

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-149

R-3603-2006

26 octobre 2006

PRÉSENTS :

M. Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)

M. Michel Hardy, B. Sc. A., MBA

M^e Louise Rozon, B. Sc. soc., LL.L.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale

Demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours

Intervenants :

- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

Observateur :

- Mouvement Au Courant.

1. INTRODUCTION

Le 12 mai 2006, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation des dispositions tarifaires applicables aux options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

Dans la décision D-2006-90 du 26 mai 2006, la Régie demande au Distributeur de faire publier un avis public dans certains quotidiens. Toute personne intéressée par la demande est alors invitée à déposer une demande d'intervention.

La Régie reçoit les demandes d'intervention de huit intéressés, accompagnées de leurs budgets prévisionnels. Dans la décision D-2006-109 rendue le 21 juin 2006, la Régie accorde le statut d'intervenant à ces huit intéressés.

L'audience orale se déroule le 18 septembre 2006 et les argumentations sont entendues le 29 septembre 2006.

La présente demande du Distributeur porte sur deux moyens de gestion de la demande qui font appel à la clientèle. Elle concerne le renouvellement de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et l'introduction d'une nouvelle option tarifaire visant l'utilisation des groupes électrogènes de secours des clients pour la gestion de la pointe. Ces options seraient opérationnelles à compter de l'hiver 2006-2007.

2. OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE

HISTORIQUE

Le 3 décembre 2003, la Régie approuve une option d'électricité interruptible s'adressant aux clients du tarif L pour la période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004¹. Le prix offert aux clients participants est un crédit variable égal à la plus élevée des deux valeurs suivantes : 30 ¢/kWh, ou le prix du marché «Day-Ahead Market » (DAM) de la zone HQ

¹ Décision D-2003-224, dossier R-3518-2003, 3 décembre 2003.

du « New York ISO » (NYISO). Le 14 octobre 2004, la Régie reconduit cette option pour la période du 1^{er} décembre 2004 au 30 novembre 2006².

Le Distributeur constate un effritement du nombre de participants à ce programme et de la puissance interruptible disponible depuis son implantation en décembre 2003. La puissance proposée par les grands industriels passe de 832 MW pour l'hiver 2003-2004, à 722 MW pour l'hiver 2004-2005 et à 673 MW pour l'hiver dernier³.

Par ailleurs, la Régie accepte, le 28 février 2006, l'introduction d'une option d'électricité interruptible pour les clients de moyenne puissance⁴. Cette option comporte des crédits fixe et variable, respectivement de 5 \$/kW pour les quatre mois d'hiver et de 7 ¢/kWh. Le préavis de l'option d'électricité interruptible pour les clients de grande puissance (l'Option ÉI) est de deux heures alors qu'une interruption pour les clients de moyenne puissance doit être appelée la veille avant 15h00, pour le lendemain.

ÉTUDE DE LA DEMANDE

Le Distributeur propose une modification de la structure tarifaire afin que l'Option ÉI inclue désormais un crédit fixe selon la puissance interruptible effective offerte par le client et un crédit variable payable à l'utilisation jusqu'à un maximum de 100 heures par année. Il propose aussi de devancer la date d'adhésion pour l'Option ÉI du 1^{er} novembre au 1^{er} septembre afin de faciliter la planification de ses besoins d'approvisionnement. Les clients participants se verraient offrir les compensations financières suivantes :

- Un crédit fixe de 7 \$/kW, soit 1,75 \$/kW-mois pour la période d'hiver, qui se compare au marché « Unforced Capacity » (UCAP) du NYISO;
- Un crédit variable de 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures d'utilisation et de 15 ¢/kWh pour les 60 heures suivantes, qui se compare au marché DAM de la zone M du NYISO.

Le Distributeur explique l'adoption de cette structure à crédits fixe et variable de la façon suivante :

² Décision D-2004-213, dossier R-3538-224, 14 octobre 2004.

³ Pièce B-1-HQD-1, document 1, pages 7 et 8.

⁴ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 79.

« Auparavant, [...] le Distributeur devait se prémunir seulement en prévision d'aléas climatiques extrêmes et ne prévoyait donc l'utilisation de cette option qu'en dernier recours, ce qui explique qu'il ne voulait assumer aucuns frais fixes.

Avec l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale, le Distributeur est dorénavant responsable de la gestion de ses besoins post patrimoniaux et est donc l'unique utilisateur de l'option. Depuis l'hiver 2005-2006, le Distributeur a des besoins en puissance qu'il comble par un portefeuille de moyens, dont des réservations sur le marché UCAP. Le recours à l'option interruptible se compare à l'achat de puissance sur les marchés. Une structure tarifaire à crédit fixe et variable reflète davantage ce nouveau contexte⁵.»

Avec l'Option ÉI, le Distributeur prévoyait être en mesure d'augmenter le potentiel d'effacement de la pointe de l'hiver 2006-2007 de 800 à 1 000 MW. Cependant, il indique en audience qu'au 1^{er} septembre 2006, 23 clients de grande puissance avaient soumis leur demande d'adhésion pour une puissance totale de 750 MW. Par contre, aucune demande d'adhésion n'avait été soumise pour l'option interruptible moyenne puissance.

Les intervenants sont en général en accord avec l'Option ÉI proposée par le Distributeur. Certains soulignent que pour des besoins de pointe, les interruptions sont préférables aux importations. Les clients industriels représentés par l'AQCIE/CIFQ ont participé aux négociations avec le Distributeur. Ils appuient les modalités ainsi que le niveau des crédits fixe et variable de l'option ÉI. Selon eux, ce niveau devrait augmenter la participation au programme et arrêter l'effritement.

UC est en faveur du renouvellement de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance. Cet intervenant est aussi en faveur d'une structure à crédits fixe et variable, mais propose de réduire le crédit fixe de 7 \$ à 3 \$ par kW et d'augmenter le crédit variable à 18 ¢/kWh pour toutes les heures d'interruption. UC explique que sa proposition s'apparie mieux à la structure des coûts fixe et variable supportés par les industriels selon les données fournies dans la preuve de l'AQCIE/CIFQ⁶. Pour l'ensemble de la clientèle, les propositions du Distributeur et de UC sont équivalentes au niveau de 40 heures d'utilisation. UC est préoccupée par le fait que l'Option ÉI ne soit utilisée que de façon réduite, le Distributeur ne pouvant garantir une utilisation d'au moins 40 heures. UC précise que le crédit fixe rend le coût de cette option élevé si elle n'est pas ou peu utilisée, ce qui imposerait un lourd fardeau aux consommateurs. La Régie est d'avis que le Distributeur doit

⁵ Pièce-B-4-HQD-2, document 1, pages 9 et 10.

⁶ Pièce C-6.4, réponse de UC à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, 30 août 2006.

de toute façon se procurer de la puissance pour l'hiver et que l'Option ÉI est un des produits disponibles pour répondre à ce besoin.

En audience le Distributeur affirme que le niveau d'utilisation de l'Option ÉI à 40 heures est très probable et même « *quasi-certain* ». Il précise aussi que les prix résultent d'une négociation avec les clients industriels et que les comparaisons avec le marché ne sont que des balises de référence. La Régie constate que le Distributeur a des besoins en puissance non négligeables pour l'hiver à venir et que la participation des clients industriels à ce programme est importante. Ses prévisions d'environ 900 MW n'ont pas été rencontrées, même si l'effritement de participation à ce programme constaté les dernières années semble être endigué. Le Distributeur affirme en conséquence que le prix négocié avec la clientèle industrielle reflète un juste équilibre⁷.

OC est aussi en accord avec l'Option ÉI mais recommande à la Régie de réduire la prime variable de 12,2 ¢/kWh (combinaison sur 100 heures des crédits de 8 ¢/kWh et 15 ¢/kWh) à 8,72 ¢/kWh en moyenne, car l'option proposée ne devrait pas être plus chère que les options alternatives disponibles sur le marché. Cet intervenant considère en effet que les 100 heures les plus élevées de l'hiver 2005-2006 sur le marché DAM ne devraient pas être prises en référence. Le Distributeur devrait plutôt se référer à la moyenne des 100 heures sur le marché DAM correspondant aux 100 heures qui sont les plus élevées dans sa franchise.

La Régie reconnaît la logique du raisonnement de cet intervenant mais croit que la comparaison avec la balise de référence pour le crédit variable, le marché DAM en l'occurrence, doit être nuancée. En effet, même si le Distributeur se compare aux 100 heures les plus élevées sur le marché DAM, l'utilisation la plus probable est de 40 heures. Le prix moyen sur le marché DAM des 40 heures les plus élevées du Distributeur est certainement plus élevé que 8,72 ¢/kWh. En outre, le marché DAM doit être appelé la veille pour le lendemain, ce qui en fait un produit de valeur différente dans la séquence du Distributeur.

La Régie est satisfaite du niveau des crédits fixe et variable pour un produit qui répond aux besoins de puissance du Distributeur. Celui-ci a acquis de la puissance l'hiver dernier à un coût moyen d'environ 10 \$/kW pour la période de décembre à mars, ce qui est comparable au crédit fixe si on enlève une réserve de 30 % reflétant les caractéristiques du produit Option ÉI par rapport au marché UCAP.

En conclusion, la Régie considère que l'Option ÉI est un produit procurant au Distributeur de la puissance en période de pointe à un prix qui est juste et raisonnable pour les

⁷ Notes sténographiques, volume 2, page 13.

consommateurs pour une utilisation prévue d'au moins 40 heures. Les modifications proposées par le Distributeur semblent rétablir l'intérêt des clients à participer à cette option. Cette option est intéressante de par son court préavis et présente un avantage environnemental indéniable en évitant de la production pour la pointe ou des importations. **La Régie approuve donc le renouvellement du programme de l'Option ÉI, avec les modifications proposées par le Distributeur et modifie les *Tarifs et conditions du Distributeur*⁸ en conséquence⁹.**

MODIFICATIONS SUBSÉQUENTES ET SUIVI PROPOSÉ

Dans sa décision sur l'option interruptible pour les clients de moyenne puissance, la Régie demande un suivi, dans le cadre du rapport annuel, de l'adhésion de la clientèle à cette option. Elle prend acte aussi de l'engagement du Distributeur à rencontrer rapidement les parties intéressées et à explorer de nouvelles modalités mieux adaptées à leurs besoins et caractéristiques de consommation¹⁰.

Le Distributeur propose aussi d'effectuer un suivi de l'utilisation de l'Option ÉI dans le cadre du rapport annuel¹¹. La Régie est satisfaite du suivi proposé et comprend que l'utilisation de l'Option ÉI apparaîtra aussi dans les autres suivis comme celui de l'entente cadre avec Hydro-Québec dans ses activités de production et de l'électricité patrimoniale inutilisée.

La Régie juge important de suivre l'utilisation de l'Option ÉI par le Distributeur ainsi que le niveau de participation des clients industriels. Elle prend acte du fait que le Distributeur réévaluera au besoin les prix offerts et les modalités, selon le niveau d'adhésion au programme et aussi selon les opportunités présentes sur les marchés. Vu les délais impartis, et selon les modalités impliquées, la Régie considère que ces modifications devraient être examinées dans un dossier distinct des dossiers tarifaires annuels.

Dans le cas où les demandes d'adhésion dépasseraient les besoins en puissance du Distributeur pour une année, la Régie prend acte de la volonté du Distributeur de ne pas accepter plus que ses besoins et qu'une règle comme celle de la proportionnalité pourrait être envisagée plutôt que celle du « premier arrivé premier servi »¹². La Régie demande que

⁸ En vigueur le 1^{er} avril 2006 et approuvés par la Régie conformément à la décision D-2006-46.

⁹ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 31, annexe A.

¹⁰ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 79.

¹¹ Pièce B-9-HQD-2, document 6, page 15.

¹² NS, volume 1, pages 157 et 158.

cette règle soit définie dans le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* lors d'une prochaine révision.

3. OPTION D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS

Le Distributeur propose l'introduction d'un autre outil, l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours (l'Option GÉ) pour les clients de moyenne et grande puissances. Ainsi, les groupes électrogènes de secours installés chez les clients du Distributeur peuvent servir à générer de la puissance lors des périodes de pointe. Compte tenu de la présence plus marquée de ces groupes électrogènes dans les secteurs commercial et institutionnel, cette option s'adresserait principalement à cette clientèle¹³. Par conséquent, l'Option GÉ serait réservée aux clients des tarifs M et L dont les groupes électrogènes ont une puissance nominale d'au moins 200 kW. Les clients ciblés sont ceux qui disposent de groupes électrogènes récents ou qui ont l'intention d'en acquérir de nouveaux. Le Distributeur estime de façon préliminaire le potentiel de cette option à 100 MW. Concernant la date d'adhésion, le Distributeur propose le 1^{er} novembre pour l'hiver 2006-2007 et le 1^{er} septembre pour les années suivantes.

Le Distributeur précise que pour lui, chaque kilowatt en effacement durant la période de pointe possède la même valeur sur le réseau, qu'il provienne d'une interruption ou d'un déplacement de la charge sur les groupes électrogènes. D'ailleurs, ces deux options sont présentées comme équivalentes par le Distributeur puisqu'elles ont les mêmes modalités et les mêmes crédits. Toutefois, plusieurs intervenants sont en désaccord avec le fait de mettre les deux options sur le même pied, principalement pour des considérations environnementales. Ils suggèrent que l'Option GÉ soit appelée en dernier recours et que les modalités soient revues en conséquence.

De plus, ces intervenants ont également souligné que les caractéristiques intrinsèques de l'Option ÉI et de l'Option GÉ sont fort différentes. En particulier, l'UMQ mentionne que l'Option GÉ a une plus grande flexibilité sur plusieurs caractéristiques, dont la fréquence et la durée d'une interruption, le délai minimal entre deux interruptions et la réserve de 30 % qui devrait être révisée à la baisse¹⁴.

¹³ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 23.

¹⁴ NS, volume 2, pages 147 à 149.

Le GRAME et le ROÉÉ indiquent qu'il n'y a pas d'urgence à lancer un tel programme¹⁵. Le Distributeur considère qu'il serait utile de le tester, et qu'il ne faudrait pas attendre d'être en situation d'urgence pour examiner le potentiel d'une telle option.

Plusieurs intervenants ont signalé que les impacts environnementaux ne peuvent être passés sous silence. La Régie tient compte de l'avis du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET mentionnant qu'« [...] *une utilisation entre 100 et 150 heures par an pour des besoins de gestion de la pointe n'augmente pas de façon significative l'impact environnemental, comparativement à une utilisation pour fins d'urgence et de maintenance seulement.* »¹⁶. Par contre, elle considère qu'un kWh provenant d'une interruption a plus de valeur qu'un kWh produit par un groupe électrogène même si globalement les impacts seront faibles. Dans une perspective de développement durable l'Option ÉI est préférable.

Quant au respect des normes environnementales, la Régie est d'avis que cette responsabilité incombe au propriétaire du groupe électrogène et non au Distributeur.

Par ailleurs, la Régie partage la position du Distributeur qu'il n'a pas à contribuer financièrement aux équipements nécessaires pour la mise en parallèle des groupes électrogènes sur le réseau. Cette avenue permettrait d'introduire de plus vieilles génératrices avec une efficacité inférieure et qui ont un impact plus grand sur l'environnement. Or, ce programme vise particulièrement les clients qui possèdent des équipements récents et plus performants. De plus, la preuve a été faite que les plus vieilles génératrices ont une efficacité inférieure et ne sont pas rentables dans le cadre du programme proposé.

La Régie constate que la réponse à ce programme est faible actuellement (1 à 2 MW)¹⁷. Selon la Régie, cette disparité entre le potentiel avancé par le Distributeur et le taux de participation démontre qu'une plus ample réflexion sur la stratégie commerciale du Distributeur est souhaitable.

Une étape transitoire est aussi nécessaire afin de permettre aux propriétaires de groupes électrogènes de déterminer leur seuil de rentabilité en considérant, entre autres, les variations du coût du diesel coloré, l'efficacité des groupes électrogènes ainsi que les tests recommandés par les manufacturiers qu'ils peuvent éviter durant la période d'hiver.

La Régie accepte l'introduction de l'Option GÉ pour les clients de moyenne et grande puissances, tel que proposée, et modifie les *Tarifs et conditions du Distributeur* en

¹⁵ NS, volume 1, pages 233 et 301.

¹⁶ Pièce C-8.4-ROÉÉ, annexe, Utilisation des génératrices d'urgence en compagnonnage au Québec, page 12.

¹⁷ NS, volume 1, page 155.

conséquence¹⁸. Elle demande cependant au Distributeur de rencontrer les clients potentiels et d'explorer de nouvelles modalités mieux adaptées aux caractéristiques propres de cette clientèle et de cette option. La Régie considère que, dans la mesure où le Distributeur constitue un bloc de puissance suffisant, cette option pourrait répondre à un besoin de dernier recours dans le cadre de la sécurité des approvisionnements. **La Régie demande de déposer au plus tard dans le dossier tarifaire de l'année témoin 2009 le résultat de ses travaux ainsi qu'un bilan d'adhésion de la clientèle en nombre et en puissance disponible afin d'évaluer le progrès du Distributeur à l'égard de cette clientèle.**

4. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

Le Distributeur propose que, dans les prochains dossiers tarifaires, la partie fixe du coût de l'option d'électricité interruptible offerte aux clients de grande puissance figure au titre des coûts d'approvisionnement. Il indique qu'il dispose d'un historique de participation l'autorisant à établir une prévision réaliste sur les volumes contractés, et donc sur les montants qu'il versera en vertu de l'application du crédit fixe.

Étant donné que le Distributeur mentionne qu'il n'a pas la capacité de les prévoir, il demande de comptabiliser, à même le compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2003-224 qui porte intérêt au taux moyen du coût en capital, les montants suivants :

- les écarts de coûts entre les crédits fixes que l'on prévoit verser et ceux réellement déboursés, de même que la totalité des crédits variables pour l'option d'électricité interruptible pour les clients de grande puissance;
- tous les coûts d'utilisation, soient les crédits fixe et variable, associés aux options d'électricité interruptible pour les clients de moyenne puissance (en conformité avec la décision D-2006-34) et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

Il propose de disposer des montants inscrits au compte de frais reportés dans le dossier tarifaire de l'exercice subséquent. Ainsi, les montants inscrits à ce compte du 1^{er} décembre 2006 au 31 mars 2007 seront ajoutés aux coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2008 et récupérés via la hausse tarifaire établie pour le 1^{er} avril 2008.

¹⁸ Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 39, annexe B.

Le GRAME suggère à la Régie d'appliquer le traitement réglementaire de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance à celui de l'option des groupes électrogènes de secours, par souci de cohérence. La Régie ne retient pas la proposition de l'intervenant car elle considère qu'il est difficile pour le Distributeur de prévoir les crédits fixes de l'option des groupes électrogènes de secours en raison de sa nouveauté et de sa faible utilisation.

La Régie est d'avis que les crédits variables de l'Option ÉI sont prévisibles car l'utilisation des 40 heures est très probable selon le Distributeur. De plus, ce dernier confirme en audience qu'il pourrait peut-être inclure dans le prochain dossier tarifaire les crédits variables basés sur une utilisation de 40 heures¹⁹.

En conséquence, la Régie accepte les modalités de traitement du compte de frais reportés pour le dossier tarifaire de l'année témoin 2007, tel que proposé par le Distributeur. Cependant, à partir du dossier tarifaire de l'année témoin 2008, la Régie demande que les crédits fixe et variable de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance soient inclus dans les coûts d'approvisionnement. Elle autorise l'établissement de comptes de frais reportés pour la comptabilisation des écarts de coûts entre les crédits fixe et variable que l'on prévoit verser et ceux réellement déboursés pour l'Option ÉI et de tous les coûts (crédits fixe et variable) associés aux options d'électricité interruptible pour les clients de moyenne puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

La Régie prend acte que le Distributeur fera un suivi pour ces options en continuité avec le traitement prévu pour les options d'électricité interruptibles existantes. Pour en faciliter le suivi, la Régie demande que le compte de frais reportés distingue les trois options.

¹⁹ NS, volume 1, page 124.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur* conformément aux propositions soumises aux annexes A et B de la pièce B-1-HQD-1, document 1;

DEMANDE au Distributeur de déposer au plus tard dans le dossier tarifaire de l'année témoin 2009 une évaluation de l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours;

PERMET de comptabiliser, à même le compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2003-224, les coûts des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours tels qu'établis dans la présente décision et en distinguant les options;

DEMANDE au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Louise Rozon
Régisseure

Représentants :

- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représentée par M^e Pierre Pelletier;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Sabrina Béland;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ/AQLPA) représentée par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Ève-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.