

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2009-094

R-3700-2009

13 juillet 2009

PRÉSENT :

Gilles Boulianne
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intéressés dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

*Demande d'approbation du programme d'achat d'électricité
provenant de petites centrales hydroélectriques*

Intéressés :

- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Fédération québécoise des municipalités (FQM);
- Fédération québécoise pour le saumon atlantique (FQSA);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Municipalité de Franquelin;
- Municipalité régionale de comté de Minganie (MRC de Minganie);
- Municipalité de Rivière-au-Tonnerre;
- Société d'énergie rivière Franquelin;
- Société d'énergie rivière Sheldrake;
- Union des municipalités du Québec (UMQ);
- Ville de East Angus.

1. INTRODUCTION

[1] Le 4 mai 2006, le gouvernement du Québec publie la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, L'énergie pour construire le Québec de demain* (la Stratégie énergétique), qui mentionne que « le développement de la petite hydraulique (projet de 50 MW et moins) se fera par et pour les communautés locales »¹.

[2] Le 25 mars 2009, le gouvernement du Québec adopte les deux décrets suivants :

- le décret numéro 336-2009 concernant le *Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* (le Règlement)²;
- le décret numéro 337-2009 concernant *les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* (le Décret)³.

[3] Le 25 mai 2009, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver, en vertu de l'article 74.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)⁴, le programme d'achat d'électricité pour de petites centrales hydroélectriques (le Programme). Il demande également à la Régie de prendre acte du contrat-type qui sera utilisé dans le cadre du Programme.

[4] Le 27 mai 2009, la Régie demande au Distributeur de publier un avis dans lequel elle précise la procédure d'examen de la demande et invite toute personne intéressée à lui transmettre ses commentaires au plus tard le 17 juin 2009.

¹ *L'énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 2006, page 19.

² (2009) 141 G.O. II, 1712.

³ (2009) 141 G.O. II, 1757.

⁴ L.R.Q., c. R-6.01.

[5] Le 22 juin 2009, le Distributeur dépose une version amendée de sa demande afin de tenir compte des conclusions de la décision D-2009-071⁵ touchant les ajouts au réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (TransÉnergie ou le Transporteur) pour le raccordement de centrales visant à alimenter la charge locale.

[6] Le 29 juin 2009, le Distributeur réplique aux commentaires soumis par les personnes intéressées. La Régie prend alors le dossier en délibéré.

2. OBJECTIFS DU PROGRAMME

[7] Conformément à la Stratégie énergétique, au Règlement et au Décret, le Distributeur indique que le Programme vise à offrir aux communautés locales, régionales et autochtones la possibilité de développer des projets de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins. Ces projets doivent cependant être appuyés par les populations visées, être sous le contrôle des communautés et générer des bénéfices pour les régions dans lesquelles ils seront implantés.

[8] Un bloc de 150 MW est donc recherché par le Distributeur afin de soutenir le développement de projets de petites centrales hydroélectriques au bénéfice des régions du Québec, et ce, en conformité avec les préoccupations du gouvernement du Québec énoncés dans le Décret.

3. MODALITÉS DU PROGRAMME

GÉNÉRALITÉS

[9] Le Distributeur mentionne qu'il s'adjoindra les services d'une firme indépendante, qui agira à titre de Représentant officiel lors de chacune des étapes du Programme.

⁵ Décision D-2009-071, dossier R-3669-2009 Phase 1, 4 juin 2009.

ADMISSIBILITÉ

[10] Les projets doivent satisfaire aux exigences exprimées au Règlement et au Décret afin d'être admissibles au Programme. Outre la nécessité de respecter les exigences résumées à la section précédente de la présente décision, les projets ne peuvent être admissibles que si les forces hydrauliques leur étant attribuées sont, en tout ou en partie, du domaine de l'État et qu'elles n'ont pas déjà fait l'objet d'un octroi dans le cadre d'un programme ou d'un appel d'offres antérieur à la publication de la Stratégie énergétique.

[11] De plus, pour être admissibles, le Distributeur précise que les petites centrales proposées doivent être raccordées au réseau intégré d'Hydro-Québec. Les projets en réseaux autonomes ne sont donc pas admissibles⁶. Toutefois, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, il n'exclut pas la réalisation de tels projets, qui pourrait se faire dans le cadre d'ententes négociées de gré à gré et hors du Programme actuel.

INVENTAIRE DES PROJETS

[12] Le Distributeur tiendra un inventaire des projets soumis et publiera certaines informations sur son site Internet, comme l'identité du promoteur, l'emplacement du projet et la puissance installée.

PROCESSUS D'OCTROI DES CONTRATS

[13] Le Distributeur mentionne que l'octroi des contrats est établi à partir d'un ordre de priorités des projets qui reflète les exigences du Décret. Cet ordre comporte trois niveaux.

[14] En premier lieu, la priorité est octroyée aux projets pour lesquels une lettre d'intention du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) pour la location des forces hydrauliques du domaine de l'État a été émise entre la publication de la Stratégie énergétique et la date d'ouverture du Programme. Ainsi, dans la mesure où ces projets seraient conformes aux exigences du Programme, ces derniers seraient automatiquement retenus, et ce, jusqu'à concurrence de 150 MW.

⁶ Pièce B-3, HQD-2, document 1, page 5.

[15] En second lieu, advenant le cas où l'ensemble des projets satisfaisant au premier niveau n'atteindrait pas 150 MW, les projets restants seraient classés par ordre de priorité selon la part des bénéficiaires qui retourneraient à la communauté. Les projets dont la totalité des revenus serait versée à la communauté auraient donc la priorité par rapport aux autres projets restants.

[16] Advenant le cas où l'ensemble des projets conformes au second niveau dépasserait la quantité qui resterait à attribuer, le Distributeur les classerait en fonction des revenus bruts que chacun générerait, jusqu'à la limite de 150 MW.

[17] En troisième et dernier lieu, si l'ensemble des projets ayant satisfait aux deux premiers niveaux ne permettait pas d'atteindre la quantité totale à être attribuée, tous les projets seraient acceptés. Néanmoins, si l'ensemble des projets restants dépassait la quantité qui demeurerait à être attribuée, ceux-ci seraient classés en fonction des contributions versées à leurs communautés locales respectives, sous forme de paiements garantis et de revenus non fermes de participation aux profits.

[18] Le Distributeur précise enfin que chaque contrat serait également conditionnel à l'inclusion d'une évaluation technico-économique complétée par une firme d'ingénierie reconnue, à l'obtention d'une lettre d'intention du MRNF relative à l'octroi des forces hydrauliques de l'État et à la signature d'une convention d'avant-projet avec le Transporteur.

Durée des contrats d'achat d'électricité

[19] La durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus par le Distributeur est de 20 ans. Elle est déterminée en fonction de la durée des contrats de location des forces hydrauliques et des terres du domaine de l'État qui est également de 20 ans.

[20] Après une première période de 20 ans, et advenant que la location des forces hydrauliques et des terres du domaine de l'État serait renouvelée par le gouvernement, les promoteurs des projets de petites centrales hydroélectriques auront l'occasion de renouveler leurs contrats d'achat d'électricité aux conditions préalablement établies par le Distributeur et autorisées par la Régie à ce moment.

Contrat-type d'achat d'électricité

[21] Le Distributeur écrit que le contrat-type utilisé auprès des promoteurs de projets retenus sera conforme aux modalités approuvées du Programme. Les contrats seront donc propres à chacun des projets retenus et interviendront sur plusieurs mois ou même sur plus d'une année. Il ajoute que les contrats conclus seront entièrement publics et qu'ils seront publiés sur son site Internet.

Échéancier du Programme

[22] Le Distributeur estime que la période de dépôt des projets s'étendra sur une période de quatre mois à compter du lancement du Programme. L'analyse, la sélection et l'octroi des contrats aux promoteurs de projets retenus s'échelonneront sur quatre mois à partir de la fermeture de la période de dépôt des projets.

Établissement du prix d'achat de l'électricité

[23] Le Distributeur souligne que le Décret indique que le Programme doit notamment mettre en place un prix concurrentiel indexé annuellement. Il ajoute que le prix offert doit permettre d'assurer la viabilité économique des projets, de combler les 150 MW recherchés et de générer des bénéfices pour les régions du Québec.

[24] Le Distributeur offre, pour l'électricité qu'il recevra en vertu du Programme, un prix d'achat de 7,5 ¢/kWh à partir du 1^{er} janvier 2010, indexé annuellement à un taux de 2,5 % pour la durée du contrat.

[25] Il précise que ce prix a été déterminé, entre autres, par les résultats d'un balisage de programmes d'achats comparables que l'on retrouve au Canada et aux États-Unis. En premier lieu, il réfère à l'appel d'offres 2002 d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) pour les centrales hydroélectriques de 50 MW et moins où le prix moyen des meilleures offres était de 5,2 ¢/kWh indexé annuellement à 1,4 %. Le prix équivalent en dollars de 2010, à partir d'un taux annuel d'indexation de 2,5 %, est de 6,9 ¢/kWh.

[26] En second lieu, le Distributeur mentionne le programme *Standing Offer Program* (SOP) de BC Hydro, où le prix moyen offert aux promoteurs de petites centrales

hydroélectriques de 10 MW et moins, qui varie en fonction des coûts d'intégration au réseau de transport, va de 6,99 ¢/kWh dans la région nordique de Peace à 8,42 ¢/kWh sur l'île de Vancouver, et ce, en dollars de 2008. Ces prix sont indexés annuellement à l'indice des prix à la consommation (IPC) jusqu'à la signature des contrats et par la suite, la moitié seulement de ces prix est indexée annuellement à l'IPC sur la durée des contrats de 20 ans. BC Hydro compense les promoteurs pour les attributs environnementaux de leurs projets en leur offrant 0,3 ¢/kWh (en dollars de 2008). Le Distributeur calcule, à titre comparatif et en utilisant un taux annuel d'indexation de 2,5 %, que le prix moyen équivalent (annuité croissante) en dollars de 2010 va de 6,52 ¢/kWh dans la région de Peace à 7,86 ¢/kWh sur l'île de Vancouver.

[27] En troisième lieu, il fait référence aux programmes de type *Feed-in Tariff* en vigueur dans les états américains de l'Illinois, du Michigan, du Minnesota et du Rhode Island, où les prix offerts pour des contrats de 20 ans sont fixés à 8,5 ¢/kWh pour les projets de moins de 10 MW et à 6,5 ¢/kWh pour les projets de 10 à 20 MW. Ces prix sont en dollars américains de 2008. Les coûts de raccordement et d'intégration sont à la charge des distributeurs locaux.

[28] Ainsi, le Distributeur soutient offrir un prix d'achat fixe comparable à ceux offerts par les programmes similaires présents sur d'autres marchés et que celui-ci est avantageux puisqu'il prend en compte le fait que le contrat-type n'exige aucune garantie et n'impose aucune pénalité de fourniture aux promoteurs.

Intégration des centrales au réseau du Transporteur

[29] Tel que prévu au texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*⁷ (les Tarifs et conditions), les coûts des travaux d'intégration et de raccordement de chaque centrale au réseau relié sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence d'un montant maximum ne pouvant excéder 622 \$/kW, multiplié par la puissance installée en kW de la centrale. Le promoteur paiera au Transporteur tout montant supérieur à cette allocation maximum⁸.

⁷ Approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2009-023, dossier R-3669-2008 Phase 1.

⁸ Tarifs et conditions, appendice J, section A.

[30] D'autre part, le coût réel de construction du poste de départ, inclus à l'allocation maximum de 622 \$/KW, est assumé par le Transporteur jusqu'à concurrence des montants maximums applicables⁹. Dans le cas où ce coût excéderait le maximum applicable, l'excédent serait à la charge du promoteur.

[31] Le Distributeur souligne que ces règles ont cependant été modifiées par la décision D-2009-071 du 4 juin dernier dans laquelle la Régie indique que le calcul de la contribution maximale du Transporteur, pour les travaux d'intégration et de raccordement d'une centrale, doit désormais être basé sur les besoins en pointe auxquels la centrale peut véritablement répondre, plutôt que sur sa puissance installée¹⁰.

[32] Or, les petites centrales hydrauliques peuvent afficher des écarts relativement importants entre leur puissance installée et leur contribution à la pointe, dépendamment des apports hydriques. Ainsi, afin de ne pas affecter le financement des coûts d'intégration et de raccordement des projets des centrales retenus et de ne pas ajouter un fardeau financier supplémentaire aux promoteurs, le Distributeur propose de verser une contribution pour financer l'écart entre ce qui aurait été versé par le Transporteur si la puissance installée des centrales était considérée pour établir la contribution maximale et ce qui sera versé selon le principe retenu par la Régie dans la décision D-2009-071 (soit la puissance disponible à la pointe)¹¹.

[33] Le Distributeur propose que toute contribution qu'il versera, c'est-à-dire l'écart entre ce qui aurait été payé par le Transporteur selon le texte actuel des Tarifs et conditions et ce que paiera le Transporteur en vertu de la décision D-2009-071, soit comptabilisée au compte de frais reportés du service de transport créé par la décision D-2003-93¹².

4. COÛTS PRÉVUS DU PROGRAMME

[34] En posant les hypothèses que les premières centrales retenues dans le cadre du Programme produiront en 2012 et que l'objectif de 150 MW du Programme sera atteint

⁹ Tarifs et conditions, appendice J, section B; pièce B-4, HQD-1, document 1 révisé, page 21.

¹⁰ Décision D-2009-071, dossier R-3669-2009 Phase 1, pages 22 à 25.

¹¹ Pièce B-4, HQD-1, document 1 révisé, page 19.

¹² Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002 Phase 1.

en 2015, le Distributeur présente au tableau suivant les coûts d'achat prévus associés à la mise en œuvre du Programme.

Tableau 1
COÛTS PRÉVUS D'ACHAT DU PROGRAMME¹³

	2012	2013	2014	2015*
Prévision de mises en service (en MW)	40	60	120	150
Énergie annuelle prévue (TWh)	0,2	0,3	0,6	0,8
Prix en vigueur (¢/kWh)	7,88	8,08	8,28	8,48
Coût des achats M\$ courants	15,8	24,2	49,7	67,8

* pour les années subséquentes à 2015, le coût total croît à 2,5 % par année.

[35] Le Distributeur indique que les coûts prévus d'achat du Programme seront intégrés aux coûts d'achat des approvisionnements postpatrimoniaux présentés à chaque dossier tarifaire. Il propose donc que les écarts entre les coûts projetés et les coûts réels d'achat des approvisionnements postpatrimoniaux relatifs au Programme soient comptabilisés au compte de frais reportés (le compte de *pass-on*) créé par les décisions D-2005-34¹⁴ et D-2005-132¹⁵.

5. SUIVI DU PROGRAMME

[36] En plus du suivi des comptes de frais reportés dans ses dossiers tarifaires, le Distributeur rendra l'information suivante disponible pour la Régie :

- les documents de lancement du Programme;
- l'identité des promoteurs de projets et de leurs représentants et fondés de pouvoir respectifs;

¹³ Pièce B-1, HQD1, document 1, page 19.

¹⁴ Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004.

¹⁵ Décision D-2005-132, dossier R-3567-2005.

- les emplacements des projets;
- les puissances installées des centrales projetées.

[37] Le Distributeur divulguera également, à même son Rapport annuel, les quantités d'énergie livrée et d'énergie rendue disponible, de même que le détail des montants facturés pour l'énergie, et ce, sur une base mensuelle.

[38] Il ajoute qu'il avisera la Régie de toute difficulté qui pourrait survenir en cours de programme, le cas échéant, et qui pourrait compromettre le Programme et son déroulement.

6. COMMENTAIRES DES INTÉRESSÉS

[39] La municipalité de Franquelin demande que le prix d'achat offert par le Distributeur passe de 7,5 à 8,5 ¢/kWh afin de maximiser les retombées locales¹⁶.

[40] La Société d'énergie Rivière Franquelin recommande elle aussi de hausser le prix d'achat offert à 8,5 ¢/kWh afin, d'une part, de maximiser les retombées locales et d'assurer la pérennité de la municipalité de Franquelin et, d'autre part, de reconnaître les attributs environnementaux propres aux projets de petites centrales hydroélectriques¹⁷. Elle propose également que la contribution maximale du Transporteur relative aux coûts d'intégration et de raccordement soit haussée pour tenir compte des puissances plus faibles des petites centrales hydroélectriques.

[41] La ville de East Angus demande que des modifications au troisième niveau, soit les projets développés avec un partenaire investisseur, du processus d'octroi des contrats soient apportées quant aux types de paiements acceptés¹⁸.

¹⁶ Pièce C-1-1, page 5.

¹⁷ Pièce C-2-1, pages 3 à 6.

¹⁸ Pièce C-3-1, page 2.

[42] La FQM, quant à elle, se dit satisfaite du Programme proposé par le Distributeur et mentionne que celui-ci respecte le Décret¹⁹.

[43] La municipalité de Rivière-au-Tonnerre demande principalement que le prix d'achat offert par le Distributeur passe de 7,5 à 9,0 ¢/kWh afin d'assurer la rentabilité de leur projet et de maximiser les retombées économiques locales²⁰.

[44] La Société d'énergie Rivière Sheldrake indique que le prix de 7,5 ¢/kWh n'est pas suffisant pour assurer la rentabilité du projet de la chute Courbe-du-Sault et demande que le prix d'achat soit majoré à 9,50 ¢/kWh, afin notamment d'aménager les infrastructures en fonction des populations de saumons²¹.

[45] La FQSA suggère d'augmenter le prix d'achat offert de 0,5 à 1,0 ¢/kWh pour les petites centrales qui seraient implantées, le cas échéant, sur des rivières à saumons, afin de couvrir le coût des technologies supplémentaires à inclure aux projets pour ne pas qu'ils nuisent aux populations de saumons²².

[46] L'AQPER propose que la quantité de 150 MW fixée par le Décret exclut les projets qui ont déjà fait l'objet d'une lettre d'intention de la part du MRNF afin que plus de régions et de communautés bénéficient du Programme. L'AQPER demande aussi que le prix d'achat offert soit haussé à 8,5 ¢/kWh afin de tenir compte des attributs environnementaux des projets et que les conditions de renouvellement des contrats soient précisées davantage²³.

[47] L'AREQ propose que les surplus de production issus de nouveaux investissements aux centrales hydroélectriques existantes puissent être admissibles au Programme²⁴.

[48] Le GRAME demande, entre autres, que le prix d'achat offert soit augmenté, si nécessaire, jusqu'à ce que les 150 MW soient attribués, tout en étant d'accord avec le fait que le Programme s'adresse exclusivement aux projets en réseau relié. Le GRAME demande également que la contribution maximale du Transporteur relative aux coûts

¹⁹ Pièce C-4-1, page 1.

²⁰ Pièce C-5-1, pages 2 et 3.

²¹ Pièce C-6-1, SERS, commentaires, pages 1 à 3.

²² Pièce C-7-1, page 2.

²³ Pièce C-8-1, pages 4 et 5.

²⁴ Pièce C-9-1, page 2.

d'intégration et de raccordement soit haussée pour tenir compte des puissances plus faibles des petites centrales hydroélectriques²⁵.

[49] La MRC de Minganie propose de porter le prix d'achat offert à 9,0 ¢/kWh pour assurer la réalisation de projets de développement durable sur son territoire et pour obtenir des retombées locales optimales²⁶.

[50] Quant à l'UMQ, elle se déclare satisfaite du Programme proposé par le Distributeur.

7. RÉPONSE DU DISTRIBUTEUR AUX COMMENTAIRES DES INTÉRESSÉS

[51] Le 29 juin 2009, le Distributeur dépose sa réponse aux commentaires des intéressés au présent dossier. Il y aborde les principaux thèmes commentés par les intéressés.

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

[52] Le Distributeur mentionne que le prix d'achat de 7,5 ¢/kWh qu'il offre, indexé annuellement à un taux de 2,5 %, est adéquat, puisqu'il permet d'assurer la viabilité économique des projets, qu'il est suffisant pour obtenir le bloc de 150 MW recherché et qu'il permet de générer des bénéfices tangibles et récurrents pour les régions et communautés d'accueil.

[53] Il ajoute que le prix offert est concurrentiel, comme l'exige le Décret, puisqu'il repose sur des données fiables de balisage de programmes similaires et ne varie pas en fonction des quantités d'énergie produite, peu importe si celles-ci sont excédentaires aux quantités contractuelles. De plus, le Distributeur souligne que le Programme offre l'intégration et le raccordement des projets au réseau de transport sans frais pour les

²⁵ Pièce C-10-1, page 19.

²⁶ Pièce C-11-1, pages 6 et 7.

promoteurs, jusqu'aux maximums applicables et n'exige aucune garantie financière ou de pénalité en cas de défaut de livraison.

PRIME POUR ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

[54] Le Distributeur indique que le prix d'achat offert est basé sur les prix reçus en 2002 dans le cadre de l'appel d'offres du Producteur concernant les centrales hydroélectriques de 50 MW et moins et que ces prix n'incluaient pas de prime pour attributs environnementaux. Il est d'avis que le prix d'achat offert dans le cadre du Programme est plus généreux, en dollars de 2009, que celui offert par le passé et donc qu'il n'apparaît pas requis de le bonifier par une prime pour attributs environnementaux afin d'atteindre les 150 MW recherchés.

ADMISSIBILITÉ DE PROJETS RELIÉS À DES CENTRALES EXISTANTES

[55] Le Distributeur indique que les projets reliés à des centrales existantes ne sont pas admissibles au Programme, puisque le Décret ne fait référence qu'aux projets de petites centrales hydroélectriques qui n'ont pas déjà fait l'objet d'un octroi dans le cadre d'un programme ou d'un appel d'offres antérieur²⁷.

AMÉNAGEMENTS RELIÉS À LA PRÉSENCE DE SAUMONS

[56] Le Distributeur mentionne que la préservation de la faune aquatique est intrinsèquement liée au développement de tous les projets hydroélectriques et que ces derniers devront respecter les cadres législatifs provinciaux et fédéraux et, le cas échéant, faire l'objet d'études environnementales, de mesures d'atténuation, de compensations et de suivis.

²⁷ Le Distributeur réfère également à la pièce B-1, HQD-1, document 1, annexe 1, page 6.

DURÉE DES CONTRATS

[57] Le Distributeur mentionne avoir établi la durée des contrats d'achat d'électricité offerts dans le cadre du Programme en fonction de celle des contrats de location des forces hydrauliques du domaine de l'État octroyés par le MRNF qui est de 20 ans. Il estime qu'il serait incongru que la durée des contrats d'achat d'électricité soit différente de celle des contrats de location des forces hydrauliques.

QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ VISÉE PAR LE PROGRAMME

[58] Le Distributeur souligne qu'il doit se conformer au Décret qui reflète la volonté du gouvernement et prévoit un bloc de 150 MW, en y incluant la priorité octroyée aux projets pour lesquels une lettre d'intention du MRNF pour la location des forces hydrauliques du domaine de l'État a été émise.

PROCESSUS D'OCTROI DES CONTRATS

[59] Le Distributeur précise, entre autres, que le troisième niveau, soit les projets développés avec un partenaire investisseur, a pour but d'éviter la manipulation du classement des projets soumis en surestimant les profits anticipés. Selon le Distributeur, l'avantage des paiements garantis par rapport aux paiements non fermes favorise les projets qui ont une plus grande espérance de bénéfices pour la communauté et minimise les risques liés aux charges d'exploitation et aux frais imprévus sur la durée du contrat.

COÛTS D'INTÉGRATION AU RÉSEAU DE TRANSPORT

[60] Le Distributeur indique que les coûts d'intégration des projets au réseau de transport d'électricité dépendent actuellement des textes des Tarifs et conditions et de la décision D-2009-071. Le prix d'achat offert dans le cadre du programme prend ainsi en compte le contenu de ces textes.

CONCLUSION DU DISTRIBUTEUR

[61] En conséquence, le Distributeur soutient que le Programme est conforme au cadre réglementaire.

8. OPINION DE LA RÉGIE

[62] La Régie prend note des arguments avancés par les intéressés et le Distributeur et formule certains commentaires à cet égard.

[63] L'AQPER soutient que la quantité de 150 MW d'électricité visée par le Programme ne doit pas comprendre les projets ayant obtenu à ce jour une lettre d'intention de la part du MRNF afin que les retombées du Programme bénéficient à plus de régions. Selon la Régie, une telle proposition équivaut à modifier le Décret, ce que la Régie n'a pas le pouvoir de faire. Ce dernier reflète la volonté du gouvernement et prévoit un bloc de 150 MW en y incluant la priorité donnée aux projets sur la base d'une lettre d'intention du MRNF.

[64] Quant à la durée des contrats et aux conditions de renouvellement que commente aussi l'AQPER, la Régie est d'avis que la durée de ceux-ci doit être liée à celle des contrats de location des forces hydrauliques du domaine de l'État octroyés par le MRNF. La durée des contrats d'achat ainsi que le renouvellement de ces derniers sont en effet conditionnels aux décisions du gouvernement et, par conséquent, ne dépendent pas uniquement du Distributeur.

[65] L'AREQ plaide pour que les projets de nouvelles capacités de production de centrales hydroélectriques existantes soient aussi admissibles au Programme. Cependant, la Régie souligne que la définition d'un projet de petite centrale hydroélectrique apparaissant au paragraphe 2 du Décret exclut spécifiquement tout projet dont les forces hydrauliques ont déjà fait l'objet d'un octroi dans le cadre d'un programme ou d'un appel d'offres antérieur. Élargir les programmes à ce type de projet équivaudrait également à modifier le Décret.

[66] La Régie constate que certains intervenants demandent que le prix d'achat offert par le Distributeur soit haussé afin qu'il reflète les attributs environnementaux des projets de petites centrales hydroélectriques. La Régie reconnaît que ces projets peuvent posséder des attributs environnements intéressants. Néanmoins, elle note que la clause contractuelle sur les attributs environnementaux du Programme est semblable à celle incluse aux contrats approuvés pour la production éolienne (dossiers R-3569-2005 et R-3676-2008).

[67] La FQSA souhaite que le prix d'achat offert par le Distributeur soit augmenté pour les projets qui seraient implantés sur des rivières à saumons afin de couvrir les coûts d'installation d'aménagements particuliers pour ceux-ci. La Régie considère aussi que de tels projets doivent, le cas échéant, faire l'objet d'études environnementales, de mesures d'atténuation et de compensation ainsi que de suivis échelonnés sur plusieurs années.

[68] Plusieurs intéressés demandent que le prix d'achat offert par le Distributeur soit haussé, principalement, afin de maximiser les retombées locales de leurs projets. La Régie constate que le Décret parle d'un prix concurrentiel, indexé annuellement, à être offert aux projets communautaires. La Régie est satisfaite de la preuve soumise par le Distributeur à cet égard. La proposition du Distributeur, soit un prix d'achat de 7,5 ¢/kWh, indexé annuellement à un taux fixe de 2,5%, repose sur des données découlant de projets ou de programmes similaires. La Régie note que le Distributeur estime que ce prix permet d'assurer la viabilité économiques des projets, qu'il permet de générer des bénéfices tangibles et récurrents pour les régions et les communautés d'accueil et qu'il est suffisant pour obtenir le bloc de 150MW recherché.

[69] Quant aux coûts d'intégration des projets au réseau de transport d'électricité, la Régie juge que la proposition du Distributeur de verser une contribution au compte de frais reportés du service de transport créé par la décision D-2003-93, qui est égale à l'écart entre ce qui aurait été payé par le Transporteur selon le texte actuel des Tarifs et conditions et ce que paiera le Transporteur en vertu de la décision D-2009-071, est acceptable.

[70] Enfin, la Régie accepte les suivis suggérés par le Distributeur et lui demande de les déposer dans le cadre de ses dossiers tarifaires. Elle accepte également la proposition du Distributeur de déposer, dans le cadre de son rapport annuel, le suivi mensuel des quantités d'énergie livrée, des quantités d'énergie rendue disponible et du détail des montants facturés pour chacun des contrats concernés.

[71] La Régie demande au Distributeur de l'informer de toute modification au Programme incluant, le cas échéant, sa cession ou sa résiliation.

[72] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande du Distributeur;

APPROUVE le Programme;

PREND ACTE du contrat-type qui sera utilisé par le Distributeur dans le cadre du Programme;

AUTORISE le Distributeur à comptabiliser, le cas échéant, la totalité des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux découlant du Programme dans le compte de frais reportés créé par les décisions D-2005-34 et D-2005-132, le tout portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification du Distributeur, et ce, à compter de la date de la décision;

AUTORISE le Distributeur à comptabiliser, le cas échéant, la totalité de sa contribution au financement des coûts d'intégration des projets de centrale au compte de frais reportés de service de transport reconnu au Distributeur par la décision D-2003-93.

Gilles Boulianne
Régisseur

Représentants :

- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) représentée par M. Robert Demers;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Myriam Pellerin;
- Fédération québécoise des municipalités (FQM) représentée par M. Bernard Généreux;
- Fédération québécoise pour le saumon atlantique (FQSA) représentée par M. Yvon Côté;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette;
- Municipalité de Franquelin représentée par M^{me} Diane Cyr;
- Municipalité régionale de comté de Minganie (MRC de Minganie) représentée par M. Pierre Cormier;
- Municipalité de Rivière-au-Tonnerre représentée par M. Jeannot Boudreau;
- Société d'énergie rivière Franquelin représentée par M. Michel Lévesque;
- Société d'énergie rivière Sheldrake représentée par M. Bertrand Lastère;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- Ville de East Angus représentée par M. Martin Mailhot.