

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3748-2010

HYDRO-QUÉBEC,

Demanderesse

**DEMANDE D'APPROBATION
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 DU DISTRIBUTEUR**

ARGUMENTATION

1. INTRODUCTION ET CONTEXTE

Le plan d'approvisionnement du Distributeur est un exercice de planification sur un horizon de long terme qui vise avant tout à s'assurer de la suffisance et de la fiabilité des approvisionnements en électricité du Distributeur, tel qu'il appert notamment des articles 31 (2°) et 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ).

31. La Régie a compétence exclusive pour :

(...)

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants ;

72. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures

d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.
(...) (nous soulignons)

Il doit être analysé dans la perspective où il incombe au Distributeur une importante obligation de desservir aux termes de l'article 76 de la LRÉ. Cette obligation n'incombe à aucun autre intervenant et explique bien souvent les choix et les stratégies du Distributeur.

Il doit également être analysé dans le contexte de l'application rigoureuse de la LRÉ, de la séparation fonctionnelle et de l'absence de juridiction sur les activités de production d'électricité.

Tout comme la gestion opérationnelle des approvisionnements en électricité, la planification et le suivi réglementaire de cette activité ne sont pas des exercices statiques, tel qu'en font foi les multiples rendez-vous permettant à la Régie et aux intervenants de suivre l'évolution et le déploiement des stratégies du Distributeur (états d'avancement, rapports annuels, attestations de fiabilité, suivis multiples concernant les transactions de court terme, l'entente d'intégration éolienne et les appels d'offres).

De plus, le Distributeur doit faire approuver ses contrats et rendre compte de sa gestion des approvisionnements en électricité à l'occasion des dossiers tarifaires.

Le plan 2011-2020 confirme les tendances qui se dessinent depuis ces dernières années quant à l'évolution des besoins à approvisionner, à savoir une croissance soutenue des besoins d'hiver, tant en puissance qu'en énergie, malgré la présence de surplus importants survenant au cours des mois d'été.

Pour certains, il semble que les besoins de puissance ne sont que chimères puisque le Distributeur pourrait notamment compter sur des approvisionnements en énergie provenant des réseaux voisins ou de l'appel au public. Or, force est de constater que la différence entre ces intervenants et le Distributeur, c'est l'obligation de desservir qui lui dicte un devoir de rigueur dans l'évaluation des capacités qui peuvent être acheminées ou obtenues pour garantir la fiabilité des approvisionnements.

Face à cette situation de surplus d'énergie amplifiée et ces nouveaux besoins en puissance, le Distributeur poursuit sa quête d'optimisation des moyens

existants et de recherche de flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement. En fait, la réalisation des différents éléments du présent plan fera en sorte notamment que tous les contrats postpatrimoniaux du Distributeur gagneront en flexibilité et lui permettront de mieux répondre à cette situation.

Les conventions d'énergie différées donnent une flexibilité interannuelle extraordinaire aux contrats en base et cyclable conclus avec Hydro-Québec Production et l'entente globale de modulation permettra d'ajouter une flexibilité intra-annuelle avec tous les autres contrats postpatrimoniaux du Distributeur, à l'exception du contrat avec TCE.

Le plan d'approvisionnement 2011-2020 présente des éléments novateurs (comme l'entente globale de modulation et la modulation de TCE) qui dotent le Distributeur d'un portefeuille de moyens toujours plus flexible pour faire face à des besoins importants de puissance et d'énergie en période d'hiver et de surplus au cours des autres mois de l'année.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

La valeur de la méthodologie et de la prévision de la demande du Distributeur a été reconnue par la Régie à de nombreuses reprises¹. Le Distributeur ne présente aucun changement majeur de méthodologie depuis le dernier plan et cette méthodologie répond parfaitement à ses besoins comme le confirmait monsieur Yves Nadeau en réponse à une suggestion de l'UMQ préconisant une approche Monte-Carlo :

Les modèles technico-économiques par secteur de consommation qu'utilise le Distributeur fournissent également la prévision de la demande en énergie par usage qui est essentiel à la prévision des besoins en puissance. Ce que ne fourniraient pas du tout les résultats basés sur une approche Monte-Carlo. (Y. Nadeau, NS 2011-06-01 p.23)

La méthodologie préconisée par le Distributeur permet d'utiliser la meilleure information disponible contrairement à l'étonnante suggestion de UC d'établir la prévision à partir d'une moyenne mobile de cinq ans. (Y. Nadeau, NS 2011-06-01 pp. 26-29)

¹ Voir, notamment les décisions D-2002-95 (p. 62), D-2002-17 (pp. 14-16), D-2002-169 (pp. 18-22), D-2005-178 (p.9) et D-2008-133 (p.14).

En ce qui concerne l'efficacité énergétique, il convient de noter la contribution substantielle du PGEÉ de 17 TWh à l'horizon 2020, le tout permettant un effacement de 2 370 MW (HQD-2, doc. 1, p. 18). À cela s'ajoute une contribution de la bi-énergie permettant un effacement supplémentaire de 870 MW. Il s'agit donc d'une contribution colossale et le Distributeur s'explique mal le scepticisme de certains intervenants à l'égard de ses efforts. Pourtant, les mesures qui sont économiques et commercialement rentables font l'objet d'un programme, il s'agit là d'une réalité incontournable.

Par ailleurs, en réseaux autonomes, les interventions commerciales (PUERA, PGEÉ et tarifs dissuasifs) permettent de réduire les besoins en énergie de 280,7 GWh et de 98 MW en puissance (HQD-2, doc. 1, pp. 17-18). Ainsi, grâce à ces interventions, les besoins en énergie sont donc réduits de plus de 37 % et ceux en puissance de près de 50 %.

Le Distributeur a pris acte de la décision D-2011-028 de la Régie, rendue dans le dossier R-3740-2010. Il entreprendra à l'automne 2011 une réévaluation globale du PTÉ d'efficacité énergétique pour les réseaux autonomes, après en avoir présenté la méthodologie à la Régie. Cette nouvelle évaluation du PTÉ portera non seulement sur les économies d'énergie, mais également sur les nouvelles technologies de production d'énergie.

3. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ

3.1 Les moyens existants

Suspension des livraisons de TCE

En vertu de l'entente de juin 2009, le Distributeur peut suspendre les livraisons de la centrale de TCE année après année.

À des fins de planification, la suspension est maintenue jusqu'au 31 décembre 2016 puisqu'il s'agit de la meilleure option, tel qu'il appert de la preuve (HQD-5, doc. 5, p. 6) et comme l'a démontré le Distributeur à plusieurs reprises depuis 2007 à l'occasion des différents dossiers liés à la suspension.

Conventions d'énergie différée avec HQP

Les conventions d'énergie différée constituent un outil de gestion des approvisionnements d'une qualité que les intervenants semblent avoir peine à mesurer. En effet, le Distributeur a réussi à transformer un contrat de type « *take or pay* » en option permettant de différer d'une année à

l'autre des volumes, et tout cela sans coût additionnel (décision D-2008-076).

En 2010, le Distributeur réussissait à obtenir des améliorations substantielles à ces produits énergétiques déjà uniques en leur genre. Ainsi les amendements approuvés par la décision D-2010-099 introduisaient davantage de flexibilité en permettant notamment au Distributeur de différer et de rappeler de l'énergie au cours d'une même année. Par la même occasion, le Distributeur obtenait une contribution en puissance pouvant aller jusqu'à 800 MW, dont 400 MW sont garantis.

Évidemment, un produit de cette nature doit faire l'objet d'une gestion rigoureuse et fidèle à sa finalité qui est exprimée notamment aux 8^e et 9^e attendu des conventions :

ATTENDU QUE la finalité première de la présente convention est l'approvisionnement des besoins des marchés québécois ;

ATTENDU QUE le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergie à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit ;

Le Distributeur doit donc différer seulement pour les besoins futurs de la clientèle québécoise et non en spéculant sur l'évolution de la demande ou des conditions de marché afin de prendre avantage de celles-ci. Il s'agit là de l'intention des parties et aucun intervenant ne peut contester cette réalité pour interpréter les conventions de manière à stopper la stratégie mise de l'avant par le Distributeur. En effet, les propos d'Hydro-Québec Distribution concernant les conventions témoignent de l'intention des parties et conformément aux articles 1425 et 1426 du *Code civil du Québec*, les contrats doivent être interprétés conformément à ces intentions.

Art. 1425. Dans l'interprétation du contrat, on doit rechercher quelle a été la commune intention des parties plutôt que de s'arrêter au sens littéral des termes utilisés.

Art. 1426. On tient compte, dans l'interprétation du contrat, de sa nature, des circonstances dans lesquelles il a été conclu, de l'interprétation que les parties lui ont déjà donnée ou qu'il peut avoir reçue, ainsi que des usages.

Hydro-Québec Distribution n'a aucun intérêt à mettre en péril ses conventions en tentant de spéculer d'une quelconque manière dans sa gestion du compte d'énergie différée et il demande que sa stratégie soit respectée étant donné sa très mince marge de manœuvre. Le rappel, en mode planification, des 400 MW non garantis des conventions d'énergie

différée et les incertitudes liées à l'offre (illustrée notamment par le projet de règlement sur la production à partir de biomasse publié pendant l'audience du dossier) confirment l'importance d'une gestion prudente.

La proposition de l'expert d'UC qui consisterait à étaler la revente des surplus sur plus d'une année, en mettant l'accent sur les années où les prix de marchés sont favorables (NS 2011-06-14, p 21), contrevient totalement à l'esprit des conventions d'énergie différée. Une telle utilisation de la part du Distributeur contreviendrait à l'utilisation qui doit être faite des Conventions et mettrait en péril leur continuité.

Par ailleurs, la gestion responsable du compte d'énergie différée explique que le Distributeur ne compte pas différer de l'énergie du contrat cyclable, mais qu'il compte plutôt programmer des livraisons en fonction de ses besoins.

En ce qui concerne le contrat en base, conformément à la stratégie présentée et approuvée par la Régie dans la décision D-2011-028, le Distributeur a temporairement cessé de différer les livraisons du contrat et a plutôt convenu d'une transaction de vente (transaction financière) avec le Producteur. Ces transactions, qui interviennent une fois que le Distributeur a décidé de ne pas différer de l'énergie, sont très avantageuses car elles permettent un ajustement horaire comparativement à des reventes de blocs d'énergie.

3.2 Stratégies d'approvisionnement envisagées

3.2.1 Le court et moyen terme

Une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée

Étant donné le caractère incertain des 400 MW additionnels, le Distributeur doit élaborer une stratégie selon laquelle il doit recourir aux marchés plus éloignés, ce qui nécessitera l'utilisation de services de passage qui impliquent des risques de coûts plus élevés lorsque les produits recherchés comportent une composante énergie.

Le Distributeur s'étonne de la recommandation de l'expert d'UC visant à renégocier les conventions d'énergie différée pour obtenir une garantie sur les 400 MW additionnels de puissance alors que les résultats obtenus par le Distributeur résultent d'une négociation et font partie d'un tout qui ne peut être modifié à volonté.

Une entente globale de modulation

L'entente globale comportera un service de modulation afin de permettre d'utiliser les surplus d'été en hiver et de limiter les transactions sur les marchés de court terme. Elle permettra de faire un suivi horaire de l'énergie produite essentiellement des parcs éoliens l'été et qui serait modulée en fonction des besoins heure après heure pendant l'hiver. Le Distributeur vise une tarification qui lui permettra de réduire les risques et de réaliser des économies par rapport à une situation où aucune entente n'intervenait.

L'entente comportera également un service de puissance complémentaire supplémentaire équivalent à 15 % de la puissance éolienne installée afin de raffermir l'énergie livrée l'hiver, mais produite l'été par les parcs éoliens. La tarification envisagée est une référence de prix de marché (UCAP).

Le Distributeur rémunèrera les dépassements par rapport aux niveaux des services complémentaires que s'engage à fournir le Producteur, dans le cadre de *l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*.

L'entente prévoira le rachat de tout solde positif du compte de modulation afin d'éviter l'accumulation des surplus. Le rachat s'effectuera selon une référence de prix de marché qui pourrait varier selon les volumes.

L'objectif premier de l'entente globale de modulation est d'assurer l'équilibre du bilan en énergie en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre. Le service de modulation permettra de réduire de façon importante les transactions sur le marché et, donc, d'éviter des coûts qui se rattachent à ces transactions (pertes électriques, frais de transport, de courtage et de services complémentaires sur les marchés hors-Québec). L'entente réduira aussi les risques reliés à l'aléa climatique de même qu'à l'aléa sur l'offre, notamment celui associé à la production éolienne et aux petites centrales hydrauliques.

Cette entente constitue un nouveau moyen de gestion dont se dote le Distributeur afin d'assurer un meilleur appariement entre ses besoins et ses approvisionnements.

Modulation des livraisons de TCE

L'objectif de la modulation de TCE est d'assurer des livraisons en période d'hiver seulement, pour combler des besoins en puissance et en énergie d'hiver, sans exacerber le niveau annuel des surplus.

Planifié pour l'hiver 2014-2015, le début de la modulation des livraisons de la centrale de TCE pourrait être revu en fonction de l'évolution de la demande. Toutefois, les discussions visant à mettre en place une entente de ce genre avec TCE n'ayant pas débutées, il est difficile d'élaborer davantage sur les caractéristiques et les conditions auxquelles la modulation des livraisons pourra être mise en place.

Le Distributeur rappelle que la contribution de TCE, telle que présentée dans le plan, est nécessaire au cours des mois d'hiver, tant pour sa contribution en puissance que pour sa contribution en énergie. Aux dires de l'expert de l'UMQ (page 91 des notes sténo du 14 juin), la contribution de la centrale de TCE ne serait pas nécessaire au cours de la période couverte par le Plan. Il soutient que les capacités des marchés limitrophes suffiraient à combler les besoins additionnels de puissance du fait d'un retrait complet, à l'horizon 2020, de la production de la centrale de TCE. D'une part, cette prétention néglige la valeur associée à l'obtention d'un service ferme de puissance et, d'autre part, la position de l'expert de l'UMQ ignore complètement l'approvisionnement en énergie en hiver que procure la centrale de TCE.

Par ailleurs, le Distributeur ne peut compter sur une contribution supplémentaire des Conventions d'énergie différée au cours des mois d'hiver, pour combler le vide qu'entraînerait le retrait complet de la centrale de TCE jusqu'en 2020, puisqu'elles sont déjà utilisées à pleine capacité.

Appel au public

L'appel au public est considéré comme un des moyens de dernier recours qui est disponible en situation exceptionnelle, lors de la gestion opérationnelle de la pointe hivernale. Ce moyen est efficace pour les besoins de l'opérateur du réseau de transport lorsqu'il est utilisé avec parcimonie en période de pointe hivernale.

Selon le Distributeur, l'efficacité de ce moyen est liée à son utilisation limitée cela expliquant pourquoi le Distributeur l'exclut des moyens qu'il doit mettre en place pour assurer la fiabilité des approvisionnements en puissance. Ce moyen n'est donc pas considéré dans la planification du Distributeur.

Partage de réserves

Le Distributeur compte déjà sur le partage de réserves, notamment avec les 1 100 MW de contribution des marchés de court terme qu'il inscrit à son bilan. Tel qu'il appert de la preuve, le Distributeur cherche également à augmenter son recours aux réseaux voisins, notamment en Ontario et en Nouvelle-Angleterre. Les démarches qu'il entend entreprendre à cette

fin visent à accroître davantage le potentiel de contribution des marchés limitrophes.

Aux fins de la détermination du potentiel sur lequel le Distributeur peut compter, le Plan propose de limiter la contribution des marchés de court terme à « la capacité ferme d'interconnexion, disponible à la pointe, avec les juridictions voisines susceptibles d'offrir des approvisionnements en puissance fiables et où un marché concurrentiel est en place... » (HQD-1, document 1, page 27). L'application de cette règle aux marchés limitrophes est illustrée à l'annexe 4B, notamment aux pages 187 à 190 (HQD-1, document 2).

Par contre, le Distributeur n'inclut pas une contribution supplémentaire lorsqu'il n'a pas d'assurance de pouvoir disposer des ressources qui peuvent par ailleurs être identifiées. Il s'assure ainsi qu'une décision prise par une zone voisine, ou par un fournisseur important de l'une de ces zones (visant par exemple le retrait d'une centrale), ne mette pas en péril la fiabilité du Québec. Encore une fois, l'obligation de desservir qui incombe au Distributeur impose d'assurer la fiabilité des approvisionnements dans les moyens qu'il peut inscrire au bilan et utiliser en temps opportun. Il s'agit en quelque sorte de faire une nuance entre la réalité opérationnelle, à savoir les moyens qui sont réellement disponibles et sur lesquels le Distributeur peut compter, et la théorie que fait miroiter l'UMQ.

À la question de ce dernier selon laquelle il est inutile de réserver dans un restaurant qui est toujours vide, il convient de répondre que la réservation permet de s'assurer que le restaurant est toujours ouvert et que son garde-manger contient suffisamment de produits frais pour répondre à la commande qui lui sera donnée.

Finalement, à la page 10 de son rapport, l'expert de l'UMQ évalue les surplus de capacités de puissance de la zone de réglage des Maritimes à 1 700 MW et, à la page 10 de son rapport, recommande « [...] que le Distributeur inscrive à son bilan de puissance une valeur conservatrice de 500 MW d'achats à court terme potentiels en provenance [...] » du réseau du Nouveau-Brunswick. Le Distributeur réitère que les surplus de capacités du Nouveau-Brunswick s'élèvent tout au plus à 300 MW, comme le démontre les informations publiques disponibles sur le site du New Brunswick System Operator (NBSO)² auxquelles à fait référence le Distributeur à l'audience (NS 2011-06-02, p. 143-144). Par ailleurs, les contraintes de congestion de transit, le fait que le marché du Nouveau-Brunswick ne compte qu'un seul joueur et que ce joueur n'a pas participé à aucun des plus récents appels d'offres d'achat de puissance du Distributeur démontrent que le Distributeur a raison de ne pas compter,

² 10-Year Outlook : An Assessment of the Adequacy of Generation and Transmission Facilities in New Brunswick 2010-2020, July 2010.

pour l'heure, sur des capacités additionnelles en provenance du Nouveau-Brunswick.

3.2.2 Le long terme

Privilégier le déploiement de moyens de gestion de la consommation

Le Distributeur entend 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.

Accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins

Le Distributeur obtiendra du Transporteur des évaluations des modalités et des conditions auxquelles la capacité d'importation en pointe à partir des réseaux voisins peut être augmentée.

Il entreprendra également des démarches avec les réseaux voisins, notamment avec celui de l'Ontario, afin de s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance permettent au Distributeur d'accéder sans contrainte à ce type de produit.

Lancer, au plus tard en 2013, un appel d'offres pour combler les besoins de l'hiver 2015-2016

Le Distributeur envisage un appel d'offres ouvert à la capacité disponible dans la zone de réglage du Québec, ainsi qu'à la capacité disponible hors-Québec, sous réserve de la faisabilité de l'augmentation de la capacité des interconnexions, dans les délais impartis.

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.

3.3 Les critères de fiabilité

Le critère de fiabilité en puissance

Le Distributeur tient à rectifier le témoignage de l'expert de l'UMQ concernant la compréhension et l'application du critère de fiabilité en puissance par le Distributeur. En effet, comme on peut le constater aux notes sténographiques du 14 juin, à partir de la page 101, le témoin de l'UMQ se livre à un exercice de lecture d'extraits du témoignage de monsieur Zayat où celui-ci traduit le critère de fiabilité par une espérance de délestage de 0,1 jour par année ou d'un évènement par 10 ans.

Le témoin de l'UMQ conclut alors comme suit : (...) *alors avec un seul événement au maximum en 10 ans, comme le conçoit le directeur monsieur Zayat, je ne suis pas sûr que le Distributeur est totalement conscient de ce qu'implique le critère en réalité* (NS 2011-06-14, p. 108).

Il poursuit à la page 109 en affirmant : *alors je comprends que dans sa tête lui il ne voit pas de délestage, même encore là il faut être bien conscient que le système dans sa conception devrait toujours en moyenne nous donner 2,4 heures de délestage par année.*

Prétendre que le Distributeur ne comprend pas ou n'applique pas correctement le critère de fiabilité est faux. Le Distributeur applique le critère de la même manière que tous les autres réseaux de la zone de contrôle du NPCC puisque ce critère est modélisé de la même façon dans le modèle MARS qui est utilisé par les autres membres du NPCC.

On constate ici que le témoin de l'UMQ, qui a obtenu un statut d'expert afin d'éclairer la Régie, sème la confusion en tentant d'inférer que le Distributeur connaît mal le critère de fiabilité et en fait une utilisation biaisée qui entraîne des coûts superflus. Non seulement le témoignage du Distributeur est-il rigoureusement exact, mais il reflète également la pratique des membres du NPCC qui utilisent le modèle MARS. Lequel modèle, nous insistons, reflète une espérance de délestage de 0,1 jour par année se traduisant dans les faits par un (1) événement, équivalent à un jour par 10 ans et non, comme le prétend l'expert de l'UMQ, par une espérance de délestage de 2,4 heures par année. Le seul cas où les deux expressions sont équivalentes survient lorsqu'une panne dure vingt-quatre (24) heures. Dans ce cas, et seulement dans ce cas, 0,1 jour par année est équivalent à 2,4 heures par année.

De plus, l'expert de l'UMQ confond entre les caractères déterministe et stochastique (ou probabiliste) des exercices de fiabilité du NERC. Lors de l'audience du 14 juin (NS 2011-06-14, p. 124), l'expert de l'UMQ fait référence à des études du NERC et affirme que l'aspect stochastique des études concernant la zone de réglage des Maritimes est démontré du fait qu'une réserve de 20% y soit attribuée. Le Distributeur confirme que l'exercice du NERC, dont il est question, est un exercice déterministe, comme le mentionnait monsieur Dufresne dans son témoignage du 2 juin (NS 2011-06-02, p.142). Le Distributeur, qui participe à tous les exercices de fiabilité du NERC et du NPCC, atteste que jusqu'à maintenant il n'y a que les exercices du NPCC qui sont stochastiques.

Ensuite, l'expert de l'UMQ semble vouloir discréditer l'utilisation du modèle MARS. Un modèle reconnu par le NPCC et qu'utilise la plupart de ses membres. Le Distributeur s'étonne de l'insistance de l'expert de l'UMQ et doute de son jugement en la matière puisque de son propre aveu, il affirme ne pas en connaître les détails (NS 2011-06-14, p. 195).

Par exemple, l'expert de l'UMQ s'est prononcé sur la façon de modéliser l'incertitude dans le modèle MARS en se référant au « Directory # 1 » du NPCC et en affirmant qu'il n'y a rien dans ce directory qui parlerait des sept (7) points de probabilités dont monsieur Dufresne a fait référence lors de son témoignage devant la Régie pour montrer comment le modèle représente la distribution de la demande. Le Distributeur confirme que cet élément est spécifique au modèle MARS et que l'expert de l'UMQ ne pouvait se prononcer sur cet élément puisqu'il l'ignorait.

De plus, le Distributeur confirme que cette méthode, propre au modèle MARS, est celle qu'utilisent la plupart des membres du NPCC, nommément l'Ontario, New York, la Nouvelle Angleterre et le Québec.

La distinction des redditions de comptes du Distributeur

En ce qui concerne l'exercice d'examen de la fiabilité du Distributeur par la Régie de l'énergie, il faut remettre cet exercice dans le contexte de l'application de la LRE (art. 31 (2°)). Or, le Distributeur s'assure que les consommateurs québécois ont des approvisionnements suffisants par le biais de contrats d'approvisionnement en électricité, soit le contrat patrimonial et l'ensemble des contrats postpatrimoniaux. Le Distributeur n'est pas un exploitant de centrale et lorsque certains intervenants demandent de l'information détaillée par centrale, il faut bien comprendre qu'on s'adresse ici à des tiers eu égard au processus de réglementation de la Régie. Par ailleurs, même dans le cadre de la reddition de compte devant le NPCC ce type d'information est déposé sous forme agrégée.

L'autre exercice de fiabilité auquel participe le Distributeur concerne la zone de contrôle du Québec dans le cadre de sa participation au NPCC et porte plus précisément sur l'ensemble des moyens de production disponibles et l'ensemble des engagements de la zone, ce qui inclut les besoins québécois et les engagements du Producteur envers les tiers.

Il est étonnant de constater que vingt et une (21) des soixante-trois (63) recommandations de l'UMQ concernent la reddition de compte au NPCC. La Régie n'est pas le forum approprié pour demander des modifications aux informations que donne le Distributeur à cet organisme.

Les particularités du contrat patrimonial

Ce qu'on appelle communément le contrat patrimonial est essentiellement une obligation juridique découlant de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec* et dont les caractéristiques, au-delà de l'obligation de fournir 165 TWh, sont fixées par le décret 1277-2011 qui précise entre autres à son article 4, que les pertes de transport et de distribution s'élèvent à un taux annuel moyen de 8,4 % selon les prévisions de la consommation à l'horizon 2005.

L'article 6 du décret précise quant à lui que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. C'est donc dans ce contexte, en cohérence avec l'horizon 2005, fixé dans le décret, qu'a été conclu l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial* présentée à l'annexe A du plan (HDQ-1, doc. 2, annexe 3A).

C'est en vertu de cette entente, plus précisément de la rubrique n° 1 de l'annexe A de l'entente, que la réserve patrimoniale de 3 100 MW a été établie. À cet effet, il est erroné de prétendre que le chiffre de 4,5 % représente l'aléa climatique seulement, comme le prétend l'UMQ (voir notamment la page 172 des notes sténographiques du 14 juin 2011). Le discours du Distributeur sur ce sujet a toujours été rigoureux et cohérent depuis le dossier R-3550-2004 et il ne saurait être contredit par une lecture sélective et des citations hors contexte d'un intervenant.

4. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES

La prévision de la demande pour les réseaux autonomes est juste et n'a pas été contestée.

Le Distributeur planifie ses équipements de façon rigoureuse afin de desservir les clients de ces communautés au meilleur coût possible, et de façon fiable et sécuritaire. Les critères de puissance garantie, établis dans le plan, constituent les critères de base pour la planification des ajouts de puissance. La nécessité et la validité de ces critères ont maintes fois été reconnues par la Régie³. Ces critères sont toujours pertinents et il n'y a pas lieu de les modifier.

Le Distributeur vise à répondre aux besoins en électricité de ses clients en favorisant les énergies renouvelables et en réduisant l'utilisation de carburants fossiles, pour la production électrique dans ses réseaux autonomes. Les projets relatifs aux énergies renouvelables doivent être acceptables du point de vue environnemental, économiquement avantageux et être accueillis favorablement par la communauté. À cet égard :

le Distributeur poursuit activement son programme de mise en place de systèmes de jumelage éolien-diesel (JED) ;

en matière de JED, tant aux Îles-de-la-Madeleine qu'au Nunavik, le Distributeur soutient que la stratégie qu'il a élaborée et qu'il poursuit est celle qui offre le plus de chance de succès. Les témoignages de madame Roussy et de monsieur Perron ont été éloquentes à ce sujet. La

³ Décisions D-2002-169, D-2005-178 et D-2008-133.

modification ou la remise en question de cette stratégie ne ferait que retarder le déploiement des projets potentiels. Le temps n'est plus aux études théoriques de toutes sortes, le Distributeur est déjà passé à l'action de façon structurée ;

le Distributeur est également constamment à l'affût de toutes les technologies viables et éprouvées qui pourraient contribuer à une réduction de la consommation de carburants fossiles. La participation du Distributeur à un projet pilote d'hydroliennes en constitue un exemple concret, tout comme la récupération de la chaleur des centrales afin de chauffer ses installations ;

le Distributeur est également en pourparlers avec des communautés pour le développement éventuel de centrales hydrauliques ou à la biomasse forestière ;

le Distributeur favorise également le raccordement des communautés au réseau intégré.

Dans le cas précis de la communauté de Schefferville, le Distributeur a amplement exposé le problème de fiabilité qui s'y pose. À cet égard, le Distributeur maintient qu'il est nécessaire d'appliquer dans tous les réseaux autonomes les mêmes critères de fiabilité de l'alimentation électrique. Il a démontré que le maintien des groupes électrogènes diesel de secours en réserve froide constitue la solution au moindre coût pour assurer cette fiabilité.

Toujours dans le cas de Schefferville, le Distributeur a amplement démontré que la centrale de Menihek pouvait répondre aux besoins de la communauté sur tout l'horizon du Plan et même au-delà. Même d'éventuels projets miniers ne changeraient pas cette donnée. En effet, la centrale actuelle pourrait répondre aux besoins additionnels engendrés par des projets miniers de petite taille.

L'arrivée de projets plus importants nécessiterait de toute façon soit de l'alimentation par autoproduction, soit un raccordement au réseau de transport ; donc aucun impact pour la centrale de Menihek.

5. CONCLUSION

Le Plan d'approvisionnement 2011-2020 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 établie selon les meilleures pratiques et intégrant l'ensemble des informations pertinentes ;

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 2011-2020.

Montréal, le 23 juin 2011

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec