de la preuve des intervenants et que, lorsqu'elle se prononcera sur les demandes d'ordonnance, elle fixera, s'il y a lieu, un échéancier pour le dépôt d'un complément de preuve de la part des intervenants.

[5] Le 29 mars et le 12 avril 2011, le Distributeur dépose ses commentaires sur les demandes d'ordonnance des six intervenants mentionnés plus haut.

[6] Le 14 avril 2011, l'UC réplique aux commentaires du Distributeur.

[7] La présente décision porte sur les demandes d'ordonnance de l'ACEFO, EBM, la FCEI, le RNCREQ, S.É./AQLPA et l'UC relatives aux réponses du Distributeur. La Régie fixe également un échéancier pour le dépôt d'un complément de preuve de la part de certains intervenants.

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

## 2. DEMANDES D'ORDONNANCE

### REMARQUES GÉNÉRALES

[8] La Régie note que plusieurs des demandes d'ordonnance portent sur les coûts des stratégies d'approvisionnement. Elle rappelle les extraits suivants de ses décisions D-2011-011 et D-2011-029 :

*« [44] [...] la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. [...] »*

*[45] La Régie n'exclut donc pas la question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement dans le cadre du présent dossier. Ces coûts, sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, sont pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précision adapté à ces horizons. [...]*

*[46] [...] Il n'est pas nécessairement utile, aux fins de l'examen du Plan, que des informations détaillées soient systématiquement fournies pour chaque scénario d'encadrement de la prévision de la demande, chaque moyen d'approvisionnement ou chaque contrat envisagé<sup>2</sup>. »*

*« [22] En conséquence, ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, que celui-ci doit décrire dans le cadre du Plan et l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques. À cet égard, la Régie précise qu'elle considère important que le Distributeur soit explicite quant aux objectifs et stratégies qu'il privilégie, aux coûts et risques associés à ces stratégies et aux impacts de celles-ci sur les bilans en puissance et en énergie à l'horizon du Plan<sup>3</sup>. »*

---

<sup>2</sup> Décision D-2011-011, pages 12 et 13.

<sup>3</sup> Décision D-2011-029, pages 7 et 8.

[9] La Régie constate que le Plan prévoit certains approvisionnements dont les prix sont déjà fixés. Il s'agit notamment de l'électricité patrimoniale et des contrats et ententes déjà approuvés par la Régie, dont les contrats avec TransCanada Énergie (TCE), les contrats en base et cyclables avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), les contrats de biomasse, d'énergie éolienne et de petites centrales hydroélectrique, l'entente globale cadre, l'entente d'intégration éolienne et les conventions d'énergie différée. Le prix de l'option d'électricité interruptible est fixé dans le cadre de dossiers tarifaires. Le coût associé à la suspension des livraisons de la centrale TCE est examiné dans le cadre des dossiers spécifiques d'approbation de ces suspensions.

[10] Par ailleurs, le Plan prévoit des approvisionnements de court terme dont le prix varie selon les marchés. La revente de surplus génère également des revenus qui sont variables.

[11] Enfin, le Plan prévoit de nouveaux contrats et ententes d'approvisionnement tels que l'acquisition de puissance à long terme, l'entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE, l'entente globale de modulation et les transactions financières avec le Producteur. Il évoque également la possibilité d'investissements afin d'accroître la capacité des interconnexions en importation.

[12] En conséquence de ces constats et des extraits de décision précités, la Régie est d'avis que les coûts et revenus estimés associés aux achats de court terme et à la revente ainsi que les coûts estimés associés aux nouvelles stratégies d'approvisionnement doivent être fournis. Une estimation de ces coûts, de même que les coûts des moyens d'approvisionnement existants, permettent de comparer les stratégies les unes par rapport aux autres et d'évaluer si le recours à certains moyens d'approvisionnement plutôt que d'autres devrait être favorisé.

[13] La Régie note également que plusieurs questions portent sur l'entente globale de modulation qui sera soumise pour approbation à la Régie à l'automne 2011<sup>4</sup>. La Régie est d'avis que le Distributeur doit être plus explicite quant aux coûts et risques associés à l'entente globale de modulation. Il importe d'examiner les formules des prix, les bases ou références du prix qui permettront de juger de son acceptabilité, sans en connaître les coûts exacts qui font présentement l'objet de négociations.

---

<sup>4</sup> Pièce B-0039, page 40.

## ACEFO

### QUESTIONS 2 (d) ET 2 (e) DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'ACEFO

[14] À la question 2 (d), l'ACEFO demande au Distributeur s'il a étudié le potentiel technico-économique global de gestion de la consommation dans les secteurs commercial-institutionnel et domestique. S'il répond par l'affirmative, l'intervenante demande au Distributeur, à la question 2 (e), de déposer cette étude. S'il répond par la négative, elle lui demande d'expliquer pourquoi et d'indiquer si une activité de ce genre est prévue et quand.

[15] En réponse aux questions 2 (d) et 2 (e), le Distributeur réfère l'ACEFO à la section 4.5 de la pièce B-1, HQD-8, document 8 du dossier R-3708-2009 et à sa réponse à la question 2 (b) par laquelle il indique que le potentiel technico-économique des accumulateurs thermiques dans le secteur résidentiel est nul. À la section 4.5 de la pièce B-1, HQD-8, document 8 du dossier R-3708-2009, le Distributeur mentionne qu'il a procédé en 2006-2007 à l'évaluation du potentiel technico-économique des mesures ou technologies qui pourraient être implantées chez les clients résidentiels ou affaires et qu'en 2008 et 2009, il a approfondi l'évaluation de deux technologies spécifiques. La Régie constate que les études sous-jacentes à ces évaluations ne sont pas fournies. Par ailleurs, elle rappelle que « *le plan d'approvisionnement est le forum approprié pour discuter des stratégies générales et du potentiel d'un portefeuille de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande sur un horizon de dix ans*<sup>5</sup> ». En conséquence, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 2 (d) et 2 (e) de l'ACEFO.**

### QUESTIONS 10 ET 11 (a) DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'ACEFO

[16] La question 10 de l'ACEFO porte sur l'impact en puissance à la pointe d'hiver du programme de récupération de la chaleur des eaux grises. À la question 11 (a), l'ACEFO demande au Distributeur de fournir les hypothèses de calcul en ce qui a trait à l'objectif de réduction de 1 MW de puissance pour 2011 du programme de chauffe-eau à trois éléments.

---

<sup>5</sup> Décision D-2011-011, paragraphe 22.

[17] Le Distributeur répond que cette question dépasse le cadre du présent dossier et il réfère, à cet égard, au paragraphe 22 de la décision D-2011-011.

[18] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2008-133 relative au plan d'approvisionnement précédent, elle a demandé au Distributeur de présenter son évaluation du potentiel d'un portefeuille de moyens de gestion de la demande en puissance, dont le potentiel d'effacement au moyen d'accumulateurs thermiques, le potentiel du tarif bi-énergie et de la tarification différenciée dans le temps ainsi que le potentiel de moyens pouvant réduire la contribution du chauffage de l'eau à la puissance de pointe<sup>6</sup>. C'est en ce sens que doit être lu le paragraphe 22 de la décision D-2011-011.

[19] La Régie juge donc pertinentes les questions 10 et 11 (a) de l'ACEFO dans le cadre de l'examen du Plan. Celles-ci permettent d'évaluer l'impact potentiel, en puissance et en énergie, de mesures de gestion de la demande prévues ou envisagées dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). Dans le cadre des dossiers tarifaires, ces mesures ne sont examinées que sur un horizon de court terme. En conséquence, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 10 et 11 (a) de l'ACEFO.**

## **EBM**

### **QUESTIONS 4.10 ET 4.14 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 D'EBM**

[20] Par sa question 4.10, EBM demande au Distributeur de préciser toute considération monétaire à être acquittée au Producteur au terme de l'entente globale de modulation. Par sa question 4.14, l'intervenante lui demande de préciser les impacts financiers pour le Distributeur dans l'éventualité où les besoins de la charge locale ne permettraient pas de ramener le solde du compte de modulation à zéro ou à l'intérieur de la fourchette maximale annuelle.

[21] Selon la Régie, les questions 4.10 et 4.14, telles que formulées par EBM, exigent un niveau d'information et de précision trop élevé. En conséquence, **le Distributeur n'est pas tenu de répondre aux questions 4.10 et 4.14 d'EBM.**

---

<sup>6</sup> Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, page 32.



**QUESTION 4.11 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 D'EBM**

[22] Par sa question 4.11, EBM demande au Distributeur de préciser s'il a complété une demande ou une analyse de la valeur économique des bénéficiaires qu'il retirera de l'entente globale de modulation et, le cas échéant, de produire l'ensemble des documents s'y rattachant.

[23] Le Distributeur réfère EBM à sa réponse à la question 4.5 (b) de cette intervenante où il indique que, lorsqu'une entente sera conclue et approuvée par les deux parties, il déposera une demande d'approbation à la Régie qui inclura les analyses pertinentes.

[24] La Régie est d'avis que, dans la mesure où de telles analyses économiques sont complétées, leur dépôt en preuve par le Distributeur pourrait contribuer à éclairer la Régie sur les principales caractéristiques qu'il recherche. Pour cette raison, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 4.11 d'EBM.**

**QUESTION 4.12 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 D'EBM**

[25] Par sa question 4.12, EBM demande au Distributeur s'il a procédé à une étude comparative des options à sa disposition pour faire face aux surplus d'énergie et de produire les documents s'y rapportant.

[26] En réponse à la question, le Distributeur réfère l'intervenante à sa réponse à la question 6.7 de la FCEI où il dresse la liste des dossiers dans lesquels la revente des surplus a été abordée.

[27] La Régie juge cette question pertinente dans le cadre de l'examen du Plan, puisqu'elle pourrait apporter un éclairage additionnel sur le choix des stratégies à la disposition du Distributeur pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. De plus, la Régie rappelle que, conformément au *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>7</sup> (le Règlement sur le plan), le Distributeur doit définir les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement. Considérant que la réponse du Distributeur est incomplète à cet égard, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre**

---

<sup>7</sup> (2001) 133 G.O. II, 6037.

**à la question 4.12 d'EBM et de fournir les études ou analyses qu'il a, le cas échéant, produites ou fait produire.**

**QUESTION 4.13 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 D'EBM**

[28] La question 4.13 d'EBM porte sur l'entente globale de modulation que le Distributeur entend conclure avec le Producteur. L'intervenante demande au Distributeur d'indiquer si un partage des bénéfices associés à la revente des surplus du Distributeur par le Producteur est prévu dans cette entente.

[29] Le Distributeur indique qu'il est prématuré de répondre à cette question, compte tenu que des négociations de nature contractuelle sont en cours avec le Producteur.

[30] La Régie comprend que l'intervenante souhaite, par sa question 4.13, savoir si un partage des bénéfices associés à la revente de l'énergie contenue au solde du compte de modulation en fin d'année est souhaité par le Distributeur dans le cadre de l'entente globale de modulation et si ce partage fait partie des discussions avec le Producteur.

[31] **La Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 4.13 de l'intervenante telle que comprise par la Régie.** Elle considère que les orientations visant la disposition de l'énergie d'un compte de modulation affichant un solde positif en fin d'année font partie des caractéristiques des contrats dont il est question à l'article 72 de la Loi et au paragraphe 3° de l'article 1 du Règlement sur le plan.

**QUESTION 4.15 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 D'EBM**

[32] Par sa question 4.15, EBM demande au Distributeur de préciser les modalités limites et restrictions entourant ses droits et obligations en matière de programmation de l'énergie et de la puissance afin de répondre aux besoins de la charge locale visée par l'entente globale de modulation.

[33] Le Distributeur indique qu'il est prématuré de répondre à cette question, compte tenu des négociations de nature contractuelle en cours.

[34] La Régie est d'avis qu'il est pertinent, dans le cadre du présent dossier, d'apprécier la flexibilité dont disposera le Distributeur pour programmer l'énergie et la puissance en vertu de l'entente globale de modulation. Elle considère que ce degré de flexibilité est une caractéristique au sens de l'article 72 de la Loi. **La Régie ordonne donc au Distributeur de répondre à la question 4.15 d'EBM.**

## FCEI

### QUESTIONS 1.4 À 1.7 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE LA FCEI

[35] Les questions 1.4 à 1.7 de la FCEI portent sur la désignation des ressources du Distributeur.

[36] En réponse à ces questions, le Distributeur mentionne qu'il s'assure de respecter les exigences des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions du Transporteur) et que le présent dossier ne constitue pas le forum approprié pour discuter des aspects administratifs liés à l'application des Tarifs et conditions du Transporteur.

[37] Dans sa décision D-2011-011, la Régie s'est dit d'avis que les questions relatives aux répartitions des ressources en vertu des Tarifs et conditions du Transporteur ne relevaient pas du présent dossier. La désignation des ressources est une question de même nature et ne relève donc pas du présent dossier. En conséquence, **le Distributeur n'a pas à répondre aux questions 1.4 à 1.7 de la FCEI.**

## RNCREQ

### QUESTION 6.3 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DU RNCREQ

[38] Par sa question 6.3, le RNCREQ demande au Distributeur de présenter un tableau semblable au tableau A-5.1 pour chacune des années depuis l'année 2005. Le tableau A-5.1 présente les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour l'année 2009, en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de distribution d'électricité.

[39] Le Distributeur est d'avis que la production du tableau A-5.1 de la pièce B-0007 répond aux exigences énoncées par la Régie dans sa décision D-2008-133.

[40] La Régie retient le motif du RNCREQ, en réponse aux commentaires émis par le Distributeur au sujet du tableau A-5.1<sup>8</sup>, selon lequel la valeur d'une seule année n'est pas significative. En conséquence, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 6.3 du RNCREQ.**

## S.É./AQLPA

### QUESTION 1.1 (a) DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE S.É./AQLPA

[41] Par sa question 1.1 (a), S.É./AQLPA demande au Distributeur d'expliquer la baisse constatée du niveau des économies tendanciennes depuis le précédent plan d'approvisionnement (dossier R-3648-2007).

[42] Le Distributeur répond que la baisse constatée est causée par le changement de l'année de base servant au calcul des économies tendanciennes, qui passe de 2003 à 2009.

[43] La Régie juge que le Distributeur a répondu à la question. **Il n'y a donc pas lieu de rendre l'ordonnance demandée à l'égard de la question 1.1 (a) de S.É./AQLPA.**

---

<sup>8</sup> Pièce B-0007, page 35.

**QUESTION 1.9 (a) DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE S.É./AQLPA**

[44] Par sa question 1.9 (a), S.É./AQLPA demande au Distributeur de déposer les données annuelles corrigées des ventes industrielles normalisées, prévues et réelles, pour la période de 1985 à 2009.

[45] Le Distributeur répond qu'une quantité importante d'informations a été déposée au dossier quant à la prévision des ventes au secteur industriel, notamment à l'annexe 2A de la pièce B-0005.

[46] **La Régie juge que le Distributeur n'a pas à répondre la question 1.9 (a) de S.É./AQLPA**, ce dernier n'ayant pas démontré qu'un tel niveau de détail lui était nécessaire.

**QUESTIONS 1.13 (b), 1.13 (c) ET 1.13 (d) DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE S.É./AQLPA**

[47] Aux questions 1.13 (b) et 1.13 (c), S.É./AQLPA demande au Distributeur de fournir le coût de revient et le coût d'entretien des groupes diesel au Nunavik. À la question 1.13 (d), l'intervenant lui demande de fournir le coût d'opération des groupes diesel au Nunavik en 2010, basé sur le coût affiché du diesel n<sup>o</sup> 2 sur le site internet de la Régie.

[48] Le Distributeur indique avoir déposé, sous pli confidentiel, le coût de revient et les charges d'exploitation par réseau autonome pour l'année 2009 dans le cadre du dossier tarifaire 2011-2012 et que ces informations ne sont pas disponibles pour l'année 2010<sup>9</sup>. En conséquence, **la Régie demande au Distributeur de déposer, au présent dossier, le coût de revient moyen, le coût d'entretien moyen et le coût d'opération moyen des groupes diesel au Nunavik pour l'année 2009.**

[49] La Régie juge toutefois que le Distributeur n'a pas à produire un scénario hypothétique du coût d'opération des groupes diesel au Nunavik basé sur le coût affiché

---

<sup>9</sup> Pièce B-0044, page 3.

du diesel n° 2 sur le site internet de la Régie. S.É./AQLPA n'a pas justifié sa demande de production d'un tel scénario.

### **QUESTIONS 1.15 (a) ET 1.15 (b) DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE S.É./AQLPA**

[50] À la question 1.15 (a), S.É./AQLPA demande au Distributeur de fournir le coût global du projet de construction de la nouvelle centrale de Kuujuaq. À la question 1.15 (b), l'intervenant lui demande de comparer ce coût au coût du projet approuvé par la Régie au dossier R-3623-2007 et d'expliquer les écarts.

[51] Le Distributeur répond que ces questions dépassent le cadre du présent dossier et que les informations recherchées seront rendues publiques dans le cadre du rapport annuel du Distributeur.

[52] Le sujet des coûts réels des approvisionnements en réseaux autonomes est pertinent dans le cadre de l'étude du Plan. Ainsi, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 1.15 (a) de S.É./AQLPA.** Cependant, le suivi des coûts réels de la construction de la centrale de Kuujuaq par rapport aux coûts prévus du projet est effectué, conformément à la décision D-2007-103<sup>10</sup>, dans le cadre du rapport annuel du Distributeur selon l'article 75 de la Loi. En conséquence, **le Distributeur n'est pas tenu de répondre à la question 1.15 (b) de S.É./AQLPA.**

UC

### **QUESTION 6.2.1 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[53] Par sa question 6.2.1, l'UC demande au Distributeur de fournir les coûts des approvisionnements nets des revenus de la revente des surplus pour les scénarios avec transactions et sans transactions financières avec le Producteur, en différant l'énergie sur la période 2010-2011.

---

<sup>10</sup> Dossier R-3623-2007, page 4.

[54] Le Distributeur réfère l'UC à sa réponse à la question 5.2 de cette intervenante.

[55] La Régie est d'avis que la réponse du Distributeur est incomplète et qu'il est pertinent, dans le cadre du présent dossier, d'obtenir les coûts permettant d'apprécier les avantages de la transaction financière comme stratégie alternative à celle visant à différer l'énergie en vertu des conventions d'énergie différée. Pour ces raisons, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 6.2.1 de l'UC et de fournir les hypothèses sous-jacentes à sa réponse.**

#### **QUESTION 6.2.2 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[56] Par sa question 6.2.2, l'UC demande au Distributeur de fournir le détail des données utilisées et des calculs, notamment en ce qui a trait au coût d'approvisionnement, au coût des transactions avec le Producteur et aux revenus de revente d'énergie, pour chacune des années de la période de 2010-2027.

[57] Le Distributeur réfère l'UC à sa réponse à la question 5.2 de cette intervenante.

[58] La Régie estime que le niveau de détails demandé par l'intervenante n'est pas nécessaire, compte tenu des informations qui doivent être fournies en réponse à sa question 6.2.1. En conséquence, **le Distributeur n'est pas tenu de répondre à la question 6.2.2 de l'UC.**

#### **QUESTIONS 8.2 ET 8.3 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[59] Par sa question 8.2, l'UC demande au Distributeur de justifier la rentabilité de la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en 2016 et, par sa question 8.3, elle lui demande de fournir les analyses économiques similaires à celles présentées dans le cadre du dossier R-3704-2009.

[60] En réponse à ces questions, le Distributeur réfère l'intervenante aux réponses données aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie<sup>11</sup>. Ces questions portent sur la modulation des livraisons de la centrale de TCE et non sur la suspension de ces livraisons.

[61] La Régie est d'avis que le Distributeur doit justifier sur une base économique sa stratégie de maintenir la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'à l'hiver 2014-2015, en comparaison avec des stratégies alternatives. Tel que mentionné au paragraphe 12 de la présente décision, les coûts estimés des stratégies d'approvisionnement doivent être fournis. Toutefois, les analyses que fournira le Distributeur n'ont pas à être aussi détaillées que celles présentées dans le cadre des dossiers spécifiques annuels des demandes d'approbation de la suspension.

[62] Par conséquent, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 8.2 et 8.3 de l'UC.**

#### **QUESTION 9.1 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[63] Par sa question 9.1, l'intervenante souhaite savoir si la modulation éventuelle des livraisons de la centrale **de TCE nécessitera des modifications physiques de la centrale.**

[64] En réponse à cette question, le Distributeur réfère l'intervenante aux réponses données aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

[65] La Régie, si elle le juge alors opportun, traitera du sujet des modifications physiques, le cas échéant, de la centrale de TCE lors du dossier spécifique d'approbation de l'entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE.

[66] Par conséquent, **le Distributeur n'a pas à répondre à la question 9.1 de l'UC.**

---

<sup>11</sup> Pièce B-0023, pages 25 à 28.



**QUESTION 9.2 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[67] Par sa question 9.2, l'UC demande au Distributeur d'indiquer si la centrale de TCE sera en mesure de fournir l'énergie toute l'année à la suite de la modulation des livraisons.

[68] En réponse à cette question, le Distributeur réfère l'intervenante aux réponses données aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

[69] La Régie est d'avis que cette question relative à la faisabilité de la stratégie du Distributeur est pertinente et que les références fournies par le Distributeur ne répondent pas à la question de l'intervenante.

[70] Par conséquent, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre à la question 9.2 de l'UC.**

**QUESTIONS 9.3, 9.5, 10.2 ET 10.3 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[71] Par sa question 9.3, l'UC demande au Distributeur de fournir une estimation des coûts et des délais qui seraient requis à la modulation des livraisons de la centrale de TCE. L'intervenante lui demande ensuite, à la question 9.5, d'indiquer les considérations techniques ou commerciales qui pourraient empêcher la conclusion d'une entente visant la modulation des livraisons de la centrale de TCE. Aux questions 10.2 et 10.3, l'intervenante demande au Distributeur de fournir une analyse économique de l'option de modulation des livraisons et de confirmer que cette option est plus rentable que leur suspension.

[72] La Régie note que la modulation des livraisons de la centrale de TCE n'est prévue qu'à compter de l'hiver 2014-2015<sup>12</sup>. Par ailleurs, le paragraphe 3° de l'article 1 du Règlement sur le plan prévoit que le plan d'approvisionnement doit contenir « *les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années [...], concernant les approvisionnements additionnels requis [...], et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure* » [nous soulignons]. La

---

<sup>12</sup> Pièce B-0004, page 44, tableau 4.4.2.

Régie est d'avis que le niveau de détails que le Distributeur doit fournir sur tout l'horizon du Plan n'a pas à être aussi élevé que pour les trois premières années du Plan. En conséquence, **la Régie juge que le Distributeur n'a pas à répondre aux questions 9.3, 9.5, 10.2 et 10.3 telles que formulées par l'UC.**

#### **QUESTION 10.4 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[73] Par sa question 10.4, l'UC demande au Distributeur d'indiquer comment il entend disposer des surplus additionnels pouvant résulter de la modulation des livraisons de la centrale de TCE, par rapport à la suspension, et de fournir les données et résultats appuyant sa réponse.

[74] En réponse à cette question, le Distributeur énonce certains des objectifs recherchés par une entente de modulation et souligne que le choix optimal d'utilisation de la centrale de TCE ne peut être arrêté avant que les parties aient discuté de l'ensemble des considérations techniques et économiques.

[75] **La Régie juge qu'une réponse a été fournie à la question 10.4 de l'UC.**

#### **QUESTION 11.1 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[76] Par sa question 11.1, l'UC demande au Distributeur s'il serait possible, plus économique et plus respectueux de l'environnement, de renégocier la convention d'énergie différée avec le Producteur afin d'obtenir une garantie pour la totalité des 800 MW au-delà des 600 MW des contrats originaux.

[77] En réponse à cette question, le Distributeur rappelle que les caractéristiques des conventions d'énergie différée ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2010-099<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Dossier R-3726-2010.

[78] La Régie juge que, dans le contexte de l'analyse des différentes stratégies qui s'offrent au Distributeur, la question relative à la détermination du niveau de puissance garantie en vertu des conventions d'énergie différée est pertinente. **La Régie ordonne donc au Distributeur de répondre à la question 11.1 de l'intervenante.**

#### **QUESTION 12.4 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE L'UC**

[79] Par sa question 12.4, l'UC demande au Distributeur d'indiquer le coût du service particulier de l'entente globale de modulation permettant au Distributeur d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver.

[80] Le Distributeur réfère l'UC à sa réponse à la question 12.2 de cette intervenante, où il souligne que l'entente de modulation est encore en négociation et qu'elle sera déposée pour approbation à la Régie lorsqu'un accord entre les parties aura été obtenu.

[81] Bien que la question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement soit pertinente, la question 12.4 de l'UC, telle que formulée, exige la connaissance de modalités précises d'une entente en négociation pour estimer un coût relié à un service particulier de l'entente. En conséquence, **le Distributeur n'est pas tenu de répondre à la question 12.4 de l'UC.**

#### **QUESTIONS 22.1 À 22.4 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE L'UC**

[82] Par sa question 22.1, l'UC demande au Distributeur de démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle, et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques, conformément au *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*<sup>14</sup> et à la décision D-2011-011. Pour ce faire, l'intervenante demande au Distributeur, à la question 22.2, de fournir tous les coûts, sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau

---

<sup>14</sup> *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*, 11 juin 2010.

de précisions adapté à ces horizons. Par sa question 22.3, l'UC demande au Distributeur de préciser si les coûts fournis en réponse à sa question 22.2 incluent ou non les coûts suivants et de les fournir, le cas échéant :

- coûts fixes et variables lors d'une suspension de la production de la centrale de TCE;
- coûts fixes et variables à payer éventuellement à TCE pour obtenir des livraisons modulables de la centrale de TCE;
- prime de puissance et pertes économiques reliées aux transactions financières (ou transaction de vente) avec le Producteur;
- coûts reliés à l'entente globale de modulation;
- coût des contrats patrimoniaux et postpatrimoniaux;
- pertes et/ou gains reliés à la revente d'énergie.

[83] L'UC demande au Distributeur, à la question 22.4, d'élaborer sa réponse et de fournir les chiffriers Excel pertinents à l'analyse de sa démonstration.

[84] En conséquence des paragraphes 8 à 13 et 72 de la présente décision, **la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 22.1 à 22.4 de l'UC, à l'exclusion de la demande de fournir les coûts fixes et variables à payer en vertu d'une éventuelle entente de modulation avec TCE (2<sup>e</sup> puce de la question 22.3).**

#### **QUESTIONS 22.5 ET 22.6 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE L'UC**

[85] Par sa question 22.5, l'UC demande au Distributeur de comparer les coûts d'approvisionnement totaux, nets des revenus de revente d'énergie, du scénario de suspension des livraisons de la centrale TCE jusqu'en 2014 avec modulation des livraisons à compter de janvier 2015 et du scénario de suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en 2016. L'intervenante lui demande, à la question 22.6, de fournir les détails des calculs, notamment les coûts des achats de puissance, les volumes d'énergie, les prix et les revenus de la revente pour chacun de ces deux scénarios.

[86] Pour ces questions, le Distributeur réfère l'UC à ses réponses fournies à la question 22.1 de cette intervenante et aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

[87] La comparaison demandée par l'UC inclut la modulation des livraisons qui n'est prévue qu'à compter de 2014-2015. Pour les motifs exposés au paragraphe 72, cette comparaison n'est pas pertinente dans le cadre de l'analyse du présent dossier. En conséquence, **le Distributeur n'a pas à répondre aux questions 22.5 et 22.6 de l'intervenante.**

#### **QUESTIONS 24.2, 24.4 À 24.7, 26.2, 26.3, 26.5, 26.6 ET 29.1 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UC**

[88] Les questions 24.2, 24.4 à 24.7, 26.2, 26.3, 26.5, 26.6 et 29.1 de l'UC portent sur l'entente globale de modulation.

[89] Par sa question 24.2, l'UC demande au Distributeur de décrire en détail les services et les caractéristiques de l'entente qui sont recherchés par le Distributeur ou convenus jusqu'à maintenant avec le Producteur. Par sa question 24.4, elle lui demande de fournir les caractéristiques et conditions spécifiques de l'entente se rapportant à l'équilibrage éolien, à l'utilisation de l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver ainsi que les conditions de cette utilisation. Par ses questions 24.5 et 24.6, elle lui demande d'indiquer les impacts de l'entente sur la revente des surplus énergétiques au cours de la période 2011-2027 et de préciser toute restriction à l'égard de la revente de ces surplus. Par sa question 24.7, l'intervenante demande au Distributeur comment il évalue les prix des services rendus par le Producteur en vertu de cette entente.

[90] Par sa question 26.2, l'UC demande au Distributeur s'il entend conserver ses droits de revendre ses surplus énergétiques advenant l'approbation de l'entente. À la question 26.3, elle demande comment le Distributeur peut revendre ses surplus à partir des contrats postpatrimoniaux, compte tenu de l'existence éventuelle de l'entente. À la question 26.5, elle lui demande d'indiquer si l'obligation du Producteur de livrer la quantité exacte d'énergie programmée d'avance tient également en cas de panne fortuite

d'un équipement de production postpatrimoniale reconnue de l'entente. À la question 26.6, elle lui demande les avantages financiers et non-financiers qu'obtiendront respectivement le Producteur et le Distributeur grâce à l'entente. Enfin, par sa question 29.1, l'UC lui demande les conséquences financières et non-financières, pour le Distributeur, d'un solde positif du compte de modulation.

[91] En réponse à la question 24.2, le Distributeur indique avoir fourni les informations disponibles, compte tenu des négociations en cours, à la section 6 de la pièce B-0004. En réponse aux autres questions, le Distributeur réfère l'intervenante à cette réponse à la question 24.2.

[92] La Régie réitère qu'en vertu de l'article 72 de la Loi et de l'article 1 du Règlement sur le plan, les caractéristiques des contrats ou ententes que le Distributeur entend conclure doivent être examinées dans le cadre du Plan<sup>15</sup>. Elle rappelle également ce qu'elle a exprimé au paragraphe 22 de la décision D-2011-029<sup>16</sup>.

**[93] En conséquence, sous réserve des précisions apportées aux paragraphes 94 à 96, la Régie ordonne au Distributeur de répondre aux questions 24.2, 24.4 à 24.7, 26.2, 26.3, 26.5, 26.6 et 29.1 de l'UC. Le Distributeur devra notamment donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts qui ont fait l'objet de précisions aux paragraphes 8 à 13 de la présente décision, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. Pour chaque réponse, le Distributeur devra préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 il réfère et fournir davantage d'informations.**

[94] En ce qui a trait à la portion de la question 24.2 relative aux services et caractéristiques de l'entente convenus jusqu'à maintenant avec le Producteur, le Distributeur n'est pas tenu d'y répondre.

[95] Le Distributeur pourra, s'il le juge approprié, combiner sa réponse à la question 24.4 à sa réponse à la question 24.2.

[96] En ce qui a trait à la question 26.6, la Régie ordonne au Distributeur de fournir les avantages financiers et non-financiers recherchés par le Distributeur seulement.

---

<sup>15</sup> Décision D-2011-011, page 15, paragraphe 56.

<sup>16</sup> Décision D-2011-029, pages 7 et 8.

### 3. DÉPÔT DES RÉPONSES DU DISTRIBUTEUR ET D'UN COMPLÉMENT DE PREUVE DES INTERVENANTS

[97] La Régie ordonne au Distributeur de fournir les réponses exigées en vertu de la présente décision au plus tard le **18 mai 2011 à 12 h**.

[98] Par ailleurs, la Régie autorise l'ACEFO, le RNCREQ, S.É./AQLPA et l'UC à déposer un complément de preuve, uniquement dans la mesure où celui-ci découlerait des réponses que fournira le Distributeur conformément à la présente décision. Le cas échéant, ces compléments de preuve devront être déposés au plus tard le **26 mai 2011 à 12 h**.

[99] **Considérant ce qui précède,**

#### La Régie de l'énergie :

**ORDONNE** au Distributeur de fournir les réponses exigées en vertu de la présente décision au plus tard le **18 mai 2011 à 12 h**;

**FIXE** au **26 mai 2011 à 12 h** le dépôt des compléments de preuve, le cas échéant, de l'ACEFO, du RNCREQ, de S.É./AQLPA et de l'UC.

Gilles Boulianne  
Régisseur

Richard Carrier  
Régisseur

Marc Turgeon  
Régisseur

**Représentants :**

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M<sup>e</sup> Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M<sup>e</sup> Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) représentée par M<sup>e</sup> Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Éric Fraser;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin.