

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3748-2010

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

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

RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur accuse réception des argumentations écrites des intervenants dans le présent dossier.

Tel qu'autorisé par la Régie, le Distributeur souhaite répliquer à certains des éléments mis de l'avant par les intervenants.

Commentaires généraux

Il va de soi que le Distributeur réitère sa preuve et son argumentation. L'absence de commentaire sur certains enjeux, ou à l'égard de certains intervenants, ne saurait être interprétée comme une quelconque admission. À cet effet, le Distributeur s'étonne des remarques du procureur de l'UMQ selon lesquelles l'absence de demande de renseignements et de contre-interrogatoire à l'égard de leur preuve constituerait une certaine forme d'admission permettant de considérer cette preuve comme non contredite. Il s'agit d'un raisonnement très sommaire puisqu'il élude complètement la preuve documentaire et testimoniale du Distributeur, les deux outils par lesquels celui-ci s'exprime lors d'un dossier réglementaire. À l'évidence, plusieurs aspects de la preuve de l'UMQ ont été à leur face même contredits par la preuve du Distributeur (documentaire et testimoniale), alors que plusieurs autres aspects, concernant l'exercice de fiabilité, ne respectaient pas le cadre juridique applicable comme il a été souligné dans l'argumentation du Distributeur.

Plusieurs intervenants, on pense notamment à EBM et UC, affirment que le Distributeur n'a pas assumé son fardeau de preuve en ce qui concerne la réduction des coûts des stratégies proposées dans le plan. Il s'agit d'un argument étonnant venant d'un intervenant qui n'a pas présenté de preuve et d'un autre qui conteste la légitimité même du cadre juridique et réglementaire applicable (pp.4-6 de l'argumentation de UC).

Par ailleurs, à la lumière de l'ensemble de la preuve administrée au cours de ce dossier, accepter une telle conclusion équivaut à imposer au Distributeur un fardeau de preuve démesuré dans un contexte de planification de long terme et, surtout, dans un contexte où le Plan ne constitue pas une finalité en soi puisque son déploiement fait aussi l'objet d'un encadrement réglementaire. L'ACEFQ invoque aussi cet argument en s'appuyant notamment sur l'article 31 du chapitre 3 du Guide de dépôt. Or, le Guide de dépôt n'est pas générateur d'obligations comme tel. Il s'agit d'un document administratif qui vise à standardiser la documentation déposée au soutien des dossiers réglementaires, ce n'est pas un document législatif ou réglementaire. Ni la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ) ni le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement n'imposent un fardeau aussi lourd que celui évoqué par les intervenants.

Le plan d'approvisionnement est d'abord et avant tout un exercice de planification sur un horizon de long terme qui vise à s'assurer de la suffisance et de la fiabilité des approvisionnements en électricité du Distributeur. En outre, le Distributeur s'est acquitté de la demande d'informations de la Régie relative aux coûts en fournissant les formules de prix et les bases de références utilisées pour fixer les coûts, lorsque ce ne sont pas les coûts mêmes qui sont fournis.

On constate également que certains intervenants suggèrent une nouvelle lecture du cadre juridique en vigueur, en proposant de procéder, directement ou indirectement, à une planification intégrée des ressources (ACEFQ, ROEEÉ et UC). Or, ce n'est pas l'exercice auquel nous convie l'article 72, tel que modifié par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (2000, c.22), qui parle clairement d'un plan d'approvisionnement du distributeur d'électricité applicable après les mesures d'efficacité énergétique. En fait, le législateur a précisément exclu l'avenue de la planification intégrée des ressources.

Le concept d'allègement réglementaire ne semble clairement pas en vogue chez les intervenants lorsque l'on constate les nombreuses demandes visant à multiplier les dossiers réglementaires, qu'il s'agisse de dossiers spécifiques (RNCREQ, ROEEÉ), d'avis au gouvernement (ROEEÉ, RNCREQ, UC) et, même, de poursuite du présent dossier (SÉ/AQLPA). Ceci est sans compter les nombreuses demandes de comités et de rencontres (ACEFO, SÉ-AQLPA).

Il va de soi que le Distributeur s'oppose à ces diverses demandes qui ne feraient qu'alourdir un processus qu'il juge par ailleurs complet et adéquat. Par ailleurs, le

Distributeur fait déjà état de ses activités de vigie dans le cadre de la demande budgétaire annuelle de son PGEE.

Prévision de la demande

S'il est vrai que les ajouts (ou les retraits) de charge peuvent expliquer un biais dans la prévision de long terme lorsqu'ils ne se réalisent pas, il est faux d'affirmer que l'impact en est croissant. En effet, contrairement à ce que prétend UC (p.8 de l'argumentation), aucun taux de croissance n'est appliqué sur les ajouts de charge. Qui plus est, une fois arrivé à pleine charge, la taille du projet industriel sera la même sur l'ensemble de l'horizon, et ce, tant et aussi longtemps qu'un ajout ou retrait de charge additionnelle ne sera pas considéré.

UC prétend que la prévision de la demande du Distributeur est surestimée (p.10 de l'argumentation d'UC). Or, pour établir sa prévision, UC se base sur les ventes publiées. Comme le Distributeur l'a déjà fait valoir en audience, la prévision de la demande doit être faite à température normale, soit la meilleure méthode pour établir le scénario le plus probable de se réaliser. Pour la seule année 2010, sur laquelle s'appuie la prévision de UC, l'impact net des températures a réduit les ventes d'électricité au Québec de 3,7 TWh.

Le Distributeur s'étonne que l'expert Fontaine, pour SÉ-AQLPA, soutienne qu'il serait souhaitable de combiner une méthode de prévision de la demande dite « passive », soit une moyenne mobile cinq ans ou plus (ou une méthode des moindres carrés), à la prise en compte des nouvelles informations. Le Distributeur utilise des modèles technico-économiques par secteurs de consommation raffinés et il considère qu'ils ont une capacité prédictive supérieure. La Régie a d'ailleurs reconnu à plusieurs reprises la valeur de la méthodologie utilisée pour la prévision de la demande par le Distributeur. Les modèles technico-économiques reflètent le plus fidèlement possible le comportement énergétique des différents types de clients composants chacun des secteurs de consommation et ils reposent sur les prévisions de nombreux intrants démographiques, économiques et énergétiques (voir HQD-1, document 2, annexe 2a).

L'UMQ revient sur le fait que la normale climatique devrait être mise à jour plus fréquemment, soit à chaque plan d'approvisionnement, « puisque les données récentes sont évidemment plus précises aujourd'hui qu'elles ne l'étaient dans les années 70 » (p.6 de l'argumentation de l'UMQ). Par ailleurs, lors de son témoignage (NS 2011-06-14, vol.7. p.184), l'expert Raymond s'appuie sur un élément du rapport d'Hélimax pour faire valoir que les données météo récentes, de façon générale, sont de meilleure qualité. Or, le rapport d'Hélimax porte un jugement sur les données des stations météorologiques relatives aux parcs éoliens de l'étude, soit un ensemble d'environ 60 stations. Seulement 7 de ces stations sont utilisées pour la normalisation des besoins en énergie et en puissance, soit les stations les plus importantes et celles qui ne présentent pas d'absence de mesures sur la période. Ainsi, il n'y a aucune

preuve que le jugement porté par Hélimax s'applique sur les données climatiques utilisées par le Distributeur.

L'actualisation trop fréquente de la normale climatique amènerait surtout de la volatilité et du bruit dans de nombreux éléments, soit la normalisation des besoins et des ventes par tarifs, le compte de nivellement, l'historique normalisé des besoins et des ventes et la prévision de la demande à conditions climatiques normales. Actuellement, le Distributeur évalue avec Ouranos environ aux cinq ans la pertinence de mettre à jour la normale climatique, afin de maximiser l'information climatologique tout en réduisant les inconvénients qui découlent de cette mise à jour (NS 2011-06-01, pp. 24-25).

L'entente globale de modulation (EGM)

Les intervenants EBM et FCEI plaident que la LRÉ impose au Distributeur de procéder par appels d'offres pour l'obtention du service de puissance complémentaire inclus dans l'EGM.

Le Distributeur rappelle qu'avec l'EGM, il entend se doter d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroîtra grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement. L'EGM permet d'optimiser les approvisionnements postpatrimoniaux dont il dispose déjà afin de lui permettre de gérer adéquatement la situation de surplus énergétique dans laquelle il se retrouve. Le service de puissance complémentaire qui y est associé servira à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles pourraient provenir de n'importe quel mois de l'année, notamment des mois qui présenteront des surplus. Le service de puissance complémentaire est donc étroitement lié au service de modulation.

L'interprétation d'EBM et de la FCEI est erronée et conduit à des résultats qui sont incompatibles avec l'économie générale de la LRÉ. L'article 74.1 oblige effectivement le Distributeur à procéder par appels d'offres lorsqu'il doit se procurer de nouveaux approvisionnements. L'EGM n'est toutefois pas un nouvel approvisionnement mais un moyen d'optimiser les approvisionnements existants. On ne peut interpréter cette disposition de telle sorte qu'elle oblige le Distributeur à procéder à un nouvel appel d'offres alors qu'il est en mesure d'optimiser les moyens qui sont à sa disposition. Il s'agirait là d'un résultat aberrant puisqu'il pourrait conduire le Distributeur à procéder à des appels d'offres alors qu'il existe des solutions moins coûteuses.

La contribution des marchés de court terme

Si, pour l'heure, le Distributeur considère que les marchés de court terme peuvent contribuer jusqu'à 1 100 MW au comblement des besoins de puissance, cette contribution peut provenir tant du Québec que de New York et, tel que mentionné dans son plan, le Distributeur procèdera à des démarches auprès du Transporteur et

avec les réseaux voisins afin d'accroître le potentiel des marchés limitrophes. La contribution des marchés de court terme, actuellement de 1 100 MW, sera revue en fonction du résultat de ces démarches.

L'ACEFQ (recommandation 17 de son argumentation) et l'UMQ (recommandation 40 du rapport Raymond) proposent au Distributeur de revoir sa politique de réservation des achats à court terme et de fournir des justifications de lorsqu'il procède à de telles transactions. Le Distributeur rappelle qu'il présente un cadre cohérent, permettant de garantir la fiabilité des approvisionnements de la clientèle québécoise au moindre coût. À cet effet, le Distributeur soutient que les réservations se concrétisent par des achats d'un produit (UCAP) qui permet d'assurer que la puissance installée ne sera pas mise hors service, pour des raisons d'entretien ou de réfection, ou encore qu'elle ne sera pas engagée dans une autre transaction ferme, au moment où le Distributeur en aura besoin.

La FCEI et les enjeux de transport

La FCEI aborde des questions de transport pour lesquelles le Distributeur est toujours à la recherche d'une pertinence dans le présent dossier. Cette pertinence semble tellement ténue que le Distributeur s'interroge sérieusement sur l'intérêt réel de la FCEI à aborder ces questions.

La FCEI revient sur le processus de désignation des ressources alors que la Régie a exclu ce sujet du dossier dans sa décision D-2011-064 (par. 37). Par ailleurs, il doit être noté que ces questions font déjà l'objet d'un examen approfondi dans le dossier R-3669-2008 – Phase 2 du Transporteur. Le Distributeur soumet respectueusement que la FCEI n'est toujours pas en mesure d'identifier l'intérêt et la pertinence réelle de ces questions dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.

Le FCEI remet également en question la légalité de l'EGM eu égard aux *Tarifs et conditions des services de transport*. Encore une fois, la thèse de la FCEI ne repose sur aucune assise factuelle ou juridique valide. Le service de transport lié à la charge locale assure, entre autres, que les livraisons en provenance des contrats assujettis puissent être acheminées sur le réseau de transport. Pour sa part, l'EGM vise à ce que les livraisons d'électricité des contrats assujettis soient acheminées au Distributeur de manière à optimiser l'arrimage entre les besoins et les approvisionnements.

Le critère de fiabilité

L'UMQ, à la page 5 de son argumentation, prétend que HQD « [...] démontre cette forte tendance à ne pas vouloir accepter le critère de fiabilité reconnu [...] ». Étonnante affirmation à la lumière la preuve administrée et de la pratique du

Distributeur qui, depuis le premier Plan d'approvisionnement, se conforme à la lettre au critère de fiabilité énoncé par le NPCC. Ce commentaire de l'UMQ est tout simplement inexact.

Toujours au sujet de la fiabilité, l'UMQ réaffirme (p. 6 de l'argumentation) que les informations sur les composantes du parc de production du Producteur n'ont pas été mises à jour depuis plusieurs années. Le Distributeur tient à réitérer que les informations concernant la fiabilité de la zone de réglage du Québec, incluant donc celles du Producteur, sont mises à jour à tous les trois (3) ans, dans le cadre du document « Comprehensive Review »¹ déposé au NPCC (N.S. 2011-06-02, page 49).

Par ailleurs, dans le cadre du suivi de la décision D-2008-133, le Producteur transmet en mai, août et novembre de chaque année, les attestations de fiabilité en énergie qui tiennent compte de l'évolution de ses stocks énergétiques ainsi que la mise à jour de ses engagements et de la composition de son parc de production.

Réseaux autonomes

En matière de jumelage éolien-diesel (JED), le Distributeur réitère que l'heure n'est plus aux études théoriques et qu'il poursuit son programme de déploiement de JED, tel que ses témoins l'ont clairement expliqué. En ce sens, le Distributeur juge inutile les demandes des intervenants RNCREQ et SÉ/AQLPA, appuyés par l'ACEFQ, d'exiger encore des études, et ce, bien qu'ils énoncent des positions contradictoires.

Par ailleurs, quand le RNCREQ affirme (p.8 de l'argumentation) qu'il est *nécessaire de revisiter les encadrements normatifs, technologiques et tarifaires sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes*, il déborde du cadre d'étude du plan d'approvisionnement, tout comme le rapport de l'expert Saulnier. La planification et l'exploitation des réseaux autonomes sont des activités sur lesquelles les pouvoirs de la Régie s'exercent dans un cadre bien défini par la LRÉ : i) lors de l'approbation des plans d'approvisionnement, ii) lors de l'autorisation des investissements et iii) lors de la détermination du coût du service. Il s'agit là d'exercices distincts qui ne constituent pas des vases communicants. La remise en question de la demande d'autorisation pour la construction de la centrale d'Akulivik par l'expert Saulnier alors qu'il s'agit d'un dossier toujours en délibéré, situé nettement à l'extérieur du cadre du plan d'approvisionnement, est inacceptable pour le Distributeur, d'autant plus que le RNCREQ n'a pas participé à ce dossier.

Quant au taux de pénétration du JED qui préoccupe SÉ/AQLPA, la preuve du Distributeur a clairement démontré qu'il s'agit là d'une donnée qui sera définie au cours des études d'avant-projet actuellement en cours et que leur préoccupation n'est tout simplement pas fondée.

¹ Depuis 2006, la « Comprehensive Review » remplace la « Triennial Review ». Si le nom a changé, son contenu est demeuré le même.

Le Distributeur s'étonne de la persistance du RNCREQ relativement au sujet des pertes. Cet acharnement semble indiquer que l'intervenant continue d'ignorer la preuve qui, sur ce sujet, démontre éloquemment que la question des pertes électriques en réseaux autonomes en est principalement une de comptabilisation. L'établissement des pertes réelles des réseaux autonomes constituerait un exercice qui ne serait d'aucune utilité pour l'exploitation des équipements. Le Distributeur vise constamment à minimiser les pertes électriques quand il est appelé à moderniser ses équipements ; c'est alors que le calcul des pertes constitue un exercice utile. La preuve testimoniale du Distributeur sur les pertes électriques dans le réseau de Schefferville, entre autres est éloquente. Une fois encore, l'intervenant semble en faire totalement abstraction.

Le Distributeur réitère que les groupes électrogènes de secours du réseau de Schefferville sont essentiels pour en assurer la sécurité énergétique et que leur présence ne constituent aucunement « un projet d'addition de puissance ».

En ce qui concerne l'introduction de nouvelles technologies (ACEFQ, RNCREQ et SÉ/AQLPA), le Distributeur réitère qu'il entreprendra sous peu une réévaluation globale du PTÉ d'efficacité énergétique pour les réseaux autonomes à l'automne 2011, après en avoir présenté la méthodologie à la Régie à l'automne 2011. Cette nouvelle évaluation du PTÉ portera non seulement sur les économies d'énergie, mais également sur les nouvelles technologies de production d'énergie, dont le photovoltaïque.

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, ce 4 juillet 2011

(s) Affaires juridiques d'Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Éric Fraser)