

District de Montréal

No. : R-3748-2010

Hydro-Québec Distribution

(ci-après nommé le Distributeur)

Demanderesse

et

**Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME)**

Intervenant

<p>ARGUMENTATION DU GRAME</p>

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

I. COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 et l'intégration des concepts de développement durable au plan d'approvisionnement 2011-2020

1. Le GRAME a fait état dans sa preuve et sa présentation de l'importance d'intégrer les concepts du développement durable au Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur ;
2. Le GRAME est d'avis que l'extrait suivant de la décision D-2002-17, portant sur le premier plan d'approvisionnement du Distributeur, reflète bien la responsabilité de la Régie à l'égard de l'approbation de ce plan :

« La Régie étudie le plan d'approvisionnement du distributeur en tenant compte de la responsabilité que lui confère l'article 5 de sa Loi en matière de développement durable et d'équité. »¹

¹ R-3470-2001, D-2002-17, p. 27

3. Le GRAME a également ciblé certains éléments des objectifs de la Stratégie énergétique du Québec qui pourront trouver application dans le plan d’approvisionnement 2011-2020 au cours des dix prochaines années :
 - i. L’atteinte des scénarios de jumelage éolien-diesel en réseaux autonomes, en priorité ;
 - ii. L’atteinte et le maintien des blocs de 150 MW issus de projets communautaires pour les petites centrales hydroélectriques et d’énergie de cogénération à la biomasse ;
 - iii. L’ajout de blocs d’énergie éolienne, à concurrence de 100 MW par 1000 MW d’hydroélectricité ;
 - iv. L’atteinte et le maintien de cibles en efficacité énergétique et l’identification de projets de fournitures en efficacité énergétique ;
 - v. La poursuite de la diversification des sources d’approvisionnement renouvelables ;
 - vi. Et enfin le développement de nouvelles technologies comme les compteurs intelligents, les moyens de gestion de la demande, dont l’appel au public, l’introduction progressive d’une tarification dynamique et l’électrification du parc automobile québécois au cours des 10 prochaines années ;
4. Concernant plus précisément l’électrification du parc automobile, le GRAME soumet à la Régie que les récentes orientations du gouvernement en matière de transport pour l’électrification du parc automobile québécois au cours des 10 prochaines années devraient se refléter dans le plan d’approvisionnement du Distributeur² ;
5. À cet égard, le GRAME retient la position de l’intervenant SÉ-AQLPA lorsqu’il invite le Distributeur « à réévaluer sa prévision de la demande en transport électrique d’ici l’an deux mille vingt (2020) pour les véhicules de promenade, de manière à ce que son scénario moyen soit compatible avec le plan d’action deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) sur les véhicules électriques du gouvernement du Québec »³ ;

² R-3748-2010, C-GRAME-009, p. 10

³ R-3748-2010, n.s. 17 juin 2011, p. 99, Mme Blais

II. RÉSEAU INTÉGRÉ

A) Prévision de la demande

Impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale

6. Lors de l'audience du 1^{er} juin 2011, un témoin du Distributeur, Mme Lise Lefebvre, nous indique que le modèle utilisé pour mesurer l'élasticité du prix de l'électricité patrimoniale ne permet pas de différencier l'élasticité de la première tranche du secteur résidentiel de la deuxième tranche⁴ ;
7. Le Distributeur a appliqué une hausse graduelle en lien avec la hausse du tarif patrimonial prévue par la Loi 100. Cette stratégie ne tient pas compte de l'élasticité de la première tranche versus celle de la deuxième tranche dans le secteur résidentiel ;
8. De plus, dans son estimation de l'impact sur la prévision de la demande, le Distributeur ne tient pas compte d'une stratégie tarifaire dont la hausse ne serait pas identique pour les deux tranches ;
9. Dans sa présentation, Mme Moreau soulignait que l'un des messages de la Stratégie énergétique du Québec suggère que la structure tarifaire comporte un écart de prix plus important entre les deux paliers, la Stratégie suggérant même de réduire le prix correspondant au premier palier, tel qu'indiqué dans l'extrait suivant :

« Le gouvernement demande à Hydro-Québec de soumettre à la Régie de l'énergie une nouvelle structure tarifaire, comportant un écart de prix plus important qu'à l'heure actuelle entre les deux paliers, possiblement en augmentant simultanément le seuil actuel de 30 kW par jour, ou instaurant éventuellement un troisième palier, et cela, sans modifier le revenu global de la société d'État.

Dans la nouvelle structure tarifaire, le prix correspondant au premier palier serait donc diminué. Une telle modification de la structure tarifaire aurait ainsi pour effet de diminuer la facture d'électricité des petits consommateurs et d'accroître celle des grands consommateurs qui n'auraient pas modifié leurs habitudes de consommation. »⁵

10. Par conséquent, le GRAME recommande de procéder à une analyse de l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la prévision de la demande en introduisant un mécanisme de calcul plus précis qui tienne compte

⁴ R-3748-2010, n.s. 1^{er} juin 2011, p. 210, Mme Lefebvre

⁵ Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, p. 57.

premièrement de la dernière stratégie tarifaire du Distributeur⁶, et deuxièmement d'une élasticité du prix différente pour la première et la deuxième tranche ;

Variations dans les besoins en puissance et disponibilité de la ressource

Économies du projet CATVAR

11. Le GRAME a participé, à titre d'intervenant et avec l'aide d'un expert-conseil en exploitation du réseau de transport⁷, à l'analyse du dossier R-3746-2010 portant sur la demande d'autorisation du projet CATVAR par le Distributeur. En lien avec la simulation faite par Mme Moreau de l'impact des systèmes d'éclairage à contrôle électronique sur les résultats du projet CATVAR, le GRAME a soumis au présent dossier⁸ que l'estimation des résultats en efficacité énergétique du projet CATVAR devrait être révisée à la baisse de 0,300 TW à 0,500 TW ;

12. Dans sa décision D-2011-086, portant sur le dossier R-3746-2010, la Régie énonce :

*[33] La Régie note le fait que les essais effectués par le Distributeur dans le cadre de son projet pilote tiennent compte des charges raccordées au moment de son évaluation et qu'il ne peut connaître avec précision la façon dont évoluera le marché de l'éclairage ou de tout autre type de charge dans l'avenir.*⁹ (Notre souligné)

13. Dans cette décision, la Régie prend également acte du fait que le Distributeur prévoit faire d'autres essais pour raffiner son estimation du CVR et faire état de ses résultats dans le cadre de son rapport annuel :

*[35] Après examen, la Régie est d'avis que l'évaluation du CVR et des économies d'énergie associées au Projet faite par le Distributeur est adéquate. De plus, la Régie prend acte du fait que le Distributeur « prévoit réaliser d'autres essais au cours du Projet afin de raffiner son estimation du CVR et qu'il fera état des résultats obtenus dans le cadre de son rapport annuel.*¹⁰ (Notre souligné)

14. En lien avec la décision D-2011-086, le GRAME soumet à la Régie que le Distributeur pourra réviser ses projections, au besoin, dans le cadre de la présentation de son état d'avancement et demande qu'une telle révision du plan d'approvisionnement soit faite, si nécessaire, lorsque les résultats d'autres essais seront obtenus ;

⁶ Une hausse moins significative de la première tranche des tarifs que de la deuxième.

⁷ M. Michel Perrachon

⁸ R-3748-2010, C-GRAME-009

⁹ R-3746-2010, D-2011-086, par. 33

¹⁰ R-3746-2010, D-2011-086, par. 35

Gestion de la demande et impact sur la prévision de la demande

Le projet de lecture à distance en réseau intégré

15. La preuve du Distributeur démontre que les options de gestion de la consommation associées au projet de lecture à distance n'ont pas été considérées dans sa prévision de la demande ou pour réduire ses besoins en puissance ;
16. Cependant, le GRAME est satisfait que soient envisagées à court terme, sur un horizon de 5 ans, les stratégies de gestion de la consommation comme le contrôle de l'éclairage, des électroménagers et des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation ou des thermostats communicants¹¹, lesquelles pourraient être incorporées au projet de lecture à distance ;
17. Comme le précisait Mme Moreau dans son témoignage, considérant l'horizon du plan et le déploiement du projet de lecture à distance en 2012 sur une période de 5 ans, il est raisonnable de ne pas avoir inclus l'estimation des impacts des options de gestion de la consommation liée aux compteurs avancés dans l'impact de la prévision de la demande du Distributeur ;

L'appel au public

18. Concernant l'appel au public, le GRAME souhaite attirer l'attention de la Régie aux pages 31 et 32 de son rapport portant sur les réseaux autonomes¹². On y fait état d'une démarche initiée en Bretagne, la démarche *EcoWatt*, qui fait partie des actions de maîtrise de la demande en énergie qui sont mises en œuvre pour répondre aux problématiques spécifiques de pointe de consommation ;
19. Ce programme connaît un vif succès avec plus de 30 000 personnes inscrites et utilise des alertes via des courriers électroniques, la messagerie texte et autres outils du web lors des demandes de pointe. En juin 2011, le Réseau de transport d'électricité (RTE) constatait dans son bilan¹³ une diminution de la consommation de l'électricité en Bretagne allant jusqu'à 2,5% aux heures les plus chargées en hiver ;
20. Dans un contexte où les nouveaux outils de communication instantanée font partie intégrante du mode de vie actuel, le GRAME est d'avis que le Distributeur aurait avantage à s'inspirer de ce modèle dans le cadre des moyens de gestion de la demande en lien avec l'appel au public ;

¹¹ R-3748-2010, HQD-4, doc. 2, réponse 1a) (Réponse du Distributeur à la DDR no. 1 de l'ACEF de l'Outaouais)

¹² R-3748-2010, C-GRAME-0010

¹³ <http://www.ecowatt-bretagne.fr/forums/viewtopic.php?f=1&t=78>

L'impact d'une offre de tarification dynamique sur la prévision de la demande

21. Tel que souligné dans nos commentaires généraux, la Stratégie énergétique se prononce sur la tarification dynamique et énonce :

« Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. »¹⁴ ;

22. Le Distributeur indique, en réponse à une DDR de l'ACEFO, qu'il envisage offrir en option une tarification dynamique aux clients résidentiels lorsque les compteurs intelligents seront installés¹⁵ ;
23. Considérant le manque d'information liée aux options tarifaires et au calibrage qui seront retenus, le GRAME est d'avis qu'il est trop tôt pour pouvoir en estimer l'impact mais accueille favorablement les intentions du Distributeur à cet égard ;

B) Approvisionnements

Gestion de la consommation et moyens liés aux projets en efficacité énergétique

24. La *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que les projets d'efficacité énergétique peuvent faire l'objet d'un appel d'offres et que le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique sera considéré comme un fournisseur en vertu de l'article 74.1 de cette même Loi ;
25. En audience, le témoin du Distributeur, Monsieur Zayat, indique que des besoins en puissance sont prévus pour 2015 :

« R. Quand on regarde les enjeux qui sont identifiés dans le plan d'approvisionnement, les besoins sont des besoins de puissance. En tout cas dans l'horizon, dans l'horizon envisageable c'est un besoin de puissance à peu près autour des années deux mille quinze (2015). Et là ce n'est pas nécessairement de l'efficacité énergétique au sens de contribution en énergie, mais de quelle façon on peut identifier des moyens de gestion, de gestion de la demande pour pouvoir répondre à ce besoin-là. Et dans ce sens-là on pourrait penser à des formules de gestion de la demande qui pourraient répondre à notre besoin de puissance. Donc, c'est quelque chose qu'on commence à regarder puis voir un peu quels sont les joueurs dans les marchés qui pourraient nous offrir ce type de produit. »¹⁶

¹⁴ La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, p. 57

¹⁵ R-3748-2010, HQD-4, doc. 2, p. 10 réponse 1g) (Réponse du Distributeur à la DDR no. 1 de l'ACEF de l'Outaouais)

¹⁶ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p.19 et 20, m. Zayat

26. Dans son argumentation, le Distributeur nous indique qu'il a l'intention, au plus tard en 2013, de lancer un appel d'offres pour combler les besoins de l'hiver 2015-2016 et d'y inclure les projets en efficacité énergétique :

« Cet appel d'offres sera aussi ouvert aux projets d'efficacité énergétique qui répondent aux objectifs de fiabilité en puissance et de contribution en énergie et qui satisfont aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles, comme le prévoit la LRÉ. »¹⁷

27. Cette ouverture répond en partie à la demande du GRAME faite au dossier R-3648-2007 et à sa recommandation au présent dossier R-3748-2010;

28. Considérant la recherche des besoins en puissance vers 2015, le GRAME recommande que soit également réalisée une revue complète et détaillée du potentiel technologique des projets en efficacité énergétique qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres en réseau intégré pour rencontrer ces besoins ;

29. Le GRAME recommande que cette revue soit déposée au plus tard au prochain Plan d'approvisionnement du Distributeur ;

Moyens pour satisfaire les besoins de pointe

Groupes électrogènes de secours

30. Le Distributeur indique qu'il ne compte plus sur les groupes électrogènes de secours pour satisfaire ses besoins de puissance. En réponse à la DDR no. 1 de l'ACEFO, le Distributeur indique qu'il n'a reçu aucune demande d'adhésion pour cette option malgré une baisse du prix du diesel¹⁸. En audience, un témoin du Distributeur a indiqué que cette situation pouvait s'expliquer par le fait que les groupes électrogènes de secours entraînent des nuisances en termes de bruit et d'odeurs¹⁹ ;

31. Le GRAME recommande donc à la Régie de demander au Distributeur d'envisager le retrait de cette option du texte des tarifs et conditions lors de la prochaine cause tarifaire, considérant que ce moyen n'est plus utilisé pour satisfaire les besoins de puissance ;

¹⁷ R-3748-2010, B-0081, p. 10

¹⁸ R-3748-2010, HQD-4, doc. 2, réponse 5a) (Réponse du Distributeur à la DDR no. 1 de l'ACEF de l'Outaouais)

¹⁹ R-3748-2010, n.s. 6 juin, p. 70, m. Zayat, C-interro ACEFQ

Attributs environnementaux

32. L'appel d'offres éolien A/O-2005-03 prévoit une clause spécifique portant sur les attributs environnementaux. La clause 24.2 qui est prévue dans le contrat type déposé en annexe 10 de l'appel d'offres pour l'énergie éolienne A/O-2005-03 prévoit que les crédits futurs ou existants appartiennent au Distributeur et que : « Le Fournisseur s'engage à effectuer toutes les démarches nécessaires et à produire tous les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits visés au présent article. » ;
33. Selon les réponses du Distributeur et à la connaissance de monsieur Bernier, aucun fournisseur n'a entamé de démarches afin de respecter cet engagement dans la cadre de cet appel d'offres et mis à part certaines démarches en lien avec le programme fédéral Écoénergie²⁰, il semble que la clause 24.2 du contrat-type déposé en annexe 10 de l'appel d'offres A/O-2005-03 soit restée lettre morte ;
34. De plus, le Distributeur ne voit pas le besoin de prévoir des mécanismes pour comptabiliser ses crédits de réduction et aucun mécanisme n'est prévu pour les comptabiliser. Monsieur Zayat a énoncé en date du 7 juin 2011 :

« R. En fait il n'y a pas, je vais juste le reprendre, il n'y a pas de besoin de les comptabiliser pour les besoins, pour les besoins du Distributeur pour le marché au Québec pour le marché du Distributeur. Au-delà de ça on pense que sur les marchés extérieurs ce n'est pas quelque chose dont on peut se servir de façon réaliste pour toutes les raisons qu'on a invoquées au cours des derniers jours. Donc, il n'y a pas nécessairement d'intérêt pour nous à faire de la comptabilisation qui ne nous amène pas nécessairement vers une utilité spécifique. »²¹

35. Tel qu'indiqué dans sa preuve, le GRAME n'est pas d'accord avec cette position et a déposé, sous la cote C-GRAME-0012, un article portant sur un nouveau système de plafonnement et d'échange d'émissions de GES régional, la *Western Climate Initiative* ;

²⁰ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p. 26

²¹ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p. 35-36, m. Hani Zayat

36. Bien qu'il n'en ait pas fait état dans sa preuve, le Distributeur est au fait de ce système et nous indique qu'il en est à l'étape du « reporting » et qu'un système est mis en place tranquillement chez Hydro-Québec :

« R. Écoutez, il y a des engagements du gouvernement du Québec. Nous, à cet égard-là on doit faire du « reporting ». Et effectivement, pour le moment on s'en tient à faire le « reporting » nécessaire ou à mettre en place les outils nécessaires dans le but ultérieurement de faire du « reporting » sur les gaz à effet de serre qui sont la conséquence des actions qu'on prend, qu'on prend pour assurer les approvisionnements, l'approvisionnement du marché québécois.

*Et effectivement, il y a un système à Hydro-Québec qui est mis en place tranquillement, qui est en train d'être mis en place en fait pour faire le « reporting » nécessaire. »*²²

37. Monsieur Luc Bernier nous indique toutefois que plusieurs éléments ne sont pas encore connus concernant l'application de ce système au Québec :

*« R. Les modalités de ce qui va être appliqué au Québec ne sont pas encore connues, donc il y a plusieurs détails là-dedans lorsqu'il y a des transactions d'électricité qui sont faites avec les marchés externes qui peuvent être impliquées et la façon dont ça va être appliqué, la façon dont tout ça va être comptabilisé, ce n'est pas encore connu. »*²³

38. Tel que mentionné par Mme Moreau en audience et comme on peut le constater à la lecture de la pièce C-GRAME-0012, la *Western Climate Initiative* prévoit que les établissements du secteur de la production d'électricité devront acheter leurs droits d'émission sur le marché. Il appert donc que le Distributeur pourrait éventuellement vendre ou utiliser pour ses besoins ses attributs environnementaux sur un tel marché ;

39. Par ailleurs, le GRAME recommande, dans son mémoire portant sur les réseaux autonomes²⁴, que le Distributeur conserve les attributs environnementaux pouvant résulter des projets de jumelage éolien diesel. Cette recommandation est justifiée dans le cadre de l'application prochaine de la *Western Climate Initiative* puisqu'à ce jour, la première étape n'est pas franchie, soit celle de la validation des crédits de réduction d'émissions ;

²² R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p.37-38, m. Bernier

²³ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p. 40, m. Bernier

²⁴ C-GRAME-0010

40. Comme l'expliquait Mme Moreau, en ce qui concerne les attributs de l'appel d'offres A/O 2005-03 et ceux des petites centrales hydrauliques, il faudra attendre la mise en place des modalités liées à ce système afin d'en connaître les détails. Cependant, le GRAME vous soumet que la première étape doit être franchie, soit celle de valider, de comptabiliser et de maintenir en vigueur les droits portant sur les attributs environnementaux ;
41. Le GRAME demande à la Régie que soit respectée intégralement la clause contractuelle 24.2 concernant les attributs environnementaux de l'appel d'offres éolien A/O 2005-03 et que le Distributeur en présente un suivi détaillé ;
42. Le GRAME recommande également à la Régie de demander au Distributeur un suivi des opportunités en lien avec la *Western Climate Initiative* lors du prochain état d'avancement du Plan, ou au plus tard au prochain plan d'approvisionnement, considérant que le Québec devrait débiter sa participation en 2012. En audience, le témoin du Distributeur, monsieur Bernier indiquait qu'il sera plus facile de fournir des informations à cet égard lors de la mise en place du système²⁵ ;
43. Enfin, le Distributeur indique que pour l'instant il ne voit pas d'intérêt à prévoir une clause pour réserver ses droits dans l'entente de modulation avec le Producteur²⁶. Dans le contexte de la mise en place de la *Western Climate Initiative*, dont le Québec est partenaire, le GRAME recommande d'ajouter dans l'Entente de modulation une clause par laquelle le Producteur reconnaît que « le **Distributeur** est titulaire de tous les droits existants et futurs relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus. » ;
44. Concernant l'Entente de modulation, le GRAME retient l'argument de l'expert de SÉ-AQLPA, M. Jacques Fontaine qui mentionne que cette entente pourra amener une réduction des achats de court terme qui sont « *habituellement plus polluants* » et que « *le niveau de puissance associé permettra aussi d'éviter des achats supplémentaires de puissance des réseaux voisins* » ;²⁷
45. Ainsi, le GRAME appuie également la démarche du Distributeur concernant l'entente globale de modulation mais recommande au Distributeur de prévoir une clause afin de réserver ses droits quant aux attributs environnementaux ;

²⁵ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p. 40 et 41, m. Bernier

²⁶ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p. 24

²⁷ R-3748-2010, n.s. 17 juin 2011, p. 109

C) Approvisionnements additionnels et stratégie

Le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins

46. Le GRAME est préoccupé par l'intention du Distributeur d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir de réseaux voisins en hiver puisque sur les réseaux voisins, le type de ressources énergétiques est majoritairement thermique, ce qui accroît les émissions atmosphériques de la région ;
47. Lors de la présentation du GRAME, Mme Moreau faisait valoir que dans certains États américains, des portefeuilles de ressources renouvelables sont identifiés. Dans ces états, il est possible d'identifier précisément la part qu'occupe chacune des ressources dans le portefeuille énergétique global ;
48. Ainsi, le GRAME soumet à la Régie qu'un tel portrait des ressources du Distributeur devrait d'abord être fait en incluant les approvisionnements en puissance et en énergie en provenance des marchés voisins ;
49. En audience, M. Zayat indiquait que lors d'un appel d'offres sur un marché voisin, une centrale est désignée pour répondre à la demande, mais les critères de sélection pour les achats de puissance de court terme sont le prix en puissance et en énergie, ainsi que la fiabilité²⁸ ;
50. Considérant qu'il est possible d'identifier les centrales qui sont désignées sur les marchés voisins, le GRAME demande que soient identifiées ces centrales, par type de ressources, lors du prochain plan d'approvisionnement, pour l'ensemble des achats en puissance et en énergie du Distributeur;
51. De plus, le GRAME recommande que soit ajouté un critère permettant de privilégier des ressources énergétiques renouvelables lors des appels d'offres sur ces marchés ;
52. Afin de respecter l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie* qui précise qu'afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participants à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, le GRAME propose un critère conditionnel visant l'utilisation de ressources renouvelables lorsque les dispositions légales le permettent ;
53. Les critères décisionnels demeurerait le prix et la fiabilité, auxquels s'ajouterait dans les cas où plusieurs soumissionnaires arrivent à égalité, un critère de choix des ressources renouvelables. Sans représenter une obligation, si cet objectif était connu du public, le nombre de soumissionnaires offrant une électricité « verte » pourrait augmenter ;

²⁸ R-3748-2010, n.s. 7 juin 2011, p.13, m. Zayat

54. Compte tenu des objectifs de la Stratégie énergétique, dont la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le GRAME recommande au Distributeur d'identifier, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, les types de ressources pour l'ensemble du portefeuille de court terme évalué à 1 100 MW, de même que pour l'ensemble de ses achats en puissance et en énergie ;

Modifications au portefeuille d'approvisionnement

55. Concernant sa préoccupation à l'égard des modifications au portefeuille d'approvisionnement, le GRAME retient de la décision D-2011-011²⁹ que la Régie ne souhaite pas traiter des questions relatives aux répartitions des ressources en vertu du *Texte des tarifs et conditions du Transporteur*, ces questions faisant présentement l'objet d'une audience devant la Régie dans le cadre de la cause tarifaire R-3669-2008, phase 2 ;
56. En vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie a compétence pour approuver le plan d'approvisionnement qui décrit les caractéristiques des contrats que le Distributeur entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois. La Régie doit donc approuver un plan qui indique « clairement les quantités d'énergie et de puissance que le Distributeur compte acquérir et revendre sur les marchés de court terme, dont les marchés hors Québec »³⁰ ;
57. Cette compétence est en lien avec la désignation des ressources du Distributeur et le GRAME soumet au présent banc que le plan d'approvisionnement, tel qu'il sera approuvé par la Régie, ne devrait pas pouvoir faire l'objet de modifications sans que la Régie ne donne son accord, en vertu du pouvoir qui lui est conféré à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* ;
58. Cette question sera toutefois abordée par le GRAME au dossier R-3669-2008, phase 2, et monsieur Richard Carrier, président de ce dossier, aura l'opportunité d'entendre les représentations du GRAME à cet égard, qui sont en lien avec l'approbation du plan d'approvisionnement par la Régie de l'énergie ;

Diversité d'approvisionnement en ressources énergétiques renouvelables

Programme d'achat d'électricité

59. Considérant l'engouement pour le programme d'achat d'électricité, le GRAME trouve opportun de cibler à l'horizon 2020 un objectif pour ce type de ressources en lien avec la diversification des ressources énergétiques, leur complémentarité étant un élément important d'une stratégie d'approvisionnement ;

²⁹ R-3748-2010, D-2011-011, par. 75

³⁰ D-2011-011, par. 75

60. Le GRAME recommande qu'une consultation auprès des communautés soit menée afin d'identifier l'ensemble des opportunités de diversification du portefeuille d'approvisionnement dans le domaine des énergies renouvelables, telle la petite hydraulique de moins de 50 MW et tout autre type de projet de production d'énergie renouvelable ;

Cogénération à la biomasse

61. Concernant la cogénération à la biomasse, le GRAME constate que les objectifs visés par le Décret 916-2008 pour l'acquisition de 150 MW de puissance n'ont pas été atteints ;
62. Le GRAME recommande que soient identifiées les raisons de ce manque d'intérêt afin que des solutions soient envisagées, comme l'offre d'accompagnement ou la recherche de soumissionnaires via les organismes représentant les différents secteurs de marchés ;

Micro-production

63. Le GRAME a fait référence au rapport d'ÉcoRessources Consultants, commandé par l'Union des producteurs agricoles (UPA) qui s'intitule «Analyse des opportunités de microproduction d'électricité renouvelable en milieu agricole et forestier» ;
64. Ce rapport démontre que le milieu agricole s'intéresse à la micro-production dans un contexte où le prix de l'énergie a augmenté. Plusieurs arguments jouent en faveur de la micro-production en milieu agricole, non seulement la réduction des gaz à effet de serre mais aussi le développement des communautés en région ;
65. La position du GRAME est à l'effet que la question de la micro-production n'a pratiquement pas évolué depuis le dernier plan d'approvisionnement 2008-2017³¹, et souhaite que le Distributeur soit proactif dans ce dossier et identifie clairement le potentiel technique et économique de la micro-production de moins de 1MW dans le contexte énergétique québécois, dans le cadre du prochain état d'avancement du plan d'approvisionnement ;

³¹R-3648-2007

III. PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES

Suivi des décisions D-2008-133 et D-2010-022

66. Dans sa décision D-2008-133, portant sur le dernier plan d'approvisionnement du Distributeur (2008-2017), la Régie énonçait :

« (...) la Régie réitère que le Distributeur doit intensifier ses efforts pour réduire le coût d'exploitation des réseaux autonomes et accélérer la mise en place de solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux.

La Régie prend note de l'engagement ferme du Distributeur dans un processus de remplacement maximal du mazout pour la production d'électricité en réseaux autonomes.»³²

Potentiel de projets d'efficacité énergétique en réseau autonome

67. Tel que mentionné à l'article 74.1 de la *Loi de la Régie de l'énergie*, la procédure d'appel d'offres et d'octroi du Distributeur doit « 2° *accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique* » ;

68. Mme Moreau énonçait, lors de la présentation du GRAME³³, que l'objectif du Distributeur est de mettre en place des mesures de mitigation visant à pallier aux augmentations de besoins³⁴ ;

69. Ainsi, l'exploration de ces mesures devrait comprendre l'offre de projets d'efficacité énergétique, en plus des mesures de gestion de la consommation, et le Distributeur devrait débiter une étude de marché permettant de cibler les promoteurs potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseaux autonomes ;

70. Le GRAME accueille très favorablement l'intention du Distributeur, dans le contexte des actions de long terme, de « *Privilégier le déploiement de moyens de gestion de la consommation* »³⁵ ;

71. Le GRAME accueille également très favorablement l'intention du Distributeur de « *...lancer à cet effet une sollicitation de manifestation d'intérêt afin de connaître l'intérêt réel et la capacité du marché à offrir ce service* »³⁶ ;

³² R-3648-2007, D-2008-133, p. 49

³³ R-3748-2010, n.s. 15 juin 2011, p. 26

³⁴ Voir HQD-2, doc. 1, p. 23

³⁵ R-3748-2010, B-0081, p. 10

³⁶ R-3748-2010, B-0081, p.10

Moyens pour réduire les coûts et les émissions de GES en réseaux autonomes

72. Concernant les moyens pour réduire les coûts et les émissions de GES, le GRAME est en faveur des scénarios envisagés par le Distributeur et recommande leur mise en application le plus rapidement possible ;

Jumelage éolien-diesel

73. Concernant le Jumelage éolien-diesel comme solution pour réduire les GES, le GRAME est satisfait des travaux réalisés par le Distributeur pour la réalisation d'un projet pilote à Kangiqsualujjuaq et d'un second projet pilote au Nunavik à Akulivik, l'objectif ultime étant le déploiement de JED dans les communautés du Nunavik ;
74. Au-delà des réductions de GES résultant de projets JED, le GRAME souhaite que ces projets permettent aux communautés du réseau du Nunavik de profiter de l'électricité ainsi produite et ce, à des tarifs plus avantageux que ceux offerts avec la tarification dissuasive ;
75. Tel que soumis par le Distributeur en argumentation finale, celui-ci est « *en pourparlers* » avec certaines communautés pour développer des centrales hydrauliques ou à la biomasse forestière³⁷. Le GRAME recommande que ces projets se réalisent en partenariat avec les communautés, afin de permettre non seulement une réduction des tarifs mais également l'acceptabilité sociale de ces développements ;
76. Le GRAME est également en accord avec l'argument de l'expert du RNCREQ, M. Bernard Saulnier, voulant que « *des alternatives technologiques offrent désormais des possibilités concrètes rentables de réduire la pression exercée sur le budget carburant des résidents du Nunavik et l'amélioration aussi du bilan net dans d'autres réseaux autonomes* »³⁸ ;
77. Par ailleurs, le GRAME est satisfait du scénario présenté au tableau intitulé « Réduction potentielle des émissions de CO₂ » du Plan d'approvisionnement 2011-2020 des réseaux autonomes³⁹ qui envisage pour l'ensemble des centrales du réseau du Nunavik des projets JED, permettant ainsi de réduire de 46 % les émissions de CO₂ de ce réseau ;
78. Le GRAME est en faveur de l'intention du Distributeur de poursuivre « *activement son programme de mise en place de systèmes de jumelage éolien-diesel (JED)* »⁴⁰ ;

³⁷ R-3748-2010, B-0081, p. 14

³⁸ R-3748-2010, n.s. 17 juin 2011, p. 52

³⁹ R-3748-2010, HQD-2, doc. 1, p. 29, Tableau 9

⁴⁰ R-3748-2010, B-0081, p. 13

Raccordement de réseaux autonomes

79. Les solutions envisagées par le Distributeur comprennent le raccordement de la centrale de Clova, de la Romaine et possiblement de celle de Cap-aux-Meules en combinaison avec un projet JED, ce dernier représentant la plus grande réduction de GES, soit 62 % de l'ensemble des réductions envisagées ;
80. Le GRAME est en faveur des scénarios envisagés par le Distributeur et recommande à la Régie de les approuver ;

Projet de Lecture à distance et tarification dynamique en réseaux autonomes

81. La mise en place du projet de lecture à distance prévoit que les réseaux autonomes ne sont pas visés dans la première phase de déploiement, ce qui signifie que les mesures de gestion de la demande en seront retardées ;
82. En effet, puisque le Distributeur envisage d'offrir en option une tarification dynamique aux clients résidentiels lorsque les compteurs intelligents seront installés⁴¹, cette offre sera également retardée en réseaux autonomes ;
83. Lors de la présentation de la preuve du GRAME, Mme Moreau a insisté sur le fait que le problème se pose particulièrement dans le réseau des îles de la Madeleine, où la clientèle se chauffe à l'électricité puisque ce réseau qui n'est pas assujéti au tarif dissuasif pour le chauffage, génère d'importantes quantités de GES ;
84. L'expert de l'intervenant RNCREQ, M. Bernard Saulnier posait une question très pertinente lors de sa présentation en date du 17 juin 2011 : « *Pourquoi aucun des réseaux autonomes desservis par le Distributeur n'a été retenu comme site pilote pour de tels projets puisque c'est là qu'il permettrait les apprentissages opérationnels les plus intéressants ?* »⁴² ;
85. Compte tenu des enjeux majeurs en réduction de la consommation de carburants et ce particulièrement dans le réseau des îles de la Madeleine, le GRAME recommande d'y accélérer le processus du projet de lecture à distance et des mesures de gestion de la consommation ;
86. Le GRAME est d'avis que le réseau des îles de la Madeleine s'y prête bien, même advenant son branchement au réseau intégré, tel qu'envisagé dans les scénarios du Distributeur ;

⁴¹ R-3748-2010, HQD-4, doc. 2, p. 10 réponse 1g) (Réponse du Distributeur à la DDR no. 1 de l'ACEF de l'Outaouais)

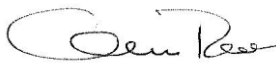
⁴² R-3748-2010, n.s. 17 juin 2011, p. 63

Programme d'utilisation efficace de l'énergie et Performance du PGEÉ en réseaux autonomes

87. Le GRAME recommande que des bonifications au programme d'utilisation efficace de l'énergie soient envisagées particulièrement dans les réseaux autonomes de la Haute-Mauricie et du Nunavik et ce, en tenant compte de l'avantage économique de la compensation au mazout. La compensation aurait avantage à être modulée en fonction des coûts évités qui sont différents entre chaque réseau autonome ;
88. Suite à la décision D-2011-028⁴³, le GRAME accueille favorablement l'intention du Distributeur d'entreprendre à l'automne 2011 une réévaluation globale du PTÉ de l'efficacité énergétique en réseaux autonomes portant aussi sur les nouvelles technologies de production d'énergie⁴⁴;
89. Ces mesures correspondent aux demandes du GRAME au dossier R-3740-2010 et dans le cadre des dossiers tarifaires précédents, soit la mise à jour du potentiel technico énergétique en lien avec le choix d'une méthode et des paramètres à retenir pour une telle évaluation ;
90. Le GRAME suggère au Distributeur l'inclusion de la compensation au mazout dans le calcul des coûts évités liés aux économies d'énergie et souhaite pouvoir déposer ses commentaires à cet égard lorsque la méthode du Distributeur sera proposée à la Régie ;
91. Ce qui conclut les représentations du GRAME dans le cadre de la présente argumentation.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Le 28 juin 2011



Geneviève Paquet, avocate
Procureure du GRAME

⁴³ R-3740-2010, D-2011-028, p. 122-123, par. 501 à 503

⁴⁴ R-3748-2010, B-0081, p. 4