

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3648-2007

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3648-2007
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 26 JUIN 2008
Pièces n°: NON

cotée

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3648-2007
PIÈCE N°: B-86
26 JUIN 2008

**DEMANDE D'APPROBATION
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 DU DISTRIBUTEUR
(PHASE 2)**

PLAN D'ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR

1. INTRODUCTION & CONTEXTE

Il s'agit du troisième plan d'approvisionnement du Distributeur et celui-ci s'inscrit dans la continuité des plans d'approvisionnement précédents¹. Il importe de rappeler que celui-ci constitue un exercice de planification, sur un horizon de long terme, des moyens de répondre aux besoins en électricité. La mise en œuvre de ces moyens se fait subséquentement et conformément aux dispositions réglementaires appropriées.

¹ Plan d'approvisionnement 2002-2011, R-3470-2001, décision D-2002-169 et Plan d'approvisionnement 2005-2014, R-3550-2004, décision D-2005-178.

Le Plan d'approvisionnement 2008-2017 repose entre autres sur des éléments reconnus qui ont fait l'objet de décisions de la Régie, tels que:

- L'entente globale cadre² ;
- Le cadre réglementaire relié à l'électricité patrimoniale à savoir, ses contraintes et avantages³ ;
- Les procédures d'appels d'offres et les critères applicables⁴ ;
- Les contrats relatifs aux approvisionnements post patrimoniaux ;
- Les critères de fiabilité en énergie et en puissance⁵ ;
- Les stratégies d'achats de court et de long terme dans le portefeuille du Distributeur ;
- La dispense de procéder par appel d'offres pour des contrats de moins de trois mois⁶.

Le Distributeur procède également à une gestion active des approvisionnements et s'adapte au caractère changeant de la demande, tels que les dossiers R-3624-2007 et R-3649-2007⁷ et la récente décision D-2008-76R approuvant des options de livraisons différées incluses aux contrats intervenus entre le Distributeur et Hydro-Québec Production le démontrent bien.

À la lumière de ce qui précède, le Plan d'approvisionnement 2008-2017 (ci-après Plan), contient les éléments notables suivants :

- Des besoins importants en puissance ;
- Un programme de travail visant à identifier les besoins relatifs à l'intégration de l'énergie éolienne⁸ ;
- Une orientation visant le déploiement maximal des énergies renouvelables en réseaux autonomes, notamment sous forme de jumelage éolien-diésel.

Nous abordons ci-après de façon spécifique ces éléments importants du Plan.

² Décision D-2007-83 et son corollaire l'électricité patrimoniale inutilisée. L'expiration de l'entente actuelle est prévue pour le 31 décembre 2008. De là, une demande d'approbation pour une entente cadre couvrant la période 2009-2010 sera produite à la Régie.

³ Décisions D-2002-169 et D-2005-178.

⁴ Décisions D-2001-191 (procédure appel d'offres et code d'éthique), D-2005-60 (procédure appel d'offres contrat d'un an et moins), D-2004-212 (critère de développement durable) et les décisions découlant des blocs d'énergie: D-2003-69 (biomasse et éolien), D-2004-180 (cogénération), D-2007-59 (second bloc éolien).

⁵ Décisions D-2002-169 et D-2005-178 y incluant les suivis périodiques qui ont été faits par le Distributeur.

⁶ Décisions D-2004-245 et D-2007-44.

⁷ Il s'agit, respectivement, des dossiers de suspension des livraisons d'électricité des contrats intervenus entre le Distributeur et Hydro-Québec Production et TransCanada Energy.

⁸ L'entente d'intégration de l'énergie éolienne fut approuvée par la décision D-2006-27 et son expiration est prévue pour février 2011. A noter que cette décision exige du Distributeur qu'il dépose une demande "en temps utile pour en permettre l'examen approprié par la Régie avant la fin de la quatrième années de l'Entente".

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

Comme la phase 1 du présent dossier l'a bien démontré, la prévision de la demande fait l'objet d'un suivi serré afin que le Distributeur puisse, à l'aide des dernières informations disponibles, adapter ses stratégies d'approvisionnement et ce, afin de faire face à la pointe du réseau tout comme à des situations de décroissance dans la demande d'électricité.

Par ailleurs, la valeur de la méthodologie et de la prévision de la demande du Distributeur a été reconnue par la Régie à de nombreuses reprises⁹. Cette méthodologie est l'objet d'un processus d'amélioration continue et tout changement est documenté et signalé. Les modèles de prévision à long terme s'appuient sur des variables structurelles et la preuve démontre que les hypothèses retenues à l'égard des principaux paramètres économiques et énergétiques sont comparables au consensus lorsque disponible (voir à titre d'exemple: HQD-1, Document 2, Annexe 2A, Tableau 2A-4 (Révisé), page 49).

Tout comme dans les dossiers précédents, la prévision de la demande à long terme décrite au Plan s'appuie sur des hypothèses cohérentes et permet une discussion éclairée des enjeux relatifs à la planification des approvisionnements.

Base des degrés-jours aux fins du calcul de la prévision en puissance

A titre de rappel, dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014, pour répartir mensuellement les besoins de chauffage au secteur Domestique et agricole, le Distributeur a mis de l'avant la base de 18°C comparativement à 15°C utilisée antérieurement. Dans sa décision D-2005-178, la Régie demande au Distributeur de procéder à une analyse afin d'évaluer s'il est plus représentatif d'utiliser une température de référence de 18°C ou de 15°C. Il est à noter que cette température a très peu d'impact sur la prévision totale en puissance ; elle n'a d'effet réel que sur la répartition de cette prévision entre le chauffage et les Autres usages.

Le Distributeur a réalisé une analyse du profil de consommation du chauffage des locaux aux tarifs D et DM et utilise maintenant une température de référence de 16°C pour répartir mensuellement les besoins annuels de chauffage. Cette nouvelle répartition attribue pour le mois de janvier une plus forte part de la consommation annuelle ce qui se traduit par des besoins en puissance attribuables au chauffage des locaux pour le secteur Domestique et agricole (tarif D et DM) plus élevés.

⁹ Voir, notamment les décisions D-2002-95 (p. 62), D 2002-17 (pp. 14-16), D-2002-169 (pp. 18-22) et D-2005-178 (p.9).

Lors de l'audience du 18 juin (n.s. vol. 3, pp. 107 ss.), M. Yves Nadeau a clairement mentionné que les analyses requises ont été effectuées ce qui a permis de bien cerner la problématique en cause. Le Distributeur réitère que le tout est satisfaisant.

Le Distributeur demande donc à la Régie d'approuver la température de référence de 16°C utilisée afin de répartir mensuellement les besoins annuels de chauffage au secteur Domestique et agricole.

3. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

En continuité des plans d'approvisionnement précédents, le Distributeur préconise couvrir les besoins significatifs et récurrents par le biais des marchés de long terme.

Grâce aux conventions approuvées par la Régie en phase 1, le Distributeur a pu rééquilibrer le bilan offre/demande en énergie sur l'horizon du Plan.

Les états d'avancement qui seront produits en cours d'application du Plan 2008-2017 permettront au Distributeur d'informer valablement la Régie et les intervenants de la mise en place de ses différents approvisionnements, tout en permettant une révision de ses prévisions afin d'assurer l'appariement le plus parfait possible entre la demande de la clientèle québécoise et l'offre de produits énergétiques.

Les besoins en énergie et en puissance ainsi que les critères de fiabilité correspondants appliqués par le Distributeur s'appuient sur des méthodes reconnues et reflètent les dernières orientations et décisions du gouvernement du Québec.

3.1 Les besoins en énergie

Les besoins en énergie du Distributeur sur l'horizon du Plan vont de 183,8 TWh pour l'année 2008 à 200,8 TWh pour l'année 2017¹⁰.

L'acquisition d'un second bloc d'énergie éolienne permet de combler une portion substantielle des besoins de long terme. A ceci s'ajouteront les blocs d'énergie éolienne dédiés aux communautés locales et autochtones (500 MW) ainsi que le bloc d'énergie produite par cogénération à la biomasse (100 MW)¹¹. Ces derniers appels d'offres seront

¹⁰ HQD-1, Document 5, Tableau 1, page 9.

¹¹ Voir les projets de règlements: *Règlement sur un bloc de 250 mw d'énergie éolienne issu de projets*

vraisemblablement lancés à l'automne 2008. Le Distributeur s'adressera à la Régie afin d'approuver les grilles de sélection reliées à ces appels d'offres.

Comme ce fut le cas depuis l'approbation du plan d'approvisionnement précédent, le Distributeur entend demeurer vigilant à l'égard de l'évolution de la demande en énergie.

Tel qu'il en a fait largement état et ce, dans plusieurs dossiers, le Distributeur n'exclut pas la possibilité de revente de l'énergie contractuelle excédentaire après qu'il aura considéré tous ses moyens et options, comme par exemple utiliser des options de report incluses dans les contrats dont les options de livraisons différées approuvées par la décision D-2008-76R ou conclure des ententes avec les fournisseurs, lorsque cela est possible pour réduire les livraisons¹².

La revente interviendra lors de situations temporaires causées, notamment, par les aléas de la demande. Dans tous les cas, il ne s'agira pas d'une stratégie planifiée de disposer de quantités d'électricité excédentaires en vue d'en faire la revente sur les marchés. Ceci est conforme à la mission du Distributeur (voir le paragraphe 22 de la demande amendées d'approbation du Plan).

3.2 Les besoins en puissance

Pour la période 2008-2018, les besoins en puissance du Distributeur sont importants (voir HQD-1, Document 1, Tableau 5.2, page 38). Il s'agit d'un enjeu majeur à l'égard des coûts et de la fiabilité des approvisionnements du Distributeur tant à court terme que sur l'horizon du Plan.

Les stratégies annoncées pour faire face à cette situation sont les suivantes:

1. Augmenter le recours aux moyens actuellement utilisés: explorer la possibilité d'augmenter la contribution de l'électricité interruptible (1 000 MW) ainsi que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme ;
2. Explorer les options de gestion de la consommation: Un potentiel quelque 200 MW relié à l'installation d'accumulateurs thermiques chez les clients commerciaux et institutionnels¹³ ;

autochtones et Règlement sur un bloc de 250 mw d'énergie éolienne issu de projets communautaires, G.O.Q., Partie 2, 14 mai 2008, numéro 20 et *Règlement sur l'énergie produite par cogénération à la biomasse*, G.O.Q., Partie 2, 19 mars 2008, numéro 12.

¹² A titre d'exemple, le dossier R-3649-2007.

¹³ Un tel programme serait présenté à la Régie pour approbation si les résultats sont probants pour le Distributeur.

3. Lancement d'un appel d'offres: lorsque la prévision des besoins aura été confortée (août 2008), des démarches seront entreprises afin de lancer un appel d'offres.

Dans tous les cas, la Régie sera informée des démarches du Distributeur via l'état d'avancement de novembre 2008 ou un dossier spécifique quant à la grille de sélection qui sera utilisée pour cet appel d'offres.

3.3 Gestion des risques

Le Distributeur est très conscient des différents risques auxquels il est exposé. Il gère déjà ses risques de façon active et entend structurer ses actions à l'aide d'un programme de gestion de risques qui reflètera les moyens de gestion mis en place pour effectuer le suivi de ses positions. Ces éléments seront déposés à la Régie dans le prochain état d'avancement.

À cet égard, la recommandation de l'expert M. Grégoire à l'effet que le Distributeur doive se doter d'une politique de gestion de ses risques rejoint l'orientation que s'est déjà donnée le Distributeur.

Toutefois, il importe que cette politique reflète rigoureusement les cadres réglementaire et opérationnel du Distributeur qui conditionnent la nature, la portée et l'intérêt des instruments financiers de gestion des risques du Distributeur. Parmi les éléments fondamentaux, notons:

- L'obligation du Distributeur de devoir être en mesure de répondre aux besoins électriques des Québécois en tout temps ;
- Le respect des stratégies et des critères de fiabilité déjà approuvés par la Régie ;
- Le respect des bloc d'énergie, adoptés par le gouvernement du Québec, déterminant les quantités et les dates de livraisons pour les appels d'offres de long terme ;
- La présence de moyens ou d'options permettant d'équilibrer le bilan énergétique ;
- La présence d'éléments de variabilité difficiles à prévoir ou à modéliser (ex.: Alcan, nouvelle implantation industrielle) ;
- Le recours à des appels d'offres sur les marchés de court terme au bon moment et à prix fixes ;
- La présence d'un compte de *pass on* qui fait en sorte que les clients ne subissent aucun inconvénient des fluctuations inhérentes aux activités d'approvisionnement en électricité.

Le Distributeur soumet que ces éléments sont cruciaux pour la gestion des approvisionnements et ils n'ont pas été considérés par M. Grégoire.

3.4 La stratégie du Distributeur en matière d'intégration de la production éolienne

Pour le Distributeur, les enjeux de l'intégration de la production éolienne se situent au niveau des services complémentaires¹⁴, à savoir :

- Suffisance des ressources en puissance (contribution en puissance);
- Réglage de fréquence ;
- Maintien des réserves (réserve tournante, réserve 10 minutes, etc.) ;
- Suivi de la charge ;
- Provisions pour aléas.

L'approche préconisée par le Distributeur (études en cours au-delà du balisage demandé par la Régie dans la décision D-2006-27, p.11) est la suivante :

1. Compléter les analyses de fiabilité en puissance en cours dont les résultats seront produits avec l'état d'avancement de novembre 2008 (premier bloc d'énergie éolienne et novembre 2009 pour le second) ainsi que lors de la prochaine revue triennale déposée au NPCC ;
2. Compléter les études menées par le Comité inter unités:
 - a) Les impacts de l'intégration de la production éolienne sur les réserves d'exploitation (Réglage de fréquence, réserves tournante, réserve 10 minutes et suivi de la charge) et b) Les impacts sur les provisions pour aléas.

Les résultats de ces études permettront d'évaluer les services complémentaires additionnels requis pour intégrer la production éolienne

Les impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont au cœur des préoccupations reliées à l'intégration de cette source d'énergie.

Les études décrites ci-dessus seront effectuées dans les délais requis pour porter un jugement éclairé concernant le renouvellement de l'entente d'intégration. Elles permettront également, si requis, de déterminer les modalités souhaitables d'une nouvelle entente (n.s. volume 2, page 16).

¹⁴ Le Distributeur a insisté, aussi bien dans le cadre de sa preuve que lors de l'audience, sur la prédominance des considérations reliées aux services complémentaires (HQD-1, Document 2, annexe 6a ; HQD-7, Document 2; NS : Vol 1 pp. 148-156).

L'examen des données simulées de production éolienne, comme M. Raphals l'a fait, permettent de constater un apport en énergie d'hiver. Ce résultat n'est pas nouveau¹⁵ et rejoint les évaluations du Distributeur. Mais, ce résultat est très périphérique et n'est d'aucune façon déterminant pour apprécier l'utilité d'une entente d'intégration éolienne.

À cet effet, dans le cadre des audiences du Plan d'approvisionnement 2005-2014, M. Raphals remettait déjà en question l'à-propos pour le Distributeur de se doter d'un service d'intégration en appui à l'approvisionnement de source éolienne sur la base de résultats semblables. Cette position de M. Raphals ne fut pas alors retenue par la Régie¹⁶ et nous soumettons qu'il doit en être de même dans le présent Plan¹⁷.

Compte tenu de l'intérêt toujours présent pour le Distributeur de disposer d'une entente d'intégration éolienne, compte tenu également des faibles coûts de cette entente et compte tenu qu'il est de la responsabilité du Distributeur d'assurer ou d'acquérir les services complémentaires liés aux approvisionnements post patrimoniaux, le Distributeur juge impératif de poursuivre son programme de travail avant de se prononcer sur l'intérêt de renouveler ou de modifier l'entente d'intégration actuelle.

3.5 Critère de conception du réseau de transport

Le Distributeur a fait les démonstrations requises à la Régie¹⁸ afin de s'assurer que la « charge locale » dispose en priorité d'un accès au réseau de transport de TransÉnergie (ci-après Transporteur), soit par le biais de la désignation des ressources requises.

Le Transporteur s'est engagé envers le Distributeur afin d'être en mesure de répondre à des pointes exceptionnelles de 4 000 MW au-delà de la pointe prévue. Les investissements réalisés par le Transporteur afin de mettre à niveau le réseau de transport sont modestes et se sont limités à l'ajout d'un nombre limité de batteries de condensateurs. Cette mesure est au bénéfice de la clientèle du Distributeur en termes de fiabilité du réseau.

¹⁵ Voir notamment le témoignage de M. Jean François Lefebvre du GRAME lequel réfère à une étude concernant la « fiabilité en puissance de l'éolien et la corrélation avec la demande » réalisée en 1994 qui fut produite dans le cadre des audiences du Plan d'approvisionnement 2002-2011. Ceci démontre bien que le rapport de M. Raphals touche un sujet périphérique aux enjeux réels de l'intégration de l'énergie éolienne en plus d'être une redite de ce qu'il a effectué dans un précédent rapport qu'il a produit lors des audiences relatives au Plan d'approvisionnement 2005-2014 (voir la section 1.3 de son rapport du 28 mars 2008 (révisé le 30 mai 2008) et n.s., volume 5, pages 134 à 137).

¹⁶ Voir D-2005-178, pages 25 ss. et le dossier R-3573-2005 (Demande d'approbation d'une entente d'intégration éolienne) auquel M. Raphals n'a cependant pas participé.

¹⁷ Voir la Plaidoirie écrite du Distributeur dans le dossier R-3550-2004, 23 juin 2005, pages 18 ss.

¹⁸ Voir notamment HQD-1, Document 1, p.27.

En ce qui concerne les implications tarifaires et réglementaires des propositions de la FCEI, le Distributeur entend examiner la plaidoirie de l'intervenant et y répliquera au besoin.

4. PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

Les audiences du Plan auront permis de présenter à la Régie ainsi qu'aux intervenants les particularités de l'alimentation électrique des réseaux autonomes.

4.1 Faits saillants

Les prévisions des besoins présentées au Plan reposent sur l'hypothèse du maintien des interventions commerciales, soit les programmes d'utilisation efficace de l'énergie et de la tarification dissuasive actuellement en vigueur dans les réseaux autonomes. Ces interventions commerciales viennent réduire de près de 209 GWh la production prévue à l'horizon 2014. Par ailleurs, la mise en place du PGEE réduit de près de 8 GWh la demande prévue à l'horizon 2014 (voir HQD-2, Document 1).

Une des orientations majeures du Distributeur est de répondre aux besoins de sa clientèle en favorisant les énergies renouvelables. Il est toujours à la recherche de solutions alternatives à la production thermique¹⁹.

A cet égard, les moyens envisagés pour répondre aux besoins de la clientèle du Distributeur en réseaux autonomes sont:

- Le jumelage éolien-diésel ;
- Le raccordement au réseau intégré ;
- L'hydroélectricité et le jumelage hydraulique diésel²⁰.

Dans tous les cas, le choix est fait en considérant la fiabilité, le coût, le rendement de l'unité et l'acceptabilité sociale du moyen à mettre en place.

Ceci fait l'objet d'un consensus parmi les intervenants au présent dossier.

4.2 Jumelage éolien – diesel

Le Distributeur est fermement engagé envers le JED.

Afin d'assurer l'acceptabilité et la réussite du JED, le Distributeur souhaite réaliser ces implantations en partenariat avec les communautés qu'il

¹⁹ Voir notamment HQD-3, Document 1, Annexe 2, en liasse (Les énergies renouvelables par Carl Dumais, Octobre 2007).

²⁰ Les projets en cours sont décrits de façon générale à HQD-2, Document 1, pages 16 et 17.

dessert, principalement au Nunavik. Tel que mentionné à l'audience, les exemples de l'Île d'Entrée, de Whapmagoostui et d'Inukjuaq²¹ démontrent que le Distributeur ne peut envisager de réaliser de tels projets de JED sans un accueil positif du milieu.

L'étude qui fut produite à la Régie dans ce dossier (HQD-6, Document 1, Annexe 1, en liasse) démontre le potentiel relié à la mise en place d'éoliennes en réseau autonome afin, entre autres, de réduire la consommation de carburant. Cette étude a pour seul objectif d'établir un classement qui guidera le Distributeur dans l'établissement de ses projets prioritaires de JED. Par la suite, chaque projet fera l'objet d'une décision particularisée. Les dernières données de l'étude démontrent que le JED serait rentable dans six communautés du Nunavik, lesquelles sont responsables de quelque 70 pour cent des émissions de CO₂ au Nunavik.

S'il est dans l'intention du Distributeur de faire du JED, ceci doit se faire au moindre coût selon la pénétration optimale. Le Distributeur ne tient pas à faire, sans distinction, de la haute pénétration à tout prix, tel que le sous-entend le témoin M. Deslauriers. Lorsque tous les facteurs auront été considérés, c'est le système qui offrira le meilleur rendement économique tout en étant techniquement viable et acceptable par la population qui sera ciblé et ce, peu importe le taux de pénétration. Que le Distributeur opte pour la moyenne ou la haute pénétration, il serait imprudent de précipiter le choix des modèles JED.

Contrairement à ce qui est avancé par SÉ-AQLPA, il est souhaitable de rejeter toute stratégie en deux étapes qui risque de mettre en péril la rentabilité même des projets de JED. Dans son témoignage M. Forcione a souligné que le JED en réseaux nordiques fait face à des conditions d'accès plus difficiles ainsi qu'à des conditions climatiques défavorables. Ces conditions ont pour effet d'augmenter significativement les coûts du jumelage et ce, d'autant plus si la stratégie mise de l'avant implique que l'on y aille plus d'une fois.

Son projet ayant franchi plusieurs étapes au niveau local, le Distributeur entend donc mettre en place un projet éolien aux Îles-de-la-Madeleine, d'ici 2011. Un suivi de l'avancement de ce projet sera fait dans le Plan d'approvisionnement 2011-2021 (dépôt novembre 2010).

De plus, une campagne anémométrique est en cours à Akulivik et il est envisagé que la réfection de la centrale (mise en service anticipée en

²¹ Voir HQD-2, Document 1, pages 24 et 26. Il est à noter que le Distributeur a pu dans ces cas implanter des tours anémométriques mais lorsque les projets se sont matérialisés, ils furent rejetés par les populations. Ces exemples sont très révélateurs des défis auxquels le Distributeur est confronté quant au JED.

2012) permettra la réalisation en parallèle d'un projet pilote JED. Une demande d'autorisation²² sera produite à la Régie en temps opportun et le Distributeur présentera la solution retenue à ce moment.

La centrale de Kangiqsualujjuaq a également été retenue pour un projet pilote de JED.

Ces dossiers ou projets feront l'objet d'un suivi dans le Plan d'approvisionnement 2011-2021 (dépôt novembre 2010).

²² Art. 73 LRÉ

5. CONCLUSION

Le Plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur :


- permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement des Québécois, tout en maintenant un équilibre entre les impératifs de fiabilité et les coûts d'approvisionnement ;
- s'appuie sur une prévision de la demande raisonnable ;
- met de l'avant une stratégie d'approvisionnement flexible qui permet au Distributeur de s'ajuster selon l'évolution de la demande de sa clientèle ;
- est conforme au cadre réglementaire en vigueur.

POUR CES MOTIFS, le Distributeur demande à la Régie :

ACCUEILLIR la présente demande ;

APPROUVER le Plan d'approvisionnement 2008-2017.

Le 26 juin 2008


Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Yves Fréchette) 