

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE GLOBALE DE  
MODULATION PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

DOSSIER : R-3775-2011

RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président  
M. GILLES BOULIANNE  
Me LISE DUQUETTE

AUDIENCE DU 2 DÉCEMBRE 2011

VOLUME 4

JEAN LAROSE, ODETTE GAGNON et CLAUDE MORIN  
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN  
Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY  
procureurs de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER  
Me STÉPHANE VERRET  
procureurs de Hydro-Québec Distribution (HQD);

INTERVENANTS :

Me STÉPHANIE LUSSIER  
procureur de Association coopérative d'économie  
familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Me DENIS FALARDEAU  
procureur de Association coopérative d'économie  
familiale de Québec (ACEFQ);

Me PAULE HAMELIN  
procureure de Énergie Brookfield Marketing (EBM);

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS  
procureur de Fédération canadienne de l'entreprise  
indépendante (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET  
procureure de Groupe de recherche appliquée en  
macroécologie (GRAME);

Me ANNIE GARIÉPY  
procureure de Regroupement national des conseils  
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
procureur de Stratégies énergétiques et Association  
québécoise de lutte contre la pollution  
atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Me HÉLÈNE SICARD  
procureure de Union des consommateurs (UC);

Me STEVE CADRIN  
procureur de Union des municipalités du Québec  
(UMQ);

TABLE DES MATIERES

	PAGE
PRÉLIMINAIRES . . . . .	4
PLAIDOIRIE PAR Me ÉRIC FRASER . . . . .	6
PLAIDOIRIE PAR Me PAULE HAMELIN . . . . .	32
PLAIDOIRIE PAR Me HÉLÈNE SICARD . . . . .	75
PLAIDOIRIE PAR Me STEVE CADRIN . . . . .	95
PLAIDOIRIE DE Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS : .	145
PLAIDOIRIE PAR Me STÉPHANIE LUSSIER . . . . .	160
PLAIDOIRIE DE Me DENIS FALARDEAU . . . . .	167
PLAIDOIRIE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET . . . . .	191
PLAIDOIRIE PAR Me ANNIE GARIÉPY . . . . .	202
PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN . . . . .	219
RÉPLIQUE PAR Me ÉRIC FRASER . . . . .	253



R-3775-2011  
2 décembre 2011

- 4 -

L'AN DEUX MILLE ONZE, ce deuxième (2e) jour du mois  
de décembre :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du deux (2)  
décembre deux mille onze (2011), dossier R-3775-  
2011, demande d'approbation de l'entente globale de  
modulation. Poursuite de l'audience.

LE PRÉSIDENT :

Bon début de journée à tous. Au niveau des  
engagements, on a eu des problèmes avec notre site  
de dépôt hier. Pourrais-je savoir si les  
engagements ont été diffusés à l'ensemble des  
participants par courriel, Maître Fraser?

Me ÉRIC FRASER :

Bonjour, Monsieur le Président. En ce qui nous  
concerne, oui, on signifie toujours les documents  
qu'on dépose dans SDI par courriel aussi. Donc, je  
ne sais pas si ça a été reçu, mais ça a été envoyé  
par courriel. Et je sais que nous avons reçu  
l'engagement d'EBM par courriel, la réponse à  
l'engagement numéro 1 d'EBM, en ce qui nous  
concerne, tout est beau.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Hamelin.

Me PAULE HAMELIN :

Bonjour, Monsieur le Président. Paule Hamelin, Énergie Brookfield Marketing. Alors, je confirme que nous avons envoyé par courriel l'engagement numéro 1. Et c'est également adressé à la Régie et à tous les intervenants de même que le Distributeur. Madame la greffière m'a indiqué que... Je sais qu'on n'a pas juste transmis par courriel mais également par le système de dépôt. Et je comprends qu'il y a eu peut-être des difficultés. Alors, si ça ne rentre pas au niveau du système de dépôt, on va voir à le retransmettre à nouveau au courant de la journée.

LE PRÉSIDENT :

Je vous remercie.

Me PAULE HAMELIN :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, on va rentrer dans... À moins que d'autres personnes qui aient des remarques préliminaires, ce que je ne vois pas, je vois des sourires mais je ne vois pas de remarques. Alors, on est prêt à procéder, Maître Fraser.

PLAIDOIRIE PAR Me ÉRIC FRASER :

Merci, Monsieur le Président. Je trouve toujours que ça commence trop vite pour moi, puisque je suis le premier. Je dois vous avouer qu'à huit heures trente (8 h 30), ça commence encore plus vite.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, je vous invite à ce moment-ci à prendre tout le temps que vous avez besoin. Des fois, on « starte » lentement mais on arrive à bon port.

Me ÉRIC FRASER :

On se réchauffe.

LE PRÉSIDENT :

On se réchauffe. Et pour vous connaître un petit peu, je sais que vous êtes capable de vous réchauffer.

Me ÉRIC FRASER :

Oui. Mais en même temps, je n'ai pas l'habitude de traîner quand je fais mes argumentations. Alors allons-y tout de suite dans le vif du sujet. Si on avait... Je n'ai pas de plan. Je n'ai pas de plan. Je croyais... Vous savez que les journées sont courtes par les temps qui courent. Il y a ce dossier-ci, il y en a d'autres très importants où on se reverra la semaine prochaine. Et il y en a

aussi d'autres qui sous-tendent celui qui va être important la semaine prochaine. Donc, les journées sont courtes.

Je n'ai pas de plan. Mais, par ailleurs, on sait que c'est un dossier qui est relativement, je dirais, pas simple, je disais ça avant, je ne le dis plus, mais il s'agit quand même d'un dossier dont le sujet est assez bien cerné, est assez limité aussi, on parle d'une chose. On parle essentiellement d'une entente, et je vous soumetts qu'à la lumière de la preuve, on vous parle d'une entente très avantageuse pour le Distributeur. On vous parle d'une entente avantageuse pour le Distributeur et sa clientèle. Bref, on vous parle d'une entente dans l'intérêt public.

On vous parle aussi d'un outil ou d'une entente qui ne constitue qu'une version améliorée de quelque chose que nous possédons déjà. Évidemment, je fais référence à l'entente d'équilibrage éolien. On ne réinvente pas la roue ici. On ajoute, on améliore un produit. Mais dans l'essence, il s'agit essentiellement du même produit d'intégration.

Quels sont les éléments qui sont venus compliquer le dossier? Ce sont essentiellement des

questions, je vous dirais, de droit, d'interprétation qui ont ajouté, en ce qui me concerne, un élément de risque qui était imprévu. C'est la question de l'appel d'offres. Et je vous soumettrai aux termes de mon argumentation que la question de l'appel d'offres ne se pose pas, il n'y a pas d'obligation. Et si elle se pose, elle se pose en question d'opportunité.

Or, qu'est-ce que révèle la preuve en bout de ligne? C'est qu'il n'y a pas de marché. Mais il n'y a pas d'obligation d'aller en appel d'offres. Il n'y a pas d'obligation de scinder les services. Et finalement, il y a peut-être lieu en bout de ligne de faire une distinction entre l'obligation du Distributeur de faire approuver toutes ces ententes touchant de près ou de loin l'approvisionnement et l'obligation stricte dans l'appel d'offres.

Je vous ai dit qu'il n'y avait pas de marché. Et la preuve est claire. Et quand je dis qu'il n'y a pas de marché, je réponds aussi que ce n'est pas l'engagement que vous auriez dû recevoir hier, que vous avez reçu aujourd'hui, qui répond à cette question ou qui réfute les prétentions avancées en preuve.

(8 h 41)

L'engagement numéro 1 de EBM ce n'est pas réaliste, ce n'est pas sérieux. On vous présente ici une stratégie qui est essentiellement une stratégie sans entente, ce n'est pas un nouveau service. C'est une stratégie basée sur les marchés et c'est techniquement... En fait, je ne m'avancerai pas sur le technique, je ne suis pas là pour parler technique. Mais ce n'est pas réaliste.

Pourquoi? Parce que l'on se fie sur du transport, du transport ferme tout le temps payé, réservé. On veut aller sur le marché pour absorber, on veut aller sur le marché pour livrer. Donc c'est une stratégie qui est basée sur les interconnexions avec tout ce que ça implique, les réservations, les pertes en sortie, les risques liés aux réservations.

C'est une stratégie qui repose aussi sur le recours à des marchés de court terme sans garantie d'être retenu. Donc une stratégie risquée et irréaliste. On fait, on propose une stratégie qui introduit des risques de transport, qui introduit des risques de marchés. Et en bout de ligne, comme vous le verrez à la lecture de l'engagement, qui repose aussi sur les services complémentaires du

Transporteur comme stratégie commerciale. Alors que, comme on le sait, à la lectures des Tarifs et conditions du Transporteur et de la preuve, ces services sont là pour assurer la fiabilité du réseau et non pas pour accomplir des stratégies commerciales.

Revenons-en à nos moutons, l'entente. Si on veut bien comprendre l'entente on doit peut-être, pas peut-être, on doit aussi revenir sur la stratégie du Distributeur. Quelle est la stratégie du Distributeur dans le contexte actuel des approvisionnements? Et quelle est sa stratégie qui transparaît et qui a fait l'objet d'études dans le plan? Évidemment, c'est celle de maximiser les moyens dont il dispose déjà, et ce, dans une perspective d'accroître sa flexibilité, d'accroître la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnements. Et c'est exactement là que nous amène l'entente globale de modulation.

Le Distributeur se dote d'un service additionnel, complémentaire, qui n'est pas un nouvel approvisionnement en tant que tel. Il s'agit de la modulation, il s'agit d'un outil qui nous permet de maximiser des approvisionnements que l'on possède déjà.

Comme je le disais en introduction, aucun autre fournisseur ne peut offrir le service. Pour les raisons qui ont été mises en preuve ça nécessite une charge. Donc ça nécessite d'être en mesure d'absorber. Lorsque les éoliennes produisent plus que ce dont nous avons besoin, on doit être capable d'absorber, on doit être capable de stocker. Et ça nécessite en plus de cela une capacité de produire qui permet de répondre lorsque les éoliennes ne produisent pas, donc qui permet de répondre aux retraits demandés par le Producteur, en tout temps, à la minute.

Cette entente est composée de trois services. Le premier, et probablement le plus, j'allais dire le plus important, mais ça n'est pas tout à fait juste, mais le premier. Donc le service que l'on va chercher qui est important pour le Distributeur c'est évidemment la modulation.

La modulation qui, dans le fond, est une amélioration à l'équilibrage que nous obtenions via l'entente d'intégration éolienne. Cette modulation assure évidemment l'équilibre en temps réel entre l'offre et la demande, ce que faisait l'entente d'intégration. Mais en plus elle nous offre une meilleure adéquation saisonnière. Évidemment, là je

fais référence au fait que le Distributeur pourra utiliser de l'énergie d'été à ses fins l'hiver, donc pourra moduler ses surplus d'été pour répondre à ses besoin l'hiver. Ce service permet de maximiser l'électricité patrimoniale. Évidemment, il limite les coûts qui sont associés aux transactions de marché.

Et, comme vous avez pu le constater, il est lié à un mécanisme de disposition des surplus qui est tout à fait avantageux, en ligne avec un indice de marché tout en nous prémunissant des désagréments des divers coûts associés aux transactions.

8 h 46

Évidemment, il réduit les risques et les coûts qui sont associés à l'aléa climatique et à l'aléa prévisionnel de court terme pour les besoins et les apports éoliens. C'est ça le but recherché.

On pose des questions sur son prix.

Évidemment, il y a un os lorsqu'on arrive à la question du prix du service de modulation puisqu'il n'existe pas de comparable. Il doit s'agir d'un prix qui répond aux besoins des deux parties en présence et, en bout de ligne, il doit s'agir d'un prix qui nous permet de dire, à la toute fin du

dossier, que l'entente est avantageuse, et cela a été démontré en preuve.

Le service de modulation est accompagné d'un autre service, celui de la puissance complémentaire qui, dans tous les décrets, est identifié comme de la puissance complémentaire, et dans le premier décret concernant le premier mille mégawatts (1 000 MW) est identifié comme de la puissance garantie.

De quoi s'agit-il? Évidemment, on vous a présenté, dans le cadre du dossier, mis en preuve, qu'il s'agit d'un service indissociable, essentiel. En fait, c'est le service qui permet de réaliser la modulation. Sans garantie de puissance, il n'y a pas de modulation et il n'y a pas de garantie d'avoir accès aux retrait qu'on demande et qu'on veut faire à chaque instant.

La puissance complémentaire permet de raffermir les livraisons qui sont retirées du compte de modulation, permet d'utiliser les surplus d'été pour répondre aux besoins d'hiver. Il s'agit d'un outil qui fait l'objet d'une formule de prix qui est enlignée sur les prix de marché. Et il s'agit aussi d'une nette amélioration comparativement à l'entente d'intégration éolienne,

compte tenu qu'on améliore et la formule de prix et la qualité du service qu'on va rechercher.

Je vous soumetts qu'on a une garantie de retrait à hauteur de quarante-cinq pour cent (45 %) ou, pour être plus précis, une garantie de retrait à hauteur de quarante-cinq pour cent (45 %) pendant les mois d'hiver, et illimitée aux besoins du Distributeur pendant les autres mois.

Une garantie de retrait, ce n'est pas du UCAP et une garantie de retrait ne doit pas être confondue avec les critères de fiabilité. La puissance complémentaire nous offre une garantie d'obtenir tout ce dont nous avons besoin à chaque fois qu'on le demande. Avec les contraintes de puissance hivernale de quarante-cinq pour cent (45 %).

Le critère de fiabilité en puissance, c'est une autre question. Donc, lorsqu'on parle du trente pour cent (30 %), on parle de la puissance qui est reconnue aux éoliennes. Et lorsqu'on parle du quinze pour cent (15 %), on parle essentiellement de la puissance que le Distributeur va chercher, en plus de ce trente pour cent (30 %) reconnu, mais on s'entend que lorsqu'on fait l'analyse, c'est quarante-cinq pour cent (45 %) auquel le

Distributeur a droit. Ce n'est pas du UCAP, ce n'est pas lié au... en fait, il est à ne pas confondre avec le critère de fiabilité. La puissance complémentaire permet d'aller chercher quarante pour cent (40 %) et elle est payé en vertu d'une formule de prix liée seulement à quinze pour cent (15 %) de sa puissance.

Alors là, j'ai fait très attention, j'ai pesé mes mots parce que j'admets, à la décharge de la Formation et de tous ceux qui sont présents, que c'est complexe. Que c'est complexe, mais qu'en conclusion, il s'agit d'un service essentiel pour nous permettre d'obtenir la modulation.

Le troisième service qui est inclus dans l'entente d'intégration éolienne, ce sont les services complémentaires, les services complémentaires que l'on connaît, qui sont relatifs à la fiabilité du réseau de transport, mais qui sont exigés par l'introduction de toute cette énergie de sources variables. Il s'agit donc d'un service qui est tout à fait cohérent de... pour lequel il est tout à fait cohérent de le retrouver à l'intérieur de l'entente d'intégration éolienne et qui s'inscrit, comme la preuve plus technique a été faite, à l'intérieur de ce qu'on pourrait

appeler l'équilibrage de l'éolien, mais d'une façon beaucoup plus fine.

Et ça, ça m'amène, en bout de ligne, à répondre ou à conclure de la même façon que la Régie a elle-même conclu dans le plan d'approvisionnement. Et je fais référence ici à la décision D-2011-162 et plus particulièrement au paragraphe 248 où la Régie énonçait qu'elle était d'avis qu'une entente globale de modulation :

[...] présenterait plusieurs aspects intéressants dont :

- la minimisation des quantités patrimoniales inutilisées;
- l'optimisation des approvisionnements postpatrimoniaux;
- la gestion plus facile grâce à un outil regroupant plusieurs services;

et

- l'évitement de frais de courtage découlant de la diminution du nombre de transactions de court terme et du rachat du solde annuel par le Producteur.

8 h 53

La conclusion à la lumière de l'étude de l'entente,

en fait je fais mienne la conclusion de la Régie et je vous la soumetts à vous qui êtes saisis de l'approbation que cette entente remplit tous ses objectifs.

On en arrive donc maintenant à l'autre question. Normalement j'aurais dû commencer par cette section-là, c'est le cadre juridique. Habituellement je commence par le cadre juridique, je finis par les faits.

Mais il m'apparaissait plus opportun d'y aller avec le coeur du sujet qui était l'entente et ses grandes qualités que d'arriver au cadre juridique qui est..., on doit l'admettre, un petit peu plus aride à traiter.

Alors le cadre juridique. On n'a pas le choix d'aborder je vous dirais un élément de risque qui n'était pas nécessairement dans notre radar lorsqu'on a pensé, négocié, conclu et signé l'entente cadre.

Je parle évidemment de la conclusion de la Régie sur la caractérisation de la puissance complémentaire. Et je fais référence évidemment à la décision sur le plan, à la décision D-2011-162.

Bon première chose, il n'y a pas de chose jugée. Cela va de soi, cela a été réitéré par la

Régie dans la décision D-2011-156. Les deux dossiers ayant des objets différents.

La demande sur le plan portant sur l'ensemble du plan, portant sur les critères applicables au plan, portant sur son encadrement juridique. Et la présente demande ne portant que sur l'approbation de l'entente globale de modulation.

Il s'agit de deux dossiers qui sont, bien que philosophiquement très liés, distincts. On a des décisions qui sont prises sur la base d'une preuve qui, bien sûr, se ressemble, mais qui n'est pas la même, qui ne tient pas compte de l'ensemble des préoccupations. Et il y a un dossier où il n'y a pas d'entente et il y a un dossier où il y a une entente.

Et force aussi de constater que lorsqu'on traite du plan on a plusieurs enjeux à aborder tant du côté de la Régie, du Distributeur que des intervenants. Et qu'en ce sens on couvre un ensemble d'enjeux et on couvre surtout une globalité.

On couvre le comment dans une perspective de long terme alors qu'ici on aborde un enjeu spécifique. On l'aborde de manière détaillée et on

plaide l'ensemble de ces enjeux et l'ensemble de son cadre juridique.

Par ailleurs si on se reporte au paragraphe 254, le Distributeur perçoit un élément qui apparaît être déterminant dans la, dans l'opinion de la Régie quant à la caractérisation de la puissance complémentaire.

Et je suis au paragraphe 254, je vais vous citer la phrase qui apparaît au milieu de ce paragraphe :

Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer sur le marché de la puissance pour raffermir le transfert de l'été vers l'hiver de l'énergie découlant des contrats éoliens.

Il nous est apparu que cet élément était important dans la décision. Je vous admettrai candidement que ce fut un élément de surprise pour le Distributeur, que je mettrai dans la grande enveloppe des grandeurs et misères des communications. Il n'est jamais facile de communiquer.

Ça tous les avocats dans la salle le comprennent. Tous les gens qui ont eu affaire à

communiquer des enjeux complexes soit à des décideurs ou soit à la population le comprennent. Parfois il peut y avoir des discours qui ne se rencontrent pas.

Une chose est certaine par ailleurs, le Distributeur n'a pas retrouvé, en fait s'il a pu laisser entendre à quelque part dans son discours qu'il admettait que le marché lui permettait d'aller chercher un tel produit, il s'en excuse.

Mais dans les faits, le Distributeur n'a pas fait cette admission. Le Distributeur est convaincu et il vous l'a répété qu'il ne peut aller se chercher un tel produit sur les marchés. La puissance complémentaire n'est pas du UCAP.

(8 h 59)

L'entente globale, comme je vous le disais en introduction, l'entente globale est essentiellement une version améliorée de l'entente d'intégration éolienne.

Un des éléments essentiels du cadre juridique de l'entente d'intégration éolienne et de l'entente globale de modulation ce sont les règlements sur les blocs d'énergie éolienne, le mille (1000), le deux mille (2000), les deux deux cent cinquante (250) autochtones communautaires. Je

fais référence à ce que l'on appelle communément les décrets, le Décret 352-2003, le Décret 926-2005, le Décret 1043-2008 et le Décret 1045-2008.

Ils ont été cités abondamment. Il y a un tableau qui est déposé, on a, on l'a abordé en preuve, il y a eu des questions là-dessus. Mais, essentiellement, si je vous citais à nouveau le passage important, par exemple du bloc sur le deux mille (2000), qu'est-ce qui est important c'est que les blocs visés par ces règlements, ces décrets, sont assortis d'un service de l'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration éolienne.

On sait que le premier décret utilise un langage différent. Il est de notre prétention que l'on parle des mêmes choses. Les trois autres décrets utilisent le même langage. Le premier décret utilisant plutôt une garantie de puissance et une convention d'équilibrage alors que les autres parlent d'une puissance complémentaire et d'un service d'équilibrage. Donc les blocs doivent être assortis ou sont assortis de ces services, lesquels services doivent être souscrits auprès d'un fournisseur ou d'Hydro-Québec Production. Je dis un fournisseur parce que vous constaterez que

l'on ne parle pas de plusieurs fournisseur. Il n'y a pas d'obligation de scinder les services. On va chercher les services auprès d'un fournisseur ou d'Hydro-Québec Production.

Donc auprès d'un fournisseur on va chercher de l'intégration et de la puissance. C'est ce que l'on a fait dans l'entente d'intégration éolienne. Aujourd'hui, la version améliorée c'est la même chose. On va chercher de l'intégration et dans cette intégration-là on va chercher de la modulation. Donc on raffine le produit afin de répondre à nos besoins. On va se chercher toujours la même puissance garantie ou cette puissance complémentaire qui nous permet d'avoir les retraits que l'on demande. Mais on va s'en chercher plus pour répondre à la modulation.

Évidemment, vous avez les services complémentaires qui, comme il a été fait mention en preuve, étaient à l'époque de l'intégration éolienne « built-in » puisqu'ils n'étaient pas à ce point requis par les volumes de l'époque. Sauf qu'aujourd'hui ils se retrouvent inscrits dans l'entente, nommément identifiés, rémunérés selon une formule de prix qui est conforme aux Tarifs et conditions parce que les volumes, donc les blocs et

les volumes d'énergie qu'ils occasionnent nécessitent l'introduction des services complémentaires.

Ce que l'on réalise donc c'est que le Distributeur respecte scrupuleusement les enjeux qui découlent de l'application des décrets et qui découlent plus spécifiquement de l'application des dispositions des décrets sur les services qui y sont identifiés.

Il a donc assorti les volumes d'électricité qu'il a acquis par appels d'offres des services requis par les décrets. Ce sont des services qui sont intimement liés par ces blocs, tel qu'identifié dans les règlements. Il n'y a pas d'obligation d'aller en appel d'offres à ce titre.

Subsidiairement, et j'ouvre une parenthèse, si on considérait les services complémentaires comme des « outsiders », puisqu'ils ne sont pas nommément présentés dans le décret ou inscrits dans le décret - mais je réitère notre prétention à l'effet qu'ils sont inclus - mais si on en arrivait à la conclusion que les services complémentaires sont des « outsiders » et qu'ils pourraient faire l'objet d'un appel d'offres, je vous sou mets que non, et je fais écho à votre question, Maître

Duquette. Il ne s'agit pas de services qui sont requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois, il s'agit de services qui sont requis pour satisfaire la fiabilité du réseau de transport. Ça c'est clair de l'entente de l'encadrement qui s'applique en l'espèce. Et je fais référence évidemment aux Tarifs et conditions du Transporteur. Je fais référence aussi à la preuve, ça a été admis par EBM.

9 h 05

Il n'en demeure pas moins que ce sont des services complémentaires qui sont requis par ces nouveaux volumes. Et là je ne reviendrai pas, mais il y a eu de la preuve là-dessus.

L'autre élément qui m'apparaît important d'aborder, ce sont les précédents. Il y a évidemment la décision D-2006-27 qui porte sur l'entente d'intégration éolienne. Donc, comme je vous l'ai dit et je vous le répète, l'entente globale n'est qu'une amélioration de l'entente d'intégration éolienne. On parle ici des mêmes services. L'entente globale couvre un peu plus large, intègre les améliorations demandées par la Régie. Et je fais référence surtout à la question de la puissance complémentaire.

On se souviendra que l'entente globale répond précisément aux demandes qui découlent de la décision D-2008-133 sur le plan d'approvisionnements deux mille sept (2007), je crois, quant à la nécessité de raffiner la formule de prix pour l'acquisition de la puissance.

Or, on parle ici de services similaires. On a eu une décision positive de l'entente d'intégration et les enjeux auxquels je m'adresse aujourd'hui n'ont pas été... en fait, l'entente a été approuvée dans le même contexte juridique qu'aujourd'hui. Il n'y a pas de questions réglementaires ou juridiques qui se sont ajoutées depuis dans le cadre applicable. Donc, on a des ententes similaires dont une qui a déjà fait l'objet d'une approbation dans le même contexte.

On a aussi la décision D-2010-99. Et là je fais référence aux conventions d'énergie différée amendées. Donc, encore une fois, le Distributeur s'est présenté avec un produit similaire où on se souviendra qu'il lui permet de moduler de l'électricité de ses contrats avec HQP et, via l'amendement, allait chercher une garantie de puissance supplémentaire. Il s'agit donc du même concept de modulation. EBM a fait les mêmes

représentations qu'il vous fait aujourd'hui. Or, encore une fois, ce fut une décision positive sur ce produit.

Et c'est l'ensemble de ces éléments qui me permettent ou qui m'ont permis de vous dire, en introduction, qu'il s'agit d'un élément de risque qui n'était pas nécessairement dans notre radar au moment de la négociation de l'entente. Le cadre réglementaire le permet selon l'interprétation que je vous sou mets, et les précédents y ont... l'ont démontré.

En fait, ces deux précédents appuient la thèse plaidée préalablement à l'effet qu'il n'y a pas d'obligation d'aller en appel d'offres pour des contrats de service qui visent à optimiser le portefeuille du Distributeur.

Ce qui nous amène, dans le fond, à la dernière question. Une fois qu'on a abordé la description du service, une fois qu'on a abordé sa conformité au cadre, la dernière question qui se pose, c'est quel est le fardeau pour... quel est le fardeau applicable. Est-ce qu'on doit approuver cette entente? Est-ce que le Distributeur a fait la démonstration qu'il s'agit d'une bonne entente? Ce qui m'amène à la question du fardeau.

Ce qui m'amène à - et ça va être probablement l'aspect le plus court - mais évidemment, le règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement requiert l'approbation de la Régie n'est pas nécessairement applicable de manière directe puisque nous ne sommes pas en appel d'offres. Et on constate, à la lecture du règlement, qu'il se décline surtout dans un contexte d'appel d'offres.

Évidemment, il y a une résultante qui est toujours là, c'est le meilleur prix. Et je vous dirais que si on avait à appliquer de manière... si on avait à appliquer « mutatis mutandis » le règlement, la question qui se poserait, c'est est-ce que l'entente est profitable? Est-ce que l'entente procure des avantages? Est-ce que l'entente, au premier... est-ce qu'au premier (1er) janvier deux mille douze (2012), le Distributeur sera dans une meilleure position qu'il ne l'est aujourd'hui?

Et à cette question, on vous répond « oui », la démonstration a été faite. Il y a une rentabilité de trente-quatre millions (34 M\$) qui est démontrée en preuve, et ce, malgré les hypothèses qui sont conservatrices. Hypothèses, par

ailleurs, que si certains contestent, qu'elles sont conformes à celles utilisées dans à peu près ou sinon tous les dossiers, toutes les analyses économiques lorsqu'il s'agit de faire approuver des contrats ou lorsqu'il s'agit de faire approuver la suspension de TCE.

En fait, il s'agit là de la question essentielle. Ce qui répond à plusieurs aussi des autres arguments dans... avancés dans la preuve, à l'effet qu'on aurait pu aller chercher plus, que le Distributeur ne fait peut-être pas autant d'argent qu'il ne le pourrait, que le Producteur, sa structure de coûts pourrait peut-être permettre ci ou cela.

Ce n'est pas la question. Ce n'est pas là où on peut aller. On a une entente, on doit se demander si, l'entente, elle est profitable parce que, évidemment, qu'on aurait aimé payer moins cher. Évidemment, on aurait aimé négocier l'absence d'un prix plancher pour la puissance. Évidemment, le sept piastres (7 \$), on aurait peut-être aimé ça que ce soit cinq piastres (5 \$). Mais, il y a une réalité incontournable, « It takes two to tango », on négocie, on va chercher le mieux.

Et en bout de ligne, une fois qu'on a

terminé les négociations, on se demande est-ce qu'on a un bon « deal ». Et la façon pour nous, et nous vous soumettons, la façon pour vous de déterminer si c'est un bon « deal », si c'est une bonne affaire, c'est est-ce qu'il y a une rentabilité. Est-ce que le Distributeur va chercher une rentabilité? Est-ce que les clients en sortent gagnants? Et ça, la réponse, elle est claire, c'est « oui ».

9 h 13

Alors sur l'ensemble de ces commentaires, j'avais prévu quarante-cinq (45) minutes. Le tout vous est respectueusement soumis, alors à moins que vous n'ayez d'autres questions, ça termine mon argumentation.

M. GILLES BOULIANNE :

Maître Fraser, peut-être une question concernant l'interprétation des décrets où est-ce que vous, si j'ai bien compris et c'est ce que je veux m'assurer. Lorsque vous parlez de, d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le Distributeur d'électricité, on sait c'est qui, auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec. Le « ou » c'est vraiment là c'est, c'est, c'est exclusif, c'est-à-dire c'est un fournisseur,

ce n'est pas une multitude de fournisseurs, c'est ce que vous avez plaidé tantôt.

Me ÉRIC FRASER :

Oui, c'est ce que j'ai plaidé et là et je fais un lien avec ce que j'introduisais, ce que j'introduisais c'est, il y a une nuance entre la conformité et l'opportunité.

Les décrets me disent que je vais chercher mes services auprès d'un fournisseur. Il est bien entendu que si on se revoit en deux mille vingt-sept (2027) dans une situation, en deux mille vingt-sept (2027) je vais peut-être être encore là.

M. GILLES BOULIANNE :

C'est sûr.

Me ÉRIC FRASER :

Et surtout avec l'état des caisses de retraite je vais sûrement être encore là. Je vais probablement travailler jusqu'à très, très tard dans ma vie. Et si on se reporte donc, je m'éloigne de mon sujet. Donc si on se reporte, là j'étais dans la loi 100 et puis non, sur la nécessité de devoir travailler longtemps vous me suivez.

Alors si on se reporte en deux mille vingt-sept (2027), on a toujours les mêmes décrets qui s'appliquent, on a toujours la puissance éolienne,

on en a peut-être un peu plus même. En fait, ça m'inspire une autre chose, mais... je ne suis pas certain qu'on en veut un peu plus tout de suite, mais...

On est en deux mille vingt-sept (2027), on a les décrets, on a la puissance éolienne. Par contre, on a un marché, on a plusieurs joueurs, mais là il serait peut-être, peut-être que le Distributeur vous arriverait oui le décret parle d'un, donc pour être conforme je dois souscrire auprès de un, mais il est certain que si j'ai un marché, je peux aller chercher plus efficace. C'est la question de l'opportunité. Alors sur la question de l'opportunité c'est d'autre chose, mais sur la question de la conformité, je vous sou mets que le Distributeur est scrupuleusement conforme.

Et évidemment je ne peux pas faire abstraction de la preuve à l'effet que cette opportunité n'existe tout simplement pas ici.

M. GILLES BOULIANNE :

C'est clair. Merci.

Me ÉRIC FRASER :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

C'est moi qui vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin. Bonjour, Maître Hamelin.

PLAIDOIRIE PAR Me PAULE HAMELIN :

Bonjour, Monsieur le président, Madame, Monsieur  
les régisseurs, Paule Hamelin pour Énergie  
Brookfield Marketing.

Alors le Distributeur propose une entente  
de modulation qui comporte trois services. Et on  
vous l'a dit en plaidoirie et on vous l'a répété,  
ce qu'on tente de vous vendre c'est un seul et  
même, une seule et même entente avec qui serait en  
quelque sorte une entente où il faudrait voir les  
trois services incorporés, c'est un « take it or  
leave it ».

Ce que l'on entend vous démontrer, ce que  
j'entends plaider ce matin et moi je vais commencer  
peut-être par le moins sexy justement. Je vais  
commencer par le cadre juridique. Alors ce que l'on  
entend vous démontrer c'est que l'entente telle que  
proposée selon nous ne répond pas aux obligations  
légales et réglementaires parce qu'il n'y a pas eu  
respect du processus d'appels d'offres d'une part.

Et d'autre part, parce qu'on n'a pas fait

la démonstration du caractère juste et raisonnable de cette entente-là. Et donc on n'a pas fait la démonstration justement du critère du prix le plus bas. Et la troisième portion de ma plaidoirie va concerner l'évaluation de l'opportunité de l'entente.

Alors la question du processus d'appels d'offres. Il faut se remettre dans le contexte où c'est le Distributeur qui vous demande d'approuver une entente et il le fait en vertu de l'article 74.2.

Et ce que j'ai fait c'est que j'ai, pour les fins de ma plaidoirie, j'ai remis dans le cahier de façon générale les dispositions pertinentes de la loi et je pense que ça va être important de les revoir.

Alors tout d'abord je vous réfère à l'onglet 1 au niveau de l'article 74.2. Alors c'est naturellement une demande d'approbation en vertu du deuxième alinéa de 74.2 où on indique que :

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle

fixe par règlement.

Alors je vous soumetts que le Distributeur considère lui-même que l'on est dans un contexte de contrat d'approvisionnement. C'est la raison pour laquelle il est devant vous.

9 h 20

Et c'est un contrat qui requiert votre approbation selon les conditions fixées aux règlements. Qu'est-ce qu'on entend par « contrat d'approvisionnement »? Je vous amène à l'article 2 de la Loi.

« Contrat d'approvisionnement en électricité » : contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;

C'est une définition qui est, selon nous, très large et englobante. La Loi définit d'ailleurs également ce qu'est un fournisseur. Vous l'avez plus loin au niveau de l'article 2. Vous trouvez ça à la deuxième page du premier onglet.

« Fournisseur d'électricité » :  
quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de

l'électricité;

Je pense que c'est important de considérer ici que l'on parle de producteur ou de négociant d'électricité. Et il va falloir avoir en tête cette définition-là quand on regardera à nouveau les décrets et quand on a la notion de fournisseur, et de fournisseur québécois au sens des décrets.

Et je pense qu'il est de connaissance, je dirais, réglementaire qu'il y a une notion de négociant. Alors, quand on dit qu'il n'y a pas de marché, là, au Québec, la notion de négociant apparaît à tout événement dans le contexte des normes de fiabilité. Et quand on regarde la liste des négociants dans un contexte de normes de fiabilité, elle est quand même assez longue.

La notion de fournisseur se retrouve également à l'expression « fourniture d'électricité ». Et vous savez tout comme moi qu'il y a une présomption applicable à la fin de l'article 2 en ce qui a trait à un contrat d'approvisionnement. Et vous l'avez juste avant l'article 2.1 quand on parle de :

Toute fourniture d'électricité par  
Hydro-Québec au distributeur  
d'électricité est réputée constituer

un contrat d'approvisionnement.

La Régie a déjà reconnu que, effectivement, l'entente d'intégration éolienne était un approvisionnement. Et je vous réfère à la décision D-2005-76 qui se retrouve à l'onglet 4. Mon collègue vous a dit tout à l'heure que, oui, effectivement, on avait déjà, vous aviez déjà approuvé l'entente d'intégration éolienne.

Mais je considère qu'il y avait certains arguments au niveau de l'appel d'offres qui, je pense, n'ont pas été traités de la même façon que l'on a traité, et je vous dirais que quand j'ai lu cette décision-là, au niveau de l'entente d'intégration éolienne et la notion d'approvisionnement, je pense que cette notion-là, elle est claire, et à partir du moment où on conclut qu'il s'agit d'un contrat d'approvisionnement, je vous soumets que l'on doit automatiquement considérer la question de l'appel d'offres.

Alors, au niveau de la décision d'intégration... de l'approbation de l'entente d'intégration éolienne, vous retrouvez ça à l'onglet 4. Je vous réfère plus particulièrement aux pages 5 et 6. Et je sais que c'était déjà dans

notre mémoire, mais je pense que c'est important de le revoir.

9 h 24

C'était déjà dans notre mémoire, mais je pense que c'est important de le revoir. Sous « opinion de la Régie ».

Le Distributeur soumet que le service d'équilibrage tel que décrit au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse n'est pas un approvisionnement au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie, mais un service lié aux contrats d'approvisionnement de source éolienne.

Maître Fraser vous a plaidé la même chose tout à l'heure. Il a plaidé la même chose également lors du Plan d'approvisionnement, en essayant de vous dire, ce n'est pas un « appro », mais c'est un contrat lié aux contrats d'approvisionnement. La Régie arrive à la conclusion contraire. Et elle fait l'exercice suivant, l'exercice que je viens de vous faire, soit de regarder la définition de contrat d'approvisionnement et la définition de

fournisseur d'électricité. Je vous réfère à l'avant-dernier paragraphe où on indique... Pardon. Je vais vous référer au dernier paragraphe. On indique :

Le service d'équilibrage permet de compenser la variabilité de la production d'énergie éolienne « grâce à un produit offrant de l'énergie et de la puissance ». Ce service est donc un approvisionnement. Conclure une convention d'équilibrage...

On pourrait même lire convention ici de service de modulation,

... revient à se doter d'un outil additionnel d'approvisionnement en puissance que le Distributeur doit contracter auprès d'un fournisseur et qu'il intègre d'ailleurs dans sa stratégie globale d'approvisionnement.

À la page 6 quand on continue :

Au vu des dispositions législatives et réglementaires, la Régie est d'avis que le service d'équilibrage constitue un approvisionnement au sens de la Loi, au même titre que les autres

approvisionnement du Distributeur pour desservir les marchés québécois. De même, toute convention entre le Distributeur et un fournisseur pour l'obtention d'un service d'équilibrage, que ce soit le Producteur ou tout autre fournisseur d'électricité, constitue un contrat d'approvisionnement selon la Loi.

Cette interprétation a été également maintenue dans la décision sur l'entente d'intégration éolienne. Et je vous ai peut-être induit en erreur tout à l'heure quand je vous disais que c'était la décision qui approuvait l'entente, la D-2005-76. C'était une des décisions procédurales. Et c'est effectivement dans la D-2006-27 que l'on reprend ce même principe-là à la page 5.

Je vous soumetts qu'en fonction de la Loi, cette interprétation s'applique à l'entente dans son ensemble ainsi qu'aux trois services de l'entente. La position que l'on vous a exprimée quant au service de modulation, je vous réfère à la réponse que nous avons fournie à la demande de la Régie, soit la pièce EBM-17 page 3. Quant au service de puissance, je vous réfère tout d'abord à

la décision du Plan d'approvisionnement, et je vais y revenir, c'est la décision que vous retrouvez à l'onglet 7, et plus particulièrement les paragraphes 254 et 255.

Et là-dessus, et je vais le replaider tout à l'heure, je soumetts que vous avez déjà décidé dans le cadre de cette décision-là que la puissance complémentaire est visée par le processus d'appel d'offres et que, pour fins de cohérence entre l'ensemble des décisions, et c'est ce que vous avez dit dans le cadre de votre procédural dans le présent dossier, dans la décision D-2011-156 au paragraphe 47, on va voir que la preuve est essentiellement la même dans le présent dossier et que donc vous ne pouvez arriver à une conclusion, selon moi, contraire à ce que vous avez déjà considéré dans le contexte du Plan d'appro.

Je vous réfère également à notre preuve, soit EBM-14 aux pages 5 à 11 où on traite de ces questions. Au niveau des services complémentaires, je vous réfère également à notre mémoire et à la réponse que monsieur Cormier donnait à la question de madame Duquette, du régisseur Duquette, dans les notes sténographiques du premier (1er) décembre pages 39 à 42.

Alors, selon nous, le processus d'appel d'offres est requis par la Loi pour assurer une saine concurrence et également d'empêcher de favoriser une contrepartie plutôt qu'une autre. À raison de plus quand on parle de l'affilié du Distributeur.

Je vous réfère maintenant à l'article 74.1 de la Loi, toujours dans l'onglet 1, où on parle justement de la procédure d'appel d'offres et des buts de cette procédure, les objectifs. Alors, au début, à 74.1, vous avez ça... dans le premier onglet. Ça va. Alors ce qu'on dit, c'est que :

Afin d'assurer le traitement équitable  
et impartial des fournisseurs  
participant à un appel d'offres [...]

Et c'est applicable, vous le voyez un peu plus  
loin,

... aux contrats d'approvisionnement  
en électricité requis pour satisfaire  
les besoins des marchés québécois qui  
excèdent l'électricité patrimoniale  
[...].

Au niveau des buts de la procédure, je vous réfère plus particulièrement au paragraphe 1. Alors, ce que l'on veut, c'est :

R-3775-2011  
2 décembre 2011

- 42 -

PLAIDOIRIE  
EBM  
Me Paule Hamelin

Permettre la diffusion de l'appel  
d'offres dans un délai adéquat, la  
participation de tout fournisseur  
intéressé;

Et je vous sou mets que c'est à ce moment-là qu'on  
peut déterminer si un fournisseur peut et veut  
soumissionner. Ce n'est pas le Distributeur qui  
devrait décider si c'est possible ou pas. Je vous  
réfère ensuite au paragraphe 3 :

Favoriser l'octroi des contrats  
d'approvisionnement sur la base du  
prix le plus bas pour la quantité  
d'électricité et les conditions  
demandées [...].

Je vais y revenir tout à l'heure quand je vais  
traiter du deuxième sujet.

9 h 29

Au niveau de la justification de l'entente.  
4, et c'est là que c'est important :

Permettre qu'un appel d'offres puisse  
être satisfait par plus d'un contrat  
d'approvisionnement, auquel cas le  
fournisseur qui permet d'atteindre la  
quantité d'électricité demandée peut  
être invité à diminuer la quantité

d'électricité qu'il a lui-même  
offerte, sans toutefois en modifier le  
prix unitaire.

Je vous sou mets qu'on peut considérer plusieurs  
services et on peut considérer plus d'un  
fournisseur. Et je vous sou mets que le Distributeur  
ne peut pas tenter de moduler sa proposition pour  
tenter justement de contourner le processus d'appel  
d'offres et faire en sorte que, selon ses  
prétentions, seul un joueur serait capable d'y  
répondre.

Et c'était l'objectif qui était visé selon  
nous par cette disposition. Et c'est dans ce  
contexte-là que le bât blesse quand on essaie de  
faire la démonstration que l'entente pour HQD est  
un tout indissociable. Les objectifs de la Loi,  
selon nous, sont clairs. Et il faut permettre au  
fournisseur potentiel de pouvoir soumissionner.

Je vous réfère également aux extraits de la  
décision D-2001-191 que l'on a repris dans notre  
mémoire à la page 12. Et je sais fort bien que vous  
avez dû déjà le lire, parce que vous avez pris  
connaissance de toute la preuve. Mais j'aimerais  
revoir avec vous certains des passages de cette  
décision. Vous l'avez à la page 12 de notre

mémoire. Alors on indique que :

Dans l'exercice de cette compétence,  
la Régie doit veiller au respect, par  
la Procédure d'appel d'offres et  
d'octroi, des critères prévus aux  
paragraphe 1 à 4 du deuxième alinéa  
de l'article 74.1 de sa loi  
constitutive. Les conclusions de la  
présente décision visent en  
conséquence à permettre la  
participation de tout fournisseur  
intéressé, à accorder un traitement  
égal à toutes les sources  
d'approvisionnement, à favoriser  
l'octroi des contrats  
d'approvisionnement sur la base du  
prix le plus bas pour la quantité  
d'électricité et les conditions  
demandées et enfin à permettre la  
satisfaction de l'appel d'offres par  
une combinaison de contrats  
d'approvisionnement.

Donc, plus d'un service, plus d'un fournisseur.

C'est mon interprétation, je vous le soumetts. À la  
page 7, je vous réfère également à un autre passage

où on dit que :

À titre d'autorité réglementaire, la  
Régie doit néanmoins, par sa  
surveillance...

C'est votre article 31 de la Loi,

... s'assurer du respect par le  
distributeur des balises approuvées.  
L'approbation des contrats adjugés en  
vertu de l'article 74.2, alinéa 2,  
repose en partie sur cette assurance  
et vient conclure les formalités  
légales par lesquelles le législateur  
entend instaurer un équilibre  
concurrentiel pour l'approvisionnement  
en électricité des besoins qui  
excèdent l'électricité patrimoniale.

Finalement, à la page 16, on indiquait :

L'appel d'offres est une procédure qui  
vise à susciter la concurrence entre  
les offrants. Il permet ainsi à  
l'appelant d'attirer l'entreprise qui  
peut fournir le meilleur produit ou  
service, aux meilleures conditions.  
Cette procédure permet aussi de donner  
à toutes les entreprises intéressées

un accès égal au processus, selon une  
procédure juste, équitable et exempte  
de favoritisme.

Je vous réfère également au Règlement sur les  
conditions d'approbation des contrats qui réfère  
aussi au processus d'appel d'offres. Vous le  
retrouvez à l'onglet 2. Et j'aimerais attirer votre  
attention sur certains des alinéas de l'article 1.

On voit que :

La demande doit être accompagnée des  
contrats et contenir les informations  
suivantes :

1. une description de la contribution  
de chaque contrat au plan  
d'approvisionnement et lorsque l'appel  
d'offres est satisfait par plusieurs  
contrats, une description de la  
contribution de chaque contrat à  
l'appel d'offres;

4. Et donc, vous voyez que je mets de l'insistance  
sur le fait de « satisfait par plusieurs  
contrats ».

4. la démonstration que le contrat ou  
la combinaison des contrats comporte  
le pris le plus bas [...];

5. un rapport comparant les prix du contrat, de la combinaison des contrats ou de chaque contrat inclus dans la combinaison des contrats d'approvisionnement en électricité avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables;

Encore une fois, on fait référence à combinaison de contrats. Et je vous soumets que, encore plus, on fait référence à l'importance de faire la démonstration qu'on a fait l'exercice de vérifier les principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et de faire la démonstration de la justesse de l'entente proposée. Septième alinéa, on voit que :

7. le cas échéant, les suites données par le distributeur d'électricité au rapport de la Régie préparé dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de surveillance de la procédure d'appel d'offres [...].

Comme vous le savez, dans ce cas-ci, on n'a pas procédé par appel d'offres. Je vous réfère

maintenant aux décrets. Je les ai repris au complet. Je sais qu'on a... on a déjà la pièce, je pense que c'est B-33, où on a résumé les différents décrets. Je vous les ai remis dans l'intégralité. Ce que je voudrais vous indiquer relativement aux décrets, c'est qu'on parle de, à nouveau la notion de fournisseur québécois. Donc, quand on parle de fournisseur québécois, il faut avoir en tête, comme je vous disais, soit un producteur ou un négociant.

Et je vous soumets que le législateur n'a pas dit nécessairement qu'il s'agissait d'un contrat entre HQD et HQP, mais a ouvert la porte au marché et au fait qu'un fournisseur québécois pouvait également remplir les objectifs de ces décrets-là. Et je pense que le décret ne doit pas se lire en vase clos, il doit se lire essentiellement avec la loi qui est applicable. Et la loi qui est applicable, c'est l'obligation de procéder par appel d'offres.

(9 h 26)

Et je vous soumets qu'il y avait donc une intention claire de faire participer le marché au processus.

Dans ce contexte, je vous soumets qu'il n'est pas suffisant de prétendre que seule Hydro-

Québec Production peut fournir chacun de ces services. C'est d'ailleurs une affirmation que l'on a contredit et je pense qu'il est clair que l'on a jamais prétendu pouvoir offrir la totalité de l'entente. Mais ce que l'on vous a soumis c'est que l'on était capable d'offrir certaines portions et que pas juste EBM pouvait possiblement offrir certaines portions, et c'est ça qu'est l'objectif de procéder par appel d'offres.

Au niveau de la question du service de modulation je vous l'ai indiqué, je fais référence à l'engagement numéro 1. Et je pense que pour ce qui est du service de modulation, on ne peut pas parler de contraintes, on parle de fournisseurs québécois.

On vous a soumis qu'il y avait des ententes, qu'il y avait déjà eu dans le passé des ententes de stockage, de façonnage au Québec. Je vous réfère aux rapports annuels qui ont été déposés avec le rapport de EBM. Alors je ne pense pas que l'on puisse dire que ces services-là n'ont jamais existé. Et, quant à nous, on les voit comme effectivement un des services d'achat-rachat, tel que décrit dans l'engagement 1.

Pour ce qui est de la puissance

complémentaire, je vous ai référé déjà à notre preuve. Je vous réfère également au témoignage de monsieur Cormier du premier (1er) décembre, pages 8 à 13 où on vous indiquait ce que EBM était capable de fournir au niveau de ce service de puissance complémentaire.

Et je pense que le Distributeur a reconnu que d'autres fournisseurs tels Alcan avaient également des capacités. On est venu vous dire que c'était généralement dans un contexte d'interruptible. Si je reprends l'exemple de Rio Tinto Alcan, je vous soumetts que notre position c'est que si un fournisseur ou Rio Tinto Alcan est prêt à stopper, fermer ses machines, je vous soumetts qu'il serait certainement, et c'est une suggestion que l'on vous fait, qu'il serait certainement capable d'offrir de la puissance s'il est prêt à fermer ses machines. Et je pense que l'on, et d'ailleurs dans notre preuve on a indiqué également qu'il y avait plusieurs fournisseurs qui étaient disposés ou qui pouvaient offrir ce service de puissance complémentaire.

J'aimerais attirer également votre attention sur le fait que seul le décret, le premier décret de deux mille trois (2003) parle de

puissance hydroélectrique installée au Québec. Les trois autres décrets ne font plus mention de cette exigence. Les trois autres décrets font référence à fournisseurs québécois.

Je vous soumetts que l'évolution vient fort certainement du fait que l'on a reconnu une véritable contribution à l'énergie éolienne et, tel que maintenant reconnu par le NPCC, à hauteur de trente pour cent (30 %).

Pour la question des services complémentaires je vous réfère à la pièce EBM-17 en réponse aux demandes de renseignements de la Régie. Je vous soumetts que le législateur a prévu des cas de dispense et que le présent dossier ne tombe pas dans ces cas d'exception, et que la Régie doit donc exercer son pouvoir de surveillance et retenir notre argumentaire sur le fait que le processus d'appel d'offres n'a pas été respecté.

J'arrive à mon deuxième point qui est la question du caractère juste et raisonnable de l'entente. Ce qui me ramène au paragraphe, à l'article 74.1 que je vous ai déjà lu tout à l'heure sur la question de favoriser l'octroi des contrats sur la base du prix le plus bas. Et, selon nous, c'est ça le test et le fardeau que le

Distributeur doit rencontrer dans le présent dossier.

Et ce test-là il est repris également au Règlement sur les conditions d'approbation de contrats. Vous le retrouvez à l'article 1. C'est à l'onglet 2. Donc je vous réfère plus particulièrement aux alinéas 4 et 5 que je vous ai déjà lus tout à l'heure.

9 h 42

Alors nous soumettons que le Distributeur aurait dû faire la démonstration que son service... faire les vérifications à savoir s'il y avait d'autres ententes telles le service de façonnage-stockage et faire la démonstration, de façon précise, que les prix proposés au niveau de l'entente de modulation étaient comparables à ce qui se faisait ailleurs dans les marchés.

Et je vous soumetts que les questions d'entente d'intégration éolienne, ce n'est pas juste au Québec, dans la mesure où... en fait, ce n'est pas juste au Québec qu'il y a des parcs éoliens et on n'a pas fait de comparable ou de démonstration que c'est... les prix proposés, pardon, étaient comparables à ce qui se faisait ailleurs.

Vous avez d'ailleurs rappelé, dans le dossier du plan d'approvisionnement, l'importance de faire référence aux prix de marchés. Et je vous réfère, de façon plus spécifique, au paragraphe 250 de la décision du plan d'appro. Et je vous soumetts que, à plusieurs égards, en fait... oui, à plusieurs égards, l'entente ne réfère pas à des prix de marchés, on réfère à des prix négociés, à des prix fixes ou encore à des prix planchers.

Au niveau des prix négociés, vous avez les exemples suivants, au niveau du solde positif, le M-5, le un dollar (1 \$) US mégawatt par térawattheure additionnel. Ça, c'est des prix qui sont négociés. Sept dollars (7 \$) canadiens d'énergie modulée, encore une négociation. Service de réglage de production suivi de la charge, quand on utilise un facteur de un point cinq exactement (1,5 %), c'est de la négociation. Le deux dollars (2 \$) du prix plancher pour la puissance complémentaire, c'est encore de la négociation.

Au niveau des prix fixes, je vous réfère au prix du solde positif à quatre-vingt-onze point cinquante-quatre dollars (91,54 \$). Et au niveau du prix plancher, je vous réfère naturellement à la puissance complémentaire, et je vais y revenir tout

à l'heure au niveau de l'évaluation des différents services.

Nous sommes d'avis que - et ça apparaît dans notre preuve - que l'option sans entente pour nous est avantageuse et on a indiqué que c'est à hauteur, selon nos analyses, de trente-sept point trois millions de dollars (37,3 M\$).

Le Distributeur va tenter certainement d'attaquer nos différentes hypothèses de calcul sur la question des prix d'achat. On a expliqué dans notre preuve la raison pour laquelle on avait pris cette hypothèse-là. Et, à la base, je pense qu'il est important de rappeler qu'on est... on est contre le principe à l'effet que l'on devrait considérer le M-5. Et je sais que la Régie a rendu déjà plusieurs décisions à cet effet-là.

Mais, il ne faut pas oublier la chose suivante, c'est qu'il n'y a jamais eu de démonstration concrète de l'impact de revente de gros volumes d'énergie et il n'y a jamais eu d'étude empirique là-dessus. Ce qu'on a tenté à chaque fois de vous démontrer - et je vous sou mets que les chiffres ne parlaient pas d'ailleurs à cet effet-là, c'était sur la base des chiffres de deux mille sept (2007), on est rendu en deux mille onze

(2011), et une occurrence en deux mille dix (2010) pour montrer un lien de cause à effet. Et je vous soumetts qu'on n'arrivait même pas justement au M-5. Mais, la position que l'on a prise au niveau des prix d'achat, c'était essentiellement en réponse à la position prise par le Distributeur au niveau du M-5.

À tout événement, on vous soumet que s'il y a, à ce point-là, un effet sur les prix, il faudrait que cet effet-là soit considéré également dans l'achat. Et c'est ce qu'on a fait dans le contexte de notre analyse. On a également soulevé la question des frais de transport dans le contexte de notre analyse.

Je vous réfère au témoignage de monsieur Cormier du premier (1er) décembre deux mille onze (2011), d'hier, aux pages 31 à 33 qui expliquait la raison de cette analyse au niveau des coûts fixes. Et je vous soumetts que lorsqu'on enlève les frais de transport à l'analyse du Distributeur, les frais de courtage et les perte - et ça, je vous réfère à la pièce HQD-1, Document 1, pages 34 et 35 - c'est une différence de dix point un millions (10 M\$) sur trois ans en faveur du scénario sans entente.

Je vous soumetts d'ailleurs qu'on n'a jamais

fait la démonstration, donc on n'a pas fait la démonstration de M-5, mais on n'a pas fait non plus la démonstration de M moins treize (13 \$) avec tous les autres frais, si on comprend tous les frais de transport, de courtage, et caetera.

9 h 47

Il y a certains points de l'analyse du Distributeur dont il faut reparler, notamment la question de l'utilisation des moyens actuels. Et je réfère plus particulièrement à la question de la convention d'énergie différée.

Vous vous souviendrez que dans l'analyse et je pense que ce que je veux vous dire c'est qu'essentiellement entre l'analyse que l'on fait au niveau de l'utilisation de la convention différée et ce que l'on a eu comme information à l'effet qu'on avait, et je vous rappelle le « scoop » là, le « scoop » de la semaine prochaine, où c'était la décision de ne pas différer.

Alors l'analyse réfère à une chose et dans les faits le Distributeur nous dit qu'il ne différera pas. Alors je pense qu'il y a une contradiction entre l'analyse que l'on a fait et ce que l'on entend faire dans la vraie vie.

Je vous réfère plus particulièrement à la

pièce HQD-2, Document 1, page 14. Par opposition au témoignage de monsieur, si je ne m'abuse, Dufresne du trente (30) novembre deux mille onze (2011) aux pages 68 et 69.

Je vous rappelle également que HQD dans son analyse a considéré que le patrimonial devait être réduit de cinquante pour cent (50 %) des surplus à revendre. C'est la pièce HQD-2, Document 1, page 27. On considère que c'est un montant qui est trop conservateur.

Que selon nous on grossit de façon trop grande le risque associé à l'éolien. Et cet, vous devriez avoir cet, cet aspect-là en tête au niveau de la révision de l'analyse économique qu'a fait le Distributeur de l'entente.

Ce qui m'amène à aborder mon troisième point qui est la question de l'opportunité de l'entente. Je reviens très rapidement pour vous dire qu'à la base dans notre mémoire on a parlé des outils qui répondaient déjà selon nous à ce qui était visé par l'entente.

On parlait des mécanismes de « balancing » pour l'aléa de la charge et de la génération. On a fait référence et monsieur Cormier l'a indiqué également à ce qui existait déjà. Je vous réfère

naturellement à l'utilisation de l'électricité patrimoniale, entente cadre, et l'utilisation des services d'écart de réception et de livraison.

Ce que je veux faire maintenant c'est revenir de façon plus spécifique avec les trois services. Tout d'abord, le service de modulation. On vous a déjà mentionné que le sept dollars (7 \$) était un prix négocié.

Je vous soumetts qu'on n'a fourni aucune justification de cette base de calcul, outre de vous dire que ça représente les coûts évités. Mais même là au niveau des coûts évités on ne vous a pas fourni aucune justification à l'appui.

Au niveau du compte de modulation on a vu qu'on a un traitement différent dépendamment du solde positif ou négatif. J'attire ça à nouveau à votre attention. Et que pour ce qui est du prix proposé pour le solde positif, on considère que le, ce qui est proposé favorise grandement le Producteur.

Essentiellement, ce que ça va faire c'est que HQD, je m'excuse, je reprends. D'un côté HQD vous dit que l'entente de modulation va permettre d'éviter de faire des reventes, mais ce qu'il vous soumet comme prix pour les fins du solde, c'est

M-5.

Alors essentiellement, on ne prévoit pas de revente, mais on va permettre au Producteur d'acheter à M-5. Mais le Producteur lui quand il va revendre, il va revendre à la zone M qui essentiellement qu'il contrôle ou il va revendre à d'autres interconnexions.

Alors la question juste du cinq dollars (5 \$), selon nous, quand on regarde et je vous réfère à la pièce HQD-1, Document 1, page 17 et suivantes. Ça représente une vente à chaque heure de deux cent onze mégawatts (211 MW).

Le cinq dollars (5 \$) représente un profit presque de trente millions de dollars (30 M\$) juste en fonction de ces éléments-là et de ce paramètre-là.

Le service de puissance complémentaire. Alors HQD a suggéré qu'il y avait un lien à faire entre le service de modulation puis la puissance complémentaire. Encore une fois c'est un tout selon HQD indissociable que cette puissance complémentaire de quarante-cinq pour cent (45 %) et non pas de quinze pour cent (15 %).

Je pense que c'est important à ce stade-ci de revoir le contrat et de revoir ce que le contrat

prévoit. Parce que quand on regarde le contrat on parle de trois services spécifiques et de trois rémunérations spécifiques.

9 h 52

Je vous soumetts qu'il n'y a pas une clause de cette entente-là qui vient vous dire que l'un des services est conditionnel à l'autre et il est faux de prétendre qu'on a séparé ces services-là juste pour les fins de la rémunération. Vous allez voir, il y a une définition du service et il y a une rémunération applicable à chaque service.

Si on regarde la notion de puissance complémentaire telle que définie au contrat, alors dans les définitions à l'article 1.10 de l'entente on dit que :

L'expression puissance complémentaire a le sens qui lui est attribué à 3.2.1.

Alors on va voir 3.2.1 :

Service de puissance complémentaire.  
Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournit au Distributeur une garantie de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats

éoliens en service commercial lors des  
mois de janvier, février, mars et  
décembre, la puissance complémentaire.  
C'est défini, c'est ça la puissance complémentaire.  
On ne parle pas ici de quarante-cinq pour cent  
(45 %) de valeur horaire garantie, c'est clairement  
défini ce que l'on entend et c'est le... c'est  
quinze pour cent (15 %).

Je vous réfère également à la réponse aux  
demandes de renseignements de l'UMQ, c'est la pièce  
HQD-1 document 9, page 13, qui comme référence à la  
question, avait la pièce HQD-1 document 1, page 10,  
et plus spécifiquement la question 5.1 :

Veuillez préciser si la puissance  
complémentaire sera fournie par le  
Producteur ou encore par les parcs  
éoliens, ces deux notions divergentes  
étant mentionnées à la référence i).

La puissance complémentaire est  
associée aux ressources du Producteur.

5.2 :

Veuillez expliquer comment les parcs  
éoliens pourraient fournir une  
puissance de 45 % tel que mentionné à

la référence i).

Pour garantir des livraisons à la hauteur de 45 % de la puissance installée, les parc éoliens doivent être appuyés par des ressources du Producteur à la hauteur de 15 %, puisque leur contribution propre est de 30 %.

Finalement, la question 5.5 :

Si, pour un mois donné, le Distributeur voulait prendre plus que le 15 % de puissance complémentaire et que le Producteur avait une puissance disponible correspondant au besoin additionnel du Distributeur, veuillez indiquer si l'Entente le permettrait. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi elle ne pourrait pas être modifiée pour le permettre.

Réponse :

La puissance complémentaire permet de raffermir les livraisons en énergie et d'augmenter la contribution propre en puissance des contrats éoliens de

15 %. L'Entente ne prévoit pas  
l'acquisition de puissance  
complémentaire supérieure à ce niveau.

Alors selon nous il est clair que l'on parle d'une contribution des parcs éoliens qui est évaluée à trente pour cent (30 %), qui est conforme aux critères du NPCC, et que c'est même inclus au bilan de puissance, et que la puissance complémentaire c'est le quinze pour cent (15 %) additionnel, tel que prévu à l'entente.

Même si on a tenté de faire un lien entre les deux, l'entente, selon nous, elle est claire, la preuve que... dont je viens de vous faire référence l'est également, c'est deux services qui sont indépendants.

Et je vous soumets qu'il n'y a pas de changement ici entre ce qui est proposé et ce qui avait été indiqué dans le contexte du plan d'appro. Ce qui me ramène à vous parler de la décision du plan d'appro, je tiens à vous préciser que le Distributeur n'est pas allé en révision de cette demande-là et que je suis bien surprise quand on commence à me dire que des admissions qui sont reprises dans une décision il ne faut pas les lire de cette façon-là. Une admission c'est une

admission, puis si on considérait qu'il y avait lieu d'en appeler, de faire une révision, je vous soumetts qu'on aurait dû le faire.

Quand on regarde cette décision-là, on voit que les mêmes enjeux au niveau de la puissance complémentaire de... qui était de quinze pour cent (15 %), et ça commence au paragraphe 251, la décision vous l'avez à l'onglet 7.

Tout d'abord, au paragraphe 252 on reprenait le même... le même argument qui était fait dans le contexte de l'intégration éolienne et qui est fait aujourd'hui à l'effet que le Distributeur... que la position du Distributeur est à l'effet que l'EGM ne constitue pas un nouvel approvisionnement et n'est donc pas assujetti à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la loi.

Il soumet qu'il s'agit d'un moyen de gestion opérationnelle. Alors c'est la même chose qu'on avait plaidée à ce moment-là. Le paragraphe 253, on a indiqué que lors de l'audience le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire serait fournie par le Producteur. La preuve au présent dossier est au même effet. À la fin du même paragraphe, ils mentionnent qu'ils

pourraient acheter de la puissance sur le marché au besoin accompagné d'énergie mais qu'il ne s'agirait pas du même produit que la puissance complémentaire offerte par l'EGM.

(9 h 59)

254 :

La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 mégawatts et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance.

Je vous sou mets qu'avec ce que vous avez au dossier, le contexte juridique et la preuve qui vous est soumise, vous ne pouvez pas arriver à une autre condition, à une autre conclusion, pardon, qu'il s'agit également, c'est la même entente, c'est les mêmes caractéristiques d'un approvisionnement postpatrimonial en puissance.

Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens.

Je vous ai déjà fait mon commentaire sur la question d'admission.

Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doive nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement

qui est le même

ne puisse être comblé par un approvisionnement assujetti à la procédure d'appel d'offres.

Alors, je vous soumets respectueusement que vous avez déjà conclu que ce service, le service de puissance complémentaire, devait faire l'objet d'un appel d'offres et que l'on refait le même débat devant vous aujourd'hui. Et que dans un contexte de cohérence réglementaire, vous devez donc arriver à la même conclusion.

Toujours au niveau du service de puissance complémentaire, on vous soumet que le prix proposé pour cette puissance complémentaire est déraisonnable. On a fait la démonstration que le deux dollars (2 \$) comme prix plancher ne tenait pas la route. Je vous réfère à la demande de renseignements de la Régie au Distributeur HQD-2,

Document 1, page 4, et également de notre mémoire où on faisait référence à la prévision de la valeur de la puissance, et ça se retrouve à la page 19 du mémoire.

Quelques mots sur les services complémentaires maintenant. Je vous indique que l'on peut s'interroger fortement sur l'utilité de faire référence au réglage de fréquence, réserve tournante, réserve arrêté, quand dans l'entente même on indique qu'il n'y a pas de besoins.

La Régie a également, je vous soumetts, par la pièce A-33, démontré les coûts fort importants relativement au suivi de la charge et à la provision pour aléas. Je vous soumetts que, par ses réponses, le Distributeur n'a pas démontré que ces coûts étaient justifiés.

Et je pense qu'également on peut avoir un grand point d'interrogation au niveau de la question des décrets quant à l'application des services complémentaires sans processus d'appel d'offres.

Il ne faut pas oublier également que l'entente qui est proposée élimine à toutes fins pratiques toute possibilité de revente. Je vous réfère aux commentaires et aux points soulevés dans

notre mémoire au niveau de l'« ATTENDU », le fameux « ATTENDU » de l'entente qui indique que l'on veut empêcher l'utilisation de l'entente à des fins spéculatives. On a vu dans d'autres dossiers toute la question d'interprétation qui était liée à ce vocable. Mais on comprend qu'ici le Distributeur dit haut et fort qu'il n'y aura pas de revente et que c'est impossible en vertu de l'entente.

De fait, il ne reste presque plus de capacité de revente si on regarde la pièce HQD-2, Document 1, page 12. Je vous soumetts que cette position est contraire à la décision du plan d'« appro », d'approvisionnement, pardon, et je vous réfère plus particulièrement aux paragraphes 181 à 183 de la décision du plan d'« appro ». Vous me donnez deux petites minutes. On indique ce qui suit :

Dans le cas où le Distributeur entendrait recourir de nouveau à des transactions financières, la Régie s'attend à ce qu'il démontre les avantages nets de procéder à des transactions financières avec le Producteur plutôt que de différer les quantités d'énergie visées ou de

revendre celles-ci sur les marchés compte tenu des moyens dont il dispose. La Régie considère que le Distributeur a avantage à maintenir ouverte et active l'option de revente de certaines quantités sur les marchés pour équilibrer son bilan en énergie en conservant le maximum de flexibilité et pour assurer une gestion prudente et efficace de ses approvisionnements.

Par ailleurs, lors du dépôt du prochain plan d'« appro », la Régie demande au Distributeur de présenter un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion des transactions financières avec le Producteur dans une perspective de gestion du solde du compte d'énergie différée à court, moyen et long terme.

Ce que je veux vous indiquer c'est qu'essentiellement, par l'entente, on se trouve à consolider la vente de surplus à une seule contrepartie qui est HQP. Alors toute la problématique des transactions financières, bien, se retrouve dans le compte de

modulation. Alors plutôt que de procéder par transactions financières, on se trouve à créer un compte de modulation qui a essentiellement le même objectif parce que la revente n'est plus autorisée et la seule partie, contrepartie qui pourra acheter ces surplus c'est le Producteur.

10 h 05

Alors, en somme, on constate qu'il y a de nombreux avantages accordés à HQP. Il se fait payer de la puissance à deux dollars (2 \$) au lieu du prix de marché qui peut être pas mal plus bas, comme on l'a vu. Il achète les surplus du Distributeur à M-5 et il peut revendre ensuite à profit. Il se fait payer sept dollars (7 \$) pour le service de modulation alors qu'il est déjà payé, selon nous, pour d'autres services qu'il fournit dans le contexte de l'ensemble des outils de gestion.

Je termine en vous rappelant certaines autres problématiques, et je ne veux pas prendre trop de... je termine là-dessus.

On vous a parlé de la clause de résiliation. Selon nous, ça pose problème quand on veut essayer d'interpréter un contrat et que la partie même qui a signé le contrat n'est pas en

mesure de nous fournir comment cette clause-là va s'appliquer. Selon moi, c'est un non-sens.

La clause d'informations aux vingt (20) minutes, je vous indique que nous considérons toujours qu'elle avantage HQP. HQP aura la possibilité d'avoir une connaissance fine des besoins du Distributeur. Quand on regarde l'entente de confidentialité qui a été conclue le vingt-cinq (25) novembre, on voit que c'est en fonction de... la personne qui signe et qui s'engage à ça, c'est en fonction des besoins qu'elle aura. Et cette notion-là de besoins dans le cadre d'une information confidentielle pour les besoins d'un dossier, pour le besoin d'un contrat, c'est très large.

Alors, je termine en vous disant que, selon nous, le Distributeur n'a pas fait la démonstration qu'il respectait les critères législatifs et réglementaires ni la démonstration des avantages économiques de cette entente-là.

Et je vais juste terminer à la blague en vous disant que, puisque je ne serai pas parmi vous la semaine prochaine et que, généralement à la fin de toutes ces audiences, tout le monde se souhaite une belle période des Fêtes, alors je vais vous le

dire d'avance. Et je vous remercie de votre attention. Merci à la Régie.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin...

Me PAULE HAMELIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

... donnez-moi quelques secondes.

M. GILLES BOULIANNE :

Maître Hamelin, peut-être une petite question.

Concernant les services que EBM peut s'engager à rendre dans le cadre là de cette entente globale de modulation, est-ce que ça représente... j'ai compris que ce n'était pas pour l'ensemble des services, est-ce que ça représente une partie de l'entente globale de modulation ou est-ce que ça représente une partie des services, des trois services qu'on retrouve à l'intérieur de l'entente globale de modulation?

Me PAULE HAMELIN :

Ça représente une partie des services que l'on retrouve dans l'entente globale de modulation. Alors, si vous me demandez, je... si vous me demandez si je peux faire exactement la même chose dans son intégralité, tel que proposé ici, la

réponse est effectivement « non ».

M. GILLES BOULIANNE :

Mais, ce serait une partie d'un service.

Me PAULE HAMELIN :

Une partie d'un service.

M. GILLES BOULIANNE :

D'un service.

Me PAULE HAMELIN :

Bien, en fait, on vous a répondu au niveau de  
l'engagement pour ce qui est...

M. GILLES BOULIANNE :

Oui.

Me PAULE HAMELIN :

... du service de modulation. On vous a répondu  
également au niveau des services... En fait, pour  
chacun des services, on vous a répondu « en  
partie ».

M. GILLES BOULIANNE :

O.K. C'est clair. Merci, Madame, Maître.

LE PRÉSIDENT :

Maître Hamelin, merci beaucoup.

Me PAULE HAMELIN :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Et de Joyeuses Fêtes à vous-même. Il est... Maître

R-3775-2011  
2 décembre 2011

- 74 -

PLAIDOIRIE  
EBM  
Me Paule Hamelin

Sicard, il est dix heures neuf (10 h 09). Nous allons prendre une pause, si vous me permettez. On a commencé à huit heures trente (8 h 30). On va prendre une pause de quinze (15) minutes. Donc, par la suite, effectivement, UC, UMQ et FCEI vont... ça, c'est certain qu'ils vont passer avant dîner. Ça vous va? Alors, bonne pause. On revient dans quinze (15) minutes, c'est-à-dire à dix heures vingt-cinq (10 h 25), heure de la salle d'audience. Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

---

REPRISE DE L'AUDIENCE

10 h 28

LE PRÉSIDENT :

Une tuque pour le sténographe. Bon début de grippe, Maître Sicard. On a fait augmenter la température dans la salle.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je ne peux pas vous garantir, Monsieur le président, que c'est une grippe, c'est peut-être juste de la fatigue et le froid dans la salle.

Me LISE DUQUETTE\* :

Maître Sicard, vous avez encore un mois à faire avec nous, alors...

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, oui, puis je ne veux pas tout vous ramener. On va faire attention.

LE PRÉSIDENT :

Et je ne peux pas vous y remplacer. Alors on vous cède la parole.

PLAIDOIRIE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

Alors bonjour. Hélène Sicard pour l'Union des consommateurs.

Alors aujourd'hui contrairement à ce qui est mon habitude, je n'ai pas d'argumentation, de plan d'argumentation écrite pour vous. Je m'en excuse. Il y a deux raisons à ça. Le déroulement et l'horaire de ce dossier, mais aussi parce que je suis ici pour dire qu'UC appuie la demande du Distributeur.

O.K. Ce n'est pas..., je ne sors pas les tambours et les trompettes. Ce n'est pas un appui « hourra, hourra », ce n'est pas ce genre d'appui là. C'est un appui où il y a quand même des réserves. Je vais vous les expliquer, mais substantiellement on pense que cette proposition d'entente est une bonne chose pour les consommateurs.

Alors le Distributeur demande à la Régie

d'approuver une entente, qu'il a nommée l'entente globale de modulation, et qu'il a convenue avec le Producteur HQP. Elle prévoit essentiellement cette entente que le Producteur va fournir, et Producteur Hydro-Québec, trois services relativement à la production qui a été acquise suivant divers décrets du gouvernement par le Distributeur.

Les services essentiellement sont un service de modulation, c'est-à-dire de permettre le transfert de l'énergie d'été, entre autres des retraits sans contrainte, si la demande est inférieure à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW). Ce qui serait le cas pour quatre-vingt-dix pour cent (90 %) des heures hivernales et on pourrait retirer ça l'hiver.

Quand il répond à mon contre-interrogatoire, il ne veut pas le nommer comme du stockage, mais finalement il finit par nous dire que c'est un petit peu comme du stockage.

Et ça c'est au coeur de l'entente et ça c'est ce qui fait que l'Union des consommateurs, malgré les certains désavantages que je vais vous nommer, fait qu'on approuve l'entente parce que c'est un service dont on a besoin.

Et c'est un service qui va être utile

surtout dans le contexte où on a des surplus parce qu'il permet de mieux utiliser l'énergie qu'on a dû acquérir en vertu des décrets.

Alors le service offert est également une puissance complémentaire à hauteur de quinze pour cent (15 %) qui, selon le Producteur et selon ce que vient nous dire le Distributeur, va permettre de raffermir les livraisons associées à la production éolienne en tout temps à hauteur de quarante-cinq pour cent (45 %) de ladite production installée. Il y a également des services complémentaires qui sont là pour assurer la fiabilité et la sécurité du réseau de transport.

Au rapport de l'expert Co Pham que nous vous avons produit comme pièce C-UC-0012, on note et pour nous c'est important que les coûts du service de, sont ceux qui dominent et de loin, il les évalue à peu près à quatre-vingt-sept pour cent (87 %) des coûts de l'entente.

L'évaluation faite par l'expert Co Pham prend cette réalité en compte. Le fait que l'entente permet de transformer les surplus d'été en approvisionnement d'hiver et selon notre expert, et évidemment on est d'accord, particulièrement intéressant pour les consommateurs compte tenu des

profils des besoins.

Par contre, le prix à payer pour ce service, sept dollars/mégawattheure (7 \$/MG), un prix qui a été négocié sans référence au prix de marché apparaît élevé à UC.

Mais l'analyse économique de l'alternative qui nous est présentée par le Distributeur soutient que, et notre expert est d'accord, que cette alternative, donc un scénario sans entente, tous les services confondus de l'entente évidemment, serait encore plus dispendieux.

10 h 34

La comparaison que fait le Distributeur entre entente et sans entente n'est pas faite par service, c'est-à-dire les trois services offerts dans l'entente, il la fait pour l'ensemble des services fournis.

Il nous explique, et selon UC, il justifie... c'est justifié, l'entente est un tout et elle doit être perçue comme tel et ne peut s'évaluer ou s'adopter et être utilisée à la pièce, et ce malgré l'argument qui aurait... qui pourrait possiblement être fait.

Alors une autre problématique, et c'est

pour ça que je dis pas de tambour, c'est le prix si le solde du compte est négatif. Par contre, ce qu'on nous dit c'est que le prix à payer dans le cas où le solde serait négatif c'est quatre-vingt-onze point quatre-vingt quelque chose, pour UC c'est très élevé.

Mais dans le contexte où le Distributeur est en situation de surplus, et ce pour encore plusieurs années, dans le contexte où le Distributeur nous donne l'assurance en audience, alors c'est les notes sténographiques, volume 2, page 107, à l'effet qu'il a une obligation et qu'il compte l'assumer, de s'assurer que le compte ne sera pas négatif, et finalement avec l'assurance, parce que UC va vous faire cette demande, que la Régie exerce un suivi très serré de cette entente et des motifs qui pourraient amener ou des circonstances qui pourraient amener le Distributeur à se retrouver en situation de solde négatif, nous croyons que tout ça mis ensemble fait qu'il est vraiment peu probable que le solde de ce compte se retrouve à être négatif pour les prochains trois ans et donc que le Distributeur ait à payer ce prix.

Donc le prix est très élevé mais on ne

pense vraiment pas qu'on va avoir à le payer, mais on vous demande d'indiquer au Distributeur que vous allez faire un suivi très serré des dispositions et des actions qu'il prendra pour s'assurer que le compte ne soit pas négatif en fin d'année.

Le prix de revente, premièrement on note qu'en aucun cas le Producteur ne pourra payer pour le solde de l'énergie au compte... qui resterait dans le compte d'énergie modulée en fin d'année, moins que le coût de l'électricité patrimoniale. Alors notre expert nous confirme, et on est d'accord avec ça, que c'est une bonne protection.

Par contre, et là c'est pour ça qu'il n'y a pas de trompette, pour le reste, l'expert exprime des réserves quand même sérieuses relativement à cette formule du M5... M-5 et également la formule de prix dégressif qui est présentée dans l'entente. Mais cette portion demeure qu'elle est autour de huit pour cent (8 %) du coût de ce qu'est l'entente, je m'excuse, demeure minimale c'est le service de puissance complémentaire qui est à huit pour cent (8 %).

Alors considérant l'ensemble de l'entente et la garantie face à « prix minimum : électricité patrimoniale », on pense que... on vous soumet que

pour les prochains trois ans c'est acceptable pour ce qui est du service de puissance complémentaire.

Tout comme le souligne le Distributeur en audience, alors c'est le volume 2, pages 117 et 118, et notre expert, dans son rapport, aux pages 19 et 20, le service de puissance complémentaire offert dans l'entente est étroitement lié au service de modulation.

Ici encore le prix n'est pas optimal puisque le prix plancher appert élevé. Toutefois, ce prix même élevé n'est pas suffisant pour affecter la rentabilité de l'entente de manière significative puisque notre expert fait l'analyse que même si le prix était à zéro, c'est-à-dire que l'entente demeurerait rentable.

(10 h 39)

La Régie se questionnera peut-être à savoir si le service qui est prévu à l'entente aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres ou être obtenu d'un autre fournisseur qu'Hydro-Québec Production.

Selon UC, pour ça il faut d'abord se poser la question est-ce qu'un autre fournisseur au Québec a la capacité, non pas théorique, mais réelle et pratique de l'offrir.

Le Distributeur nous dit que, non, personne

n'a cette capacité de l'offrir d'une façon pratique. Bien qu'il reconnaisse que, théoriquement, il pourrait y avoir d'autres fournisseurs.

Alors donc même si on a une réponse affirmative, si cette affirmation demeure dans la théorie et, malheureusement, avec tout le respect que j'ai pour la procureure d'EBM et EBM, les affirmations qui ont été soumises par EBM, et vous le noterez aux notes sténo et je pourrai vous les énumérer à la fin de son témoin monsieur Pascal Cormier, sont souvent précédées du mot « théoriquement ». Quand on lui pose la question est-ce qu'il peut offrir son deux cent cinquante (250) mégawatts de puissance, c'est toujours précédé, dans les notes si vous tapez « théoriquement » vous allez retrouver ce mot à...

On ne peut pas vivre, on est à minuit moins un (23 h 59) du début du besoin d'une telle entente, premier (1er) janvier deux mille douze (2012). Je comprends que ce sont des circonstances hors du contrôle de vous la Régie et nous les intervenants. La demande a été déposée à un moment X, elle est entendue à ce moment Y. Mais on se retrouve avec une entente qui a trois ans, qui

commence le premier (1er) janvier deux mille douze (2012) où on aura besoin à la pointe à l'hiver, tout l'hiver, de ce qui serait constitué dans ce compte de modulation et ce sera rentable, selon l'analyse que le Distributeur en fait et notre compréhension de cette analyse, pour ces trois années-là.

Alors de la théorie où il n'y a pas d'offre pratique, réaliste et sur la table, d'un fournisseur, me fait vous demander de considérer avec énormément de retenue et de réserve ce qui a été avancé par EBM quant à sa capacité théorique.

Pour ce qui est des services complémentaires ils sont utiles et nécessaires pour assurer la sécurité et la fiabilité énergétique des approvisionnements, et les coûts qui sont prévus à l'entente, selon notre expert, et on est d'accord, UC est d'accord, sont bien justifiés. Et de toute façon ils ne sont pas un enjeu dominant selon UC dans le présent dossier, bien que le service soit nécessaire.

Par contre, j'attire votre attention sur les pages 29 et 30 du rapport de monsieur Co Pham qui recommande que la Régie exige du Distributeur un suivi détaillé de tous les coûts

d'approvisionnement et des revenus de revente qui seraient affectés par l'application éventuelle de l'entente sur une base annuelle. Ce suivi détaillé devrait comprendre, et on vous demandera de demander au Distributeur d'inclure ces éléments dans son suivi, les éléments coûts réels et prévus et les explications appropriées pour les éléments suivants : le service de modulation prévu dans l'entente, le service de puissance complémentaire prévu dans l'entente, les services complémentaires prévus dans l'entente, l'état d'évolution du solde du compte de modulation pour chacune des années de la période deux mille douze (2012) à deux mille quatorze (2014), la revente du solde du compte de modulation et son prix, l'utilisation du contrat cyclable, l'utilisation du contrat d'énergie de base avec le Producteur, l'utilisation du contrat d'électricité patrimoniale, l'utilisation des contrats d'énergie différée, l'achat et la revente de la puissance et d'énergie sur les marchés pour chacune des années où l'entente s'appliquera.

10 h 40

Les conclusions auxquelles arrive UC dans ce dossier sont les mêmes que celles que notre expert a énoncées aux pages 30 et suivantes de son

rapport.

Pour sauver du temps, je ne vous en fais pas une lecture complète, vous avez le rapport. C'est la pièce C-UC-0012, c'est presque deux pages et demie. Je vous demande d'en prendre connaissance et je vous demande d'en tenir compte lorsque vous rendrez votre décision.

Donc, que UC recommande à la Régie d'approuver l'entente soumise pour approbation par le Distributeur ne veut pas dire que tous les aspects de l'entente sont à l'entière satisfaction de UC. Toutefois, les avantages économiques qu'elle devrait procurer au Distributeur et à sa clientèle priment pour nous sur les aspects moins optimaux et plus difficile à accepter.

Alors, est-ce que l'entente fournit les services auxquels on s'attendait suite aux audiences qu'il y a eu dans le plan d'approvisionnement? Oui.

Est-ce que les services sont conçus pour bien répondre aux besoins de la clientèle du Distributeur et du profil de consommation? Oui.

Est-ce qu'elle aurait pu être optimisée, entre autres, financièrement par rapport à ce qu'on a devant nous? Est-ce qu'on aurait pu avoir une

meilleure entente? Peut-être, mais on ne l'a pas négociée, puis là on est... c'est-à-dire ce ne sont pas les intervenants qui l'ont négociée. Elle n'a pas... les paramètres de cette entente-là, bien que certains aient été soumis dans le plan d'approvisionnement, n'ont pas, parce que ce n'est pas l'habitude prise par le Distributeur - et les suivis...

Quand le Distributeur fait des ententes, il ne vient pas voir la Régie d'avance pour dire « je vais ou je pense avoir besoin de tel produit, telle entente ». Est-ce que vous êtes régi et d'accord avec moi que j'aurais besoin de ce type de contrat? Alors... et vous demander, par exemple, votre avis sur ce que lui pense qui devrait être dans le contrat et ce que vous pensez qui devrait être dans le contrat pour qu'après la Régie lui dise : « O.K. C'est ce qu'on veut. Vas le négocier ».

On arrive devant la Régie avec on approuve ou on rejette une entente qui est déjà « signée », entre guillemets, et qui va entrer en vigueur si vous l'approuvez. Elle ne peut pas et vous ne pouvez pas, de la façon dont les choses sont conçues, accepter juste une partie de l'entente et rejeter le reste, la signature est là. C'est

évident que ça crée certaines contraintes, entre autres, dans le cas présent, de temps. Et on doit prendre ça en considération quand on vous demande d'approuver l'entente.

Entre autres, il y a des articles qui pour UC pourraient s'avérer problématiques. Et dans l'éventualité où il y aurait d'autres ententes dans l'avenir, ce serait peut-être opportun, dans le cadre du présent dossier, d'indiquer au Distributeur que, par exemple, l'article 5.2, dans le cas de cette entente, qui prévoit la résiliation du contrat par l'une des parties, si les conditions de marchés sont modifiées.

On a posé des questions, on a eu des réponses vagues et imprécises. Selon nous, cette clause demeure vague, imprécise et ouverte à une trop large interprétation. Il aurait fallu définir, si on voulait une telle clause, qu'est-ce qu'on entend, de façon beaucoup plus précise, par une modification des conditions de marchés pour que l'entente soit annulée, par exemple, par le Producteur.

Un autre article est l'article 7 qui prévoit que les règlements de différends, s'il y a un différend, c'est référé au président d'Hydro-

Québec. Pour nous, un tel processus de règlements de différends emporte un certain conflit d'intérêt puisque... Écoutez, Hydro-Québec, elle est là pour faire des profits, on ne se le cache pas, on le sait.

Le Distributeur, lui, est réglementé. Donc, s'il y a un conflit qui peut amener via le Producteur Hydro-Québec à faire plus d'argent, on met son président face à un conflit d'intérêt lorsqu'il gère un règlement de conflit ou d'interprétation de l'entente et ce n'est pas désirable.

L'article 9.8, je comprends que plusieurs contrats ont souvent une clause qui indique que si une partie de l'entente est invalide, les autres clauses demeurent valides, mais il aurait été opportun de préciser de quelle façon l'entente ne pouvait, par exemple, les trois services, qu'ils sont exactement ce que le Distributeur nous décrit et qu'ils sont intégrés et que un ne peut pas être invalidé sans invalider les autres si on veut avoir une clause générale comme le 9.8.

Une autre... un autre aspect de l'entente qui nous apparaît difficile dans le contexte où depuis plusieurs années et depuis la création de la

Régie de l'énergie, on veut maximiser les échanges et le développement d'un marché de l'énergie, c'est la clause 3.1.2 qui interdit la revente des produits de la production qui est soumise à l'entente par le Distributeur, même s'il pouvait en offrir un meilleur prix pour l'offrir exclusivement à Hydro-Québec Production.

(10 h 51)

Alors évidemment, on est également déçu que le Distributeur n'ait pas demandé de façon directe et précise au Producteur, ou à un autre fournisseur, s'il était possible d'acquérir une convention de stockage inter- et multiannuelle.

La Régie a déjà posé des questions à cet effet-là et on demanderait que la Régie lui redemande d'explorer cette avenue qui demeure une avenue désirable et souhaitable, et ce, même si l'entente est accordée ou validée par la Régie.

Alors je pourrais continuer à vous citer divers éléments qui, d'une certaine manière, nous ont déçus. Mais, pratiquement et non théoriquement, on a deux alternatives devant nous pour débiter l'année deux mille douze (2012). C'est le scénario avec l'entente et le scénario sans l'entente. Et on juge que le scénario avec l'entente est le scénario

optimal dans les circonstances et dans le cadre que l'on vient de vous décrire, et on vous demande de l'adopter.

J'ai souligné, en terminant, et porté à l'attention du Distributeur ce fameux article 9.8 de l'entente. Je vais juste, je termine ici, Maître Turgeon, je vais juste vous souligner que ce que l'on vous demande à la Régie c'est de ne pas déclarer, si vous deviez vous rendre à l'argument que certains de mes... Maître Hamelin vous a plaidé qu'il devait y avoir appel d'offres. Certains de mes confrères, dont maître Neuman, vont venir vous plaider qu'il ne doit pas y avoir d'appel d'offres.

Nous, notre position c'est l'entente doit être vue comme un tout comme l'a décrit le Distributeur pour être utile. Alors ce que l'on vous demande c'est, si pour une raison quelconque vous jugiez, malgré les représentations qui vont vous être faites par d'autres intervenants un peu plus tard, qu'il aurait dû y avoir appel d'offres, dans ce cas-là je vous demande de rejeter l'entente au complet et de ne pas juste invalider une section par exemple de l'entente. Ce qui ne serait pas opportun parce que si on maintient juste le service de modulation, par exemple, ou les services

complémentaires, ça devient trop onéreux et ce n'est plus rentable d'avoir l'entente comme nous l'avons là, il faut la voir comme un tout.

Et je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. Maître Duquette.

Me LISE DUQUETTE :

Lise Duquette pour la Régie.

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui.

Me LISE DUQUETTE :

Je veux juste m'assurer, je vais juste résumer, vous me dites si j'ai bien compris votre position. Alors ce qui satisferait les consommateurs résidentiels que vous représentez c'est, malgré les réserves que vous avez, un tien pratique vaut mieux que deux tu l'auras, théorique.

Me HÉLÈNE SICARD :

Voilà!

Me LISE DUQUETTE :

Merci beaucoup.

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est exactement notre position. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Je n'ai pas terminé, Maître Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je m'excuse.

LE PRÉSIDENT :

Justement moi aussi la théorie à la pratique ou la pratique à la théorie. Vous avez mentionné sur la question quand vous nous avez abordé la question justement du pratique et du théorique, la théorie à la pratique. Qu'avant d'aller en appel d'offres il faudrait peut-être savoir si le service est disponible ou pas. J'aimerais ça que vous concilieiez ce que vous nous avez proposé comme idée avec l'article 74.1. Je ne crois pas que l'on fait cette nuance-là dans l'article 74.1.

Me HÉLÈNE SICARD :

Non. L'article 74.1 ne fait pas cette nuance et je ne vais pas aller plus loin que ça. Ce n'est pas le mandat que j'ai reçu de mon client. Par contre, je sais que certains intervenants vont venir, dont maître Neuman, et on appuie avec réserve, sous réserve de ce que l'on vous a dit ici ce matin et en prenant en considération évidemment que pour nous c'est important que l'entente soit un tout.

Donc vous devez voir cette entente, en voyant, pour nous c'est un peu la position dans ce dossier-ci que vous expose le Distributeur. Puis

peut-être qu'en réplique il va venir vous l'habiller un peu plus. L'entente est un tout et on ne peut pas sortir un service pour faire un appel d'offres sur un service sans prendre en considération les autres services qui sont rendus.

Mais maître Neuman et possiblement maître Paquet vont venir vous élaborer là-dessus, on s'est déjà parlé.

LE PRÉSIDENT :

Ma question n'était pas tant de savoir si je peux isoler un service de l'entente. Ma question était de savoir lorsque l'on fait un appel d'offres, si l'appel d'offres est prévu réglementairement, la question qui me lie ce n'est pas de savoir si le service peut être disponible par cinq personnes puis qu'il l'est avant que je le lance. Je lance un appel d'offres et je regarde qui le reçoit. C'est juste cette façon.

C'est un peu comme votre questionnement était un peu à l'envers de ce que l'on comprend généralement d'un appel d'offres. C'est juste le point que je voulais faire.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je vous suis très bien.

LE PRÉSIDENT :

Et je vous remercie, Maître Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Cadrin.

10 h 59

Il y a des enveloppes brunes, il y a des châles, il y a toutes sortes de choses. Merci. Merci, Maître Sicard. Maître Cadrin.

Me STEVE CADRIN :

Ne dites pas « enveloppes brunes » pendant que je suis en avant, s'il vous plaît. S'il vous plaît!

LE PRÉSIDENT :

Mais, il suivait la conversation. Maître Cadrin, vous aviez annoncé soixante à quatre-vingt-dix (60-90) minutes. Pouvez-vous m'en dire un peu plus ce matin?

Me STEVE CADRIN :

En fait, je vais commencer, Monsieur le Président, par vous dire bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me STEVE CADRIN :

Et pour vous dire que ma consoeur, Maître Sicard,

semble avoir fait certains retraits dans le compte de temps de plaidoirie. Je compte y faire des ajouts. Alors, je vais diminuer donc mon temps. C'est compliqué quand on en parle comme ça là, mais je vais donc diminuer mon temps.

LE PRÉSIDENT :

On dirait presque une entente globale.

Me STEVE CADRIN :

Ça ressemble à l'entente globale de modulation.

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui, oui.

Me STEVE CADRIN :

Mais, c'est comme ça que ça marche.

LE PRÉSIDENT :

Je vous suis, je vous suis là-dessus.

Me STEVE CADRIN :

Vous avez suivi ça?

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui, je vous suis. Alors, on vous écoute,

Maître Cadrin. Merci.

PLAIDOIRIE PAR Me STEVE CADRIN :

Good. Alors, j'ai préparé un texte de suivi là qui ne se veut pas une plaidoirie écrite, mais plutôt un plan de plaidoirie, comme à mon habitude. Je n'aime pas vraiment les textes suivis à ce stade-ci

de l'audience. Et aussi vous vous rappelez que je ne suis pas l'expert. Alors, si je me trompe, je me ferai peut-être corriger en arrivant derrière, mais je ne pense pas là, j'ai fait réviser mes trucs pour vous dire les bonnes choses.

D'entrée de jeu, évidemment, on a mentionné les dispositions législatives qui s'appliquaient. Mais, en fait, ce qui m'intéressait le plus, c'est le règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur requiert l'approbation de la Régie de l'énergie. Et en fait, ce qu'on essaie de rechercher, c'est un peu quelle est notre question aujourd'hui, quelle est la question qu'on a derrière nous.

Alors, quand on parle ici du prix le plus bas, c'est un peu le résultat... en fait, c'est le résultat de tout appel d'offres, puis là je peux vous en parler beaucoup parce qu'en matière municipale, il y en a quelques-uns des appels d'offres, mais il y a aussi un système de pointage et un système de pondération des points et un système de prix le plus bas également qui s'applique à tout ça.

Alors, évidemment, il faut regarder le

service qu'on a, je suis très conscient de ça. Ce n'est pas juste le prix le plus bas essentiellement ce que j'essaie de vous dire à ce niveau-là. Et mes blagues du début viennent me hanter là. Ça n'a aucun sens. Ça m'apprendra, alors...

Donc, je reviens en bas de page, le fardeau du Distributeur. Bien, on va utiliser des mots plus juridiques là. Évidemment, le fardeau du Distributeur, ou je dirais plutôt le but de l'exercice là, évidemment, c'est un fardeau, vous l'avez défini dans la décision procédurale et je vous l'ai cité ici là pour les fins de la discussion.

Mais, « obtenir l'assurance », c'est peut-être la première partie où nous avons eu des problèmes, nous, à obtenir l'assurance, comme vous demandiez d'ailleurs d'entrée de jeu. Donc, que l'entente proposée s'avère juste, raisonnable, utile et rentable pour les consommateurs tout en étant équitable envers tous les participants de l'industrie.

Je vous dis que c'est un énoncé de principe qui est intéressant, mais qui ne donne pas de balise sur, à quel niveau, par exemple, le mot « rentable » doit se situer. Et on nous a répondu

que le niveau rentable, c'est s'il y avait une rentabilité, c'est intéressant, puis on devait accorder l'entente. Alors, j'ai une problématique à ce niveau-là.

Et d'ailleurs, j'écoutais ce matin mon confrère, maître Fraser, sur le sujet et, lui, il a plutôt utilisé le mot, pour définir la recherche qu'on avait à faire devant vous, c'est si l'entente globale de modulation, c'était « maximiser ». C'est un choix de mot qu'il a utilisé ce matin. Et donc, maximiser également les moyens dont on a déjà à notre disposition au niveau du Distributeur.

On va vous dire - puis là je prends toute la série là parce qu'il y a eu plusieurs qualificatifs qui ont été donnés en cours de route, que c'est une bonne entente là où c'est peut-être un peu problématique; meilleur prix, alors là, je commence à le rejoindre; que c'est profitable, encore une fois, ça donne un problème de niveau de profitabilité; que ça procure des avantages, encore une fois, ça donne un problème de niveau d'avantages; une meilleur position que maintenant, alors on dit que l'entente globale de modulation améliore la situation actuelle. Ça aussi, on a plusieurs réserves, vous avez un rapport sur ce

sujet-là.

En fait, on vous revient avec le point essentiel de la plaidoirie, et je paraphrase mon confrère, Maître Fraser, sur le sujet. On va chercher le mieux, on va chercher donc un bon « deal » gagnant, alors...

Puis, on va vous répondre que l'entente globale de modulation est très avantageuse pour HQD et les clients. Et c'est là où nous avons étudié le dossier et c'est là la démarche de l'UMQ, démarche que vous avez d'ailleurs encadrée dans la même décision procédurale dont je viens de parler en nous mentionnant - évidemment, il y a une question d'expertise à ce niveau-là - donc la pertinence, la rentabilité et le caractère raisonnable de l'entente soumise pour approbation.

Encore une fois, il y a une question de niveau et la question de niveau intrinsèque à tout ça, elle n'est pas vraiment là, elle n'est pas définie dans le cadre de vos décisions procédurales. Et c'est pour ça que je vous référais aux dispositions législatives et réglementaires en disant, dans le fond, l'exercice au départ, qu'il y ait appel d'offres ou pas appel d'offres, le but du jeu, c'est d'en avoir le plus pour notre argent. Le

but du jeu, c'est d'avoir le meilleur prix.

Quand il y a un appel d'offres, l'appel d'offres règle le problème tout seul. Le marché dicte le meilleur prix qu'on peut obtenir. Et même parfois, on va se dire « bien, il y a peut-être certains services dont on va se passer parce que le prix est trop cher sur le marché, on va le faire autrement ». Alors, il n'y a pas cet exercice-là dans ce cas-ci.

Et je n'entre pas sur la question : est-ce qu'il doit y avoir ou pas d'appel d'offres. Ce n'est pas mon débat sur cette question-là. Par contre, ce qui m'intéresse, c'est de m'assurer par contre qu'on m'a fait la démonstration qu'on m'avait donné le meilleur prix ou que j'en ai eu le plus possible pour mon argent, compte tenu de toutes les contraintes de la personne qui me donne le service et ce que, moi, j'ai besoin.

Donc, ce que nous avons appelé, nous, optimiser plutôt que maximiser. Le choix de mot n'est pas un hasard, évidemment. On a un expert qui a été reconnu expert en planification et optimisation des approvisionnements électriques. Alors, on va vous parler d'optimisation tout au long de son rapport et c'est là où on a un gros

problème.

11 h 04

Alors en fait le premier problème que l'on a évidemment c'est qu'on a une entente globale de modulation, je suis à la page 2 au point 2, entente globale de modulation à prendre ou à laisser tel quel.

Alors évidemment je comprends le concept, on négocie l'entente, on vous l'apporte après puis on vous demande de l'approuver. C'est tout à fait correct. Évidemment dans les circonstances dans lequel on l'a entendu avec les délais que l'on a évidemment pour le traiter. C'est également tout à fait correct.

Ça nous laisse devant deux choix, l'accepter ou de ne pas l'accepter. Maintenant on vous a suggéré, et je vous le rappelle d'entrée de jeu, de ne pas l'accepter, de ne pas l'approuver.

Alors qu'est-ce qui était visé? Qu'est-ce qui était requis dans le cadre de l'entente globale de modulation? Qu'est-ce qui nous était imposé par le gouvernement comme décret, ce qu'on avait là?

J'ai utilisé le système tableau et cases pour faire des lignes, je trouvais ça bien intéressant, j'aime beaucoup ça faire ça moi aussi,

ça m'aide beaucoup de voir où est-ce qu'on est. Et je pense qu'on va pouvoir s'entendre là systématiquement.

Je ne vous ferai pas une lecture systématique. Les services sont rendus pour les deux premiers cas. Par contre, la question des services complémentaires c'est un ajout, c'est une addition qui est dans le cadre de l'entente. Ce n'est pas quelque chose qui était requis au sens du décret comme tel.

Également au niveau du chiffre ou des chiffres à aller chercher ou ce qu'on doit couvrir de façon complète ou pas complète, ça également ce n'est pas dans les décrets. Alors donc aucune demande chiffrée, je posais la question d'ailleurs, on m'a dit d'aller lire les décrets. Alors je les ai lus.

Et je vois qu'effectivement il n'y a pas de demande chiffrée. Par contre, on arrive avec des chiffres de l'autre côté puis on vous dit c'est les décrets. C'est là où j'ai de la difficulté à faire l'adéquation entre les deux.

Pour le trente pour cent (30 %) de la puissance installée des éoliennes, bien je comprends il y a une étude sur les éoliennes, il y

a un trente pour cent (30 %) qui en découle et on vient s'assurer que le trente pour cent (30 %) va être là tout le temps.

Je peux vivre avec le côté complémentaire de la chose, donc au niveau de cette puissance complémentaire là ou de l'équilibrage qui va à ce niveau-là. Pour le quinze pour cent (15 %) additionnel, je l'appellerai peut-être supplémentaire.

Et là je ne sais pas où est-ce qu'il se cadre dans le cadre du décret. Je ne vois pas cette demande-là dans le cadre du décret. Ça m'apparaît être un élément supplémentaire.

Un peu plus loin et on revient peut-être sur cet aspect-là un peu plus loin dans la plaidoirie. On dit « un ou des fournisseurs d'électricité québécois », c'est moi qui ai mal paraphrasé parce que mon confrère, et c'est pour ça que je dis tout à l'heure je reviendrai sur cet aspect-là.

J'ai paraphrasé le tableau à B-0033 et j'ai présumé qu'on peut avoir plusieurs fournisseurs, j'y reviendrai tout à l'heure. Mais dans ce cas-ci ce qui est important de mentionner pour les fins du tableau c'est qu'il y avait possibilité d'aller

voir ailleurs que chez Hydro-Québec Production.

C'était non seulement une possibilité, mais c'était une réalité du décret. Donc de dire bien la première suggestion c'est ça ou sinon il y a toujours HQP on le sait bien, on sait bien tous que lorsqu'on fait ces décrets-là.

La problématique c'est qu'il n'y en aucun autre qui a été consulté. Et ce n'est pas une question de savoir si oui ou non ça existe, ça n'existe pas. On nous a dit des réponses, on voit bien qu'on n'est pas tous d'accord sur la façon de voir les choses.

EBM a fait ses représentations relativement à leur capacité d'être présent pour au moins une partie d'un service parmi les différents services qui sont requis dans le cadre de l'entente globale de modulation.

On vous a fait des suggestions relativement à Rio Tinto. Encore une fois j'ai encore une problématique à suivre le raisonnement à ce niveau-là, mais encore une fois je ne rentrerai pas dans cette preuve-là parce que c'est une preuve à faire. Mais il n'y a pas eu de question qui a été apportée chez Rio Tinto, on ne les a pas consultés pour voir s'ils ne pouvaient pas nous aider.

Et évidemment quand je recherche toujours le plus bas prix, le meilleur prix pour le bon service, bien c'est sûr que de ne pas aller voir nulle part ailleurs ça me pose déjà un premier problème.

En tout cas ça me met un bémol, ça me laisse à me dire il faut que je vérifie après ça si ça va bien fonctionner, s'il y a une bonne justification économique, puis elle doit être solide parce que je n'ai pas été voir ailleurs.

Alors résultat de la négociation, ça c'est le point suivant. Alors évidemment on vous dit, il y a plusieurs éléments qui sont le résultat de la négociation. Vous avez pu noter plusieurs des réponses de demandes de renseignements, bon plusieurs, quelques-unes. C'est mal dire les choses.

Quelques-unes commencent par « c'est le résultat de la négociation ». Par contre, c'est quelques-unes et pas n'importe lesquelles, certaines qui sont relativement importantes. La première, c'est que l'entente elle-même est un tout indissociable.

Alors ça c'est le résultat de la négociation seulement. Il n'y a personne qui avait

demandé ça au départ et c'est l'entente telle qu'on l'a négociée. Donc entre les deux parties qui sont présentes, pas présentes devant vous, mais qui sont présentes lors de la négociation. C'est le résultat de leurs démarches.

Évidemment on vient vous la présenter puis on vous dit bien là vous ne pouvez plus toucher rien parce que si vous touchez quelque chose c'est indissociable. Oubliez ça, ça ne fonctionne pas.

Donc premier problème à ce niveau-là, on s'est imposé une contrainte ou on a ajouté un élément à ce niveau-là et on vous dit bien, il y a même plusieurs réponses qui ne sont pas données ou en tout cas qui ne seront pas fouillées, je dirais ou démontrées comme on l'aurait voulu, parce que c'est quelque chose qui a été négocié comme un tout indissociable.

On dit ça se trouve ailleurs dans l'entente. C'est telle affaire, oui, mais parce qu'ailleurs dans l'entente ça changerait d'autre chose. Quoi? Pas évident.

Je vous fais la remarque suivante, en fait vous allez voir une série de prix là, voir comme un élément d'exemple de cet aspect-là. Donc on a un prix pour ça de fin d'année positif, les

explications qui ont été données, on peut être d'accord ou pas d'accord. Je n'entrerai pas là-dedans, comme je dis je ne suis pas l'expert. Il y a d'autres aussi qui l'ont fait, d'autres intervenants.

Même chose pour le solde négatif. Les services complémentaires bon il y a des explications, on est allé voir sur le marché, on a des éléments de réponse, prix de la puissance complémentaire.

Encore une fois des explications qui ont été données, encore une fois on peut être d'accord ou pas, ce n'en est pas le débat. Les prix du service de modulation là on tombe dans une explication qui devient générale.

En fait, mon confrère, Maître Fraser, a appelé ça « l'os » dans le dossier. Moi aussi j'en vois là un os, mais un os important quand même parce que c'est un prix qui n'est pas selon nous expliqué et c'est un prix où on nous dit c'est négocié et si on change ça, ça change d'autre chose.

Quoi? Je ne le sais pas. Et comment? Je ne le sais pas. Mais ça change d'autre chose et on ne sait pas non plus exactement, vous vous souviendrez

du tableau des coûts que j'avais donné en pièce dans le cadre de ce dossier-ci qui provenait du dossier de planification, donc des approvisionnements.

On vous dit bien tous les coûts sont là. Lesquels sont changés? On vous dit bien dans la revente il y en a qui vont être changés. Je vous dirais oui, mais encore. Mais encore.

Ça nous prend ces réponses-là pour vérifier si on a obtenu le meilleur prix ou on a obtenu meilleur prix dans les circonstances.

11 h 10

Et là on n'en a pas. Seuil sur la prévision des besoins réguliers du Distributeur à trente-deux mille (32 000) mégawatts, un peu le même concept que je viens de vous expliquer. On a discuté, vous vous souviendrez, des contraintes physiques, contraintes économiques, il n'y en avait pas vraiment chez le Distributeur des contraintes physiques et des contraintes économiques pour que ce soit fixé à trente-deux mille (32 000) mégawatts.

Lorsqu'on a posé des contraintes physiques pour le Producteur, bien évidemment on nous a dit il n'y en a pas vraiment à trente-deux mille

(32 000), il est plus haut, la contrainte physique elle est plus haute, et ça devient donc une question de contrainte économique, et contrainte économique pour laquelle on n'a pas d'explication.

Il y a des contrats, il y a des engagements. Je vous dirai il y a des engagements surtout à l'égard du Distributeur, j'oserais dire, à ce niveau-là; donc, peu d'explication ou pas d'explication sur quelque chose qui va faire varier éventuellement évidemment la justification économique.

Durée de l'entente, trois ans, bien, ça aussi c'est un élément qui n'était pas discuté au départ, qui n'était pas imposé au départ et qu'on s'est mis dans l'entente. Évidemment je comprends qu'en l'année deux mille douze (2012) il y a peut-être plus de problématique, on le verra tout à l'heure, neuf sur trente-six (36) des scénarios sont défavorables, donc c'est un quart, vingt-cinq pour cent (25 %) des scénarios.

C'est sûr que si on l'étire sur deux ans, trois ans ou plus, bien on peut arriver peut-être à lisser cette problématique-là mais évidemment lorsqu'on n'a pas de biais dès le départ dans notre justification économique et dans nos démonstrations

sinon le biais continue à travers le temps. Alors évidemment on se justifie en allongeant l'entente, j'oserais le dire de cette façon-là.

Début le premier (1er) janvier, on en a déjà discuté déjà en audience préliminaire, je relisais ça hier soir, là, pour voir comment notre discussion s'était engagée sur ce point-là et, bon, évidemment il y a la question de la fin de l'entente d'intégration éolienne. Il y a également le calendrier patrimonial qui a été justifié en mentionnant qu'il y avait adéquation avec le calendrier patrimonial, donc commençant le premier (1er) janvier, la gestion des bâtonnets et tout ça. Donc je comprends qu'il y a un avantage, si je peux dire, de gestion à ce niveau-là.

La question c'est que c'est une contrainte autoimposée. Techniquement, il n'y a rien qui empêchait de faire ça autrement bien que sur le plan de la gestion il y a peut-être des avantages. Maintenant, il faudrait voir sur le plan économique s'il n'y a pas des avantages à faire autrement.

Et sur le plan économique, alors pourquoi s'imposer un risque additionnel lorsqu'on procède d'abord au retrait, autrement dit on enlève l'argent à la banque et on emprunte, on va dans la

marge de crédit puis on ne sait pas jusqu'à quel point elle va aller dans la marge de crédit parce qu'on ne sait pas à quel point on va être capable de rembourser tout à l'heure ou pas.

Alors cette problématique-là vous l'aviez déjà évoquée, d'ailleurs il y a des questions qui ont été posées par la Régie là-dessus sur des moyens alternatifs, on va l'appeler comme ça, si jamais il n'y avait pas d'approbation de l'entente, on y reviendra, mais c'est une problématique particulière d'entrée de jeu.

Prix plancher, bien, deux dollars (2 \$), on a fait la démonstration, vous l'avez, un dollar vingt-cinq (1,25 \$) U.S./kilowatt hiver et non deux dollars (2 \$) par mois, alors cet élément-là que je ne vous expliquerai pas évidemment parce que je m'y perdrais moi-même, mais ça apparaît déjà dans les réponses aux demandes de renseignements et ça a été expliqué également par EBM, c'est un autre élément qui est un élément qui n'est pas bien expliqué par rapport au marché, n'est pas bien démontré.

J'en profite pour faire un élément de discussion sur le livre ouvert et les livres fermés. Je me suis fait reprocher par monsieur Dufresne que j'avais dit ça. Je n'ai pas voulu

répondre dans le cadre des questions en contre-interrogatoire, l'endroit pour le faire pour un avocat c'est en plaidoirie.

Évidemment, Hydro-Québec Distribution a beaucoup de choses sur la table, ça ne veut pas dire nécessairement qu'ils ont tout révélé leur stratégie de négociation, là, mais en se présentant devant vous, entité réglementée, ils ont malheureusement ou heureusement l'obligation de vous donner l'information et beaucoup d'information sur leurs coûts, sur leurs prévisions, sur leurs engagements futurs.

Alors tout ça pour vous dire que quand on discute de l'autre côté, bien évidemment que le Producteur on n'a pas beaucoup d'information, puis on le verra un peu plus loin, cette information-là n'a pas été obtenue non plus du Producteur, n'a pas été discutée ou pour permettre de justifier parce qu'après ça on le sait qu'on va venir vous voir puis on le sait qu'on va dire, bien, là il y a des limites, il y a des contraintes que le Producteur nous a dit, on ne pouvait pas aller plus loin que, mais fournissez-nous l'information s'il vous plaît, et on ne l'aura pas.

Donc la position des intervenants, toutes

les preuves font état de réserve sur l'entente globale de modulation. Je viens de voir ma consoeur, maître Sicard, vous expliquer une approbation avec réserve, là, je dirais qu'on était pas loin de la désapprobation de l'entente mais il y a beaucoup de réserves importantes mais on se comprend que dans le contexte ou le scénario qui était expliqué on avait le choix entre ça ou rien, et pour elle c'était une question qui découlait de leur rapport d'expertise de monsieur Co Pham qu'on respecte évidemment.

Mais quatre intervenants ne recommandent pas l'approbation du tout de l'entente dans sa forme actuelle. Alors évidemment il y a EBM, on l'a déjà mentionné, FCEI, le RNCREQ et nous.

Une absence de démonstration complète pour certains éléments importants, je ne reviens pas, c'est les éléments que je discutais tout à l'heure dans le résultat de négociation notamment, justification économique pour... de l'entente globale de modification néglige plusieurs facteurs significatifs et ceci dit en plus ou en moins.

Parce qu'évidemment on dit régulièrement, ah! c'est en plus ça. Mais encore, en plus combien, et démontrez-moi que c'est un plus parce que nous

on pense que dans certains cas il y a des moins et il faut en tenir compte. Et de toute façon ce n'est pas à nous à faire la démonstration, c'est à la personne qui veut faire approuver l'entente de le faire.

Donc il y a des justifications économiques qui sont problématiques, d'autant plus qu'on part avec certaines données qui ne sont pas démontrées complètement et on peut fausser la donnée dès le départ au niveau de mettre les données dans la machine ou faire fonctionner la machine.

Certaines améliorations sont suggérées à l'entente globale de modulation qui sont bénéfiques, de toute façon, pour les deux parties dans le concept d'en avoir plus pour le même prix. Je vous réfère à notre rapport d'expertise, nous y reviendrons.

Manque de connaissance, information sur la position du Producteur, encore une fois, puis on a eu une objection là-dessus, je n'ai jamais demandé ce que le Producteur savait, j'ai demandé ce que le Distributeur savait du Producteur, que ce qu'il connaissait du Producteur, parce que c'est lui qui négocie le Distributeur et c'est avec lui qu'on doit parler aujourd'hui et savoir quelles sont les

informations qu'il a lorsqu'il se fait dire on ne peut pas aller ici, on ne peut pas aller là, tel prix est raisonnable puis tel prix ne l'est pas, qu'est-ce qu'il connaît du Producteur.

Et là il y a un manque d'information, il y a un manque de discussion à ce niveau-là. Nous quand on posait les questions on a eu un manque d'information pour certains aspects, je dirais, plus particuliers, peut-être parfois techniques, soit, mais on s'attendait à avoir les réponses pour comprendre pourquoi on ne peut pas aller plus loin.

11 h 16

Position du Distributeur. Bien, tout ou rien; urgence, entrée en vigueur le premier (1er) janvier. On vous a même suggéré une application intérimaire. Je ne reviendrai pas sur ces aspects-là de discussion que vous aurez éventuellement peut-être à traiter. On verra ce qui se passera. On verra votre décision également, absolument. Mais quand même une urgence qui est discutée. Est-ce qu'il y a vraiment urgence? On y reviendra.

Présence de gains suffisants. Et c'est beaucoup, c'est quelque chose qui est revenu régulièrement ça. Il y a des gains suffisants. On est satisfait. Ça va. Et ce n'est pas là la

question. C'est justement ça le problème. Et on s'engage pour trois ans, je le rappelle. Certain gains et bénéfices ne sont pas comptabilisés. On le dit d'emblée. Parce qu'on prend simplement ici la position du Distributeur. Ça serait systématiquement des gains ou des bénéfices. On n'est pas nécessairement d'accord avec le point. Mais ils ne sont pas comptabilisés, ça, on est d'accord, par exemple.

Une solution. Bien, ce n'est pas la solution, c'est une solution. On vous a suggéré un report au premier (1er) mai du début de l'entente. Un, ça allait... évidemment, ça permettrait de réviser et corriger certains éléments, ça va de soi, c'est ça l'idée derrière le report. Le report n'est pas que pour le report, est pour éviter, ce que je veux dire ensuite, donc de permettre de commencer dans le positif plutôt que de commencer dans le négatif. Donc, il y avait un avantage aussi de réviser certains éléments, des éléments qui peuvent évidemment améliorer la situation et permettre également des justifications économiques plus adéquates, plus solides, plus robustes.

Évidemment, dans ce contexte-là, il ne faut pas oublier que l'hiver deux mille douze (2012)

présente l'hiver qu'il y a le plus de risques que l'EGM s'avère défavorable. Alors, je disais tout à l'heure, neuf cas sur trente-six (36), c'est avec cet hiver-là qu'on commence, c'est avec cet hiver-là qu'on doit faire des retraits, puis on ne sait pas encore ce qu'on va avoir comme ajout tout à l'heure. Et on commence déjà avec celui qui est le moins intéressant, entre guillemets.

Évidemment, il y a d'autres mesures. Je reviens ici. Diverses mesures peuvent être mises en place pour palier à l'absence de l'entente globale de modulation à l'hiver deux mille douze (2012). Vous avez posé la question. La réponse a été donnée après avoir expliqué que ça serait bien triste de ne pas avoir l'entente globale de modulation. Mais on a fini par donner la réponse en disant : on ferait ci, on ferait ça. Je ne reprendrai pas parce que ça serait trop long. Mais vous avez la référence ici spécifiquement.

Ce qui est important de mentionner, par contre, c'est que c'est ces autres moyens-là qui seraient pris pour palier à l'entente globale de modulation qui ne serait pas présente dès le premier (1er) janvier, mais à une autre date, évidemment, il n'y a pas de simulation de ces

scénarios alternatifs-là et des avantages qui pourraient en découler évidemment pour le comparer à l'entente globale de modulation qui entrerait en vigueur le premier (1er) janvier deux mille douze (2012).

On a le scénario, tout ou rien, encore une fois. On avait le scénario avec l'entente intégration éolienne également. Mais ce qu'on nous a suggéré dans la réponse aux demandes de renseignements n'est pas l'entente d'intégration éolienne. C'est autre chose. Et c'est pour ça que je vous dis que ces éléments-là mériteraient possiblement d'être simulés également. Et on voit qu'il y en a d'autres moyens d'y arriver.

Donc la preuve de l'UMQ. Et, là, je ne vous ferai pas lecture de chacun des paragraphes. Je vous encourage, et c'est là qu'on gagne du temps. Mais d'entrée de jeu, l'avant-propos est peut-être l'élément le plus important pour les fins de la discussion. D'abord, on a une preuve d'expertise. Monsieur Raymond n'est pas contredit à plusieurs égards.

D'abord, il n'a pas été contredit comme expert, et justement dans le sujet dont on parle, qui est l'optimisation, les approvisionnements

électriques. Il n'y a pas de demande de renseignements d'Hydro-Québec Distribution. Il n'y a pas de question en audience. Il n'y a aucune preuve additionnelle d'Hydro-Québec Distribution en réponse aux critiques et recommandations de monsieur Raymond. Il n'y a aucune preuve additionnelle en réponse aux critiques et recommandations du complément au rapport d'expertise de monsieur Raymond qui a été déposé lundi dernier. Également, je vous dirai, il y a un fardeau de preuve qui n'est pas le mien, qui est celui d'Hydro-Québec Distribution de vous démontrer que nous en avons eu plus pour notre argent, que nous avons effectivement une entente optimisée, une entente optimale compte tenu des circonstances. Ce qu'on ne fait pas.

Donc, il y a plusieurs éléments qui ont été soulevés pour amener des recommandations à l'entente. Vous nous aviez dit, bien, il ne faut pas rédiger l'entente à leur place. Ça va de soi, on a compris ça. Par contre, il y a des éléments qui nous permettent de dire, bien, il ne faut pas la signer comme ça, par exemple, dans son état actuel.

Alors, certains éléments particulièrement,

je prends les recommandations sur l'EGM. Ce sont donc des recommandations de choses qui pourraient être modifiées dans l'entente elle-même. Donc, nous recommandons, au point 2, nous recommandons que le Distributeur réalise une étude pour déterminer la date de disposition optimale du compte de modulation.

Ce qui est important de mentionner à cet aspect-là, c'est ce que je mentionne en fait en italique en dessous, la conclusion, c'est exactement le texte qui provient du rapport d'expertise, en dessous en italique, c'est mes commentaires particuliers. Ce n'est pas contredit cet aspect-là. On nous a d'ailleurs dit qu'on gérerait ça en opération et qu'à un moment donné, on ferait des décisions par rapport à nos retraits et l'ampleur de nos retraits.

Par contre, on n'a pas d'étude pour déterminer la date optimale. Ça, c'est en présumant qu'on commence dès le premier (1er) janvier deux mille douze (2012), donc en mode retrait dès le départ, contrairement à ce qu'on suggère au premier (1er) mai en mode addition ou ajout dès le départ.

Donc, l'entente globale de modulation

devrait permettre le report à l'année suivante de tout solde négatif du compte de modulation jusqu'à concurrence d'une petite quantité plafond, pour couvrir des éléments difficilement contrôlables par le Distributeur en fin d'année. Ça, c'est un exemple de chose qui ne pose pas nécessairement de problématique, qui n'a pas été contredit et qui n'a pas nécessairement d'effet chez le Producteur comme tel. Du moins, ce serait à démontrer qu'il y en aurait un, parce que c'est des éléments qui n'ont pas été contredits dans la preuve d'HQD ou dans les commentaires ou dans la preuve verbale, orale rendue à l'audience.

Donc l'entente globale de modulation, au point 5, à défaut d'avoir accès à une étude pour une puissance installée de moins de trois mille mégawatts (3000 MW), on revient sur le sujet, je sais qu'on tape sur le même clou, mais on a un problème avec ça parce que ce n'est pas si compliqué que ça de refaire l'étude, donc de reconsidérer une contribution en puissance de trente pour cent (35 %) de la production éolienne. Ce qui était le cas dans l'entente d'intégration éolienne.

On a fait une étude, mais l'étude est basée

sur trois mille mégawatts (3000 MW). Et déjà dès deux mille douze (2012), on le sait qu'il n'y a pas trois mégawatts (3000 MW), on le sait qu'il y a une problématique différente. Et on sait que, entre guillemets, la machine peut refaire l'exercice sans changer tous les paramètres climatologiques, et caetera, et caetera, mais juste refaire l'exercice en tenant compte des parcs qui sont réellement là pour chacune des années. Et, ça, on ne le fait pas. On ne le fait pas, et je vous dirai, ce n'est pas si complexe que ça.

Mais à chaque fois qu'on pose la question, on nous explique tout le temps de refaire l'étude au complet. On dit, non, ce n'est pas ça qu'on vous demande, c'est simplement modifier les paramètres en vous disant, vous avez le parc 1, le 5 et le 8, X mégawatts chacun, rappuyez sur le bouton puis dites-nous qu'est-ce que ça donne. Parce que, évidemment, c'est là qu'on va avoir la réponse. Et on a également dans l'étude elle-même, là, donc l'étude sur la contribution des éoliennes, on a également des paramètres qui nous disent que, moins il y a de parcs, plus, techniquement, le pourcentage peut être élevé au niveau de la contribution en puissance.

(11 h 23)

Alors on l'a mentionné dans le rapport d'expertise, je n'y reviendrai pas.

Point 7. Nous sommes d'avis que le seuil de trente-deux mille (32 000) mégawatts que l'on retrouve dans l'entente globale de modulation devrait être remplacé par d'autres valeurs - je vous fais grâce de la lecture - respectivement à chacune des années afin de tenir compte des engagements en puissance du Producteur.

Alors ça je vous mentionne effectivement que c'est contesté. Par contre, on le conteste par une absence de preuve. On vous dit, bien non, ce n'est pas ça. Puis il y a des engagements économiques du Producteur puis c'est trente-deux mille (32 000) mégawatts. Bien, c'est comme ça. Alors il n'y a aucune explication de démonstration qui est fournie pour justifier le chiffre de trente-deux mille (32 000) mégawatts retenu. Peut-être serait-il bon, peut-être que si on avait eu la démonstration on n'aurait pas de discussion sur cet aspect-là. Mais il n'y en a pas d'explication qui a été donnée à ce niveau-là. Et on va vous parler souvent aussi de la capacité maximale et là on n'est pas certain si on parle de la même chose

quand on parle de maximale, optimale ou autre. Mais bref, trente-deux mille (32 000), pas d'explication. Puis ça provient évidemment des contraintes économiques du Producteur parce que l'on sait qu'il peut produire plus que trente-deux mille (32 000) mégawatts.

Nous proposons que la formule d'inclusion des retraits tienne compte d'un pourcentage lorsque la prévision des besoins réguliers du Distributeur dépasse le seuil (à déterminer) au-dessus duquel le Producteur subirait normalement des pertes de rendement. Encore une fois c'est un exemple qui est relié à l'exemple précédent. Ce n'est pas contredit cet aspect-là dans la preuve comme telle.

Je passe à la page suivante. En escamotant les conclusions, je ne les enlève pas évidemment, mais j'accélère simplement. Alors point 11 toujours des recommandations dans l'entente globale de modulation elle-même. Pour éviter des pertes au Producteur et au Distributeur, l'entente globale de modulation devrait permettre au Distributeur, lors de la mise à jour du programme d'ajouts à toutes les heures, de modifier aussi le retrait à l'intérieur de certaines balises à définir. Dans ce cas-ci c'est un effet bénéfique pour les deux

parties. Tout le monde sait ce dont il dispose à un moment plus près de la réalité et à ce moment-là ça permet également d'éliminer certains aspects, je dirais, d'aléas que l'on a.

Évidemment, je ne reviendrai pas sur la preuve qui a été faite à ce niveau-là, au niveau de l'expertise, mais c'est un des aspects qui est bénéfique des deux côtés. Il n'y a pas de négatif pour le Producteur à ce niveau-là.

Nous recommandons au point 13, nous recommandons que le Distributeur explique la provenance et justifie le tarif de modulation à sept dollars (7 \$). J'en ai déjà parlé tout à l'heure. C'est contesté, mais c'est contesté mais je ne comprends même pas pourquoi. Je ne suis pas capable de vous l'expliquer. Et je ne reviendrai pas sur l'exemple de l'île parce que j'ai un problème avec la façon dont on voit l'île avec le dix dollars (10 \$) pour rentrer puis dix dollars (10 \$) pour sortir. Évidemment, on présume que tout le monde rentre autant qu'il sort de l'île. Déjà en partant il y a un problème là, ce n'est pas nécessairement évident que l'on va sortir autant que l'on va rentrer sur l'île. Donc il va y avoir autant de retraits que d'ajouts, que ça va être une

adéquation spécifique. Donc il y a des éléments à considérer à ce niveau-là.

Et j'irai un peu plus loin de toute façon à la conclusion 2 que vous voyez en bas, 2 parce que c'est dans le complément de rapport, donc c'est pour ça que la numérotation revient à 2. Je vous l'explique parce que ce n'était peut-être pas évident. Quand je l'ai écrit j'ai dit, ouais! peut-être que l'on aurait dû choisir un numéro distinct.

Complément de rapport. Nous recommandons que le tarif de modulation de sept dollars (7 \$) ne s'applique pas dans l'entente globale de modulation pour l'énergie du solde de modulation qui a été revendue au Producteur en fin d'année. Il n'y a pas de démonstration qu'effectivement qu'il y en a des coûts et à quelle hauteur pour le Producteur et qu'il y a donc des choses à couvrir à ce niveau-là. Pas plus que l'on a d'explication pourquoi on est arrivé à sept dollars (7 \$) plutôt que six (6 \$) plutôt que huit (8 \$) plutôt que n'importe quoi d'autre. Puis évidemment, l'argument il ne faut pas tomber dans la simplification là, c'est sûr qu'à cinq dollars (5 \$) tout le monde serait content, c'est sûr, et caetera.

Mais ce n'est pas ça le but. Le but c'est

de le démontrer et c'est le travail du Distributeur de vous le démontrer et vous assurer de ça. C'est un point important, on est en plein coeur de l'entente puis il n'y a pas de démonstration sur ce chiffre-là, si ce n'est de vous dire que c'est un tout indissociable d'un paquet d'autres choses. Or, je vous fais grâce évidemment des montants d'argent qui sont mentionnés là.

Donc ce que ça nous amène à dire par la suite, et on va clore sur ces questions du rapport d'expertise, une série de recommandations qui portent sur la justification économique de l'entente globale de modulation.

Évidemment, il y a une problématique opérationnelle versus le mode, donc ce que l'on mentionne, devrait être réalisé en couplant la simulation des scénarios en mode prévisionnel avec le modèle de gestion opérationnel du Distributeur. Ça on l'a reconnu un peu d'emblée en disant, bien, il y a des choses que l'on va pouvoir faire en cours de route que l'on va pouvoir gérer. Mais ce n'est pas modélisé ça. Et là dans la justification économique on nous laisse un peu pantois par rapport à ça parce que, et là c'est le point suivant, parce qu'il faudrait aussi le faire pour

l'entente, sans entente globale de modulation pour faire les scénarios puis vous démontrer la justification économique de un versus l'autre, lequel est plus favorable. Parce qu'il y en a des avantages de l'autre côté aussi lorsque l'on fait notre gestion. Sans entente globale de modulation il y a des choses que l'on peut faire en gestion pour corriger la problématique prévisionnelle.

Donc pour le scénario sans modulation et le scénario de l'entente d'intégration éolienne, donc dans les scénarios de comparaison la valeur de la puissance complémentaire dans les tableaux devrait être réduite pour tenir compte qu'elle n'est pas requise pour tous les mois d'hiver. Et on revient à des questions, je sais que j'ai eu une objection et je sais qu'elle n'est pas gagnée cette objection sur ces aspects-là.

Par contre, je reviens et je vous inviterais peut-être à relire la question et la réponse de la Régie sur l'acquisition sur les marchés UCAP, si je ne m'abuse, donc de la puissance aux hivers depuis deux mille six (2006). La réponse qui vous a été donnée par le Distributeur met de côté, j'oserais dire sciemment, parce que l'on nous a dit qu'il y en avait eu des

achats, mais met de côté sciemment décembre et mars. On vous parle juste de janvier, février. Ce n'est pas votre question qui a demandé ça, c'est la réponse qui l'a donné.

Alors là, évidemment, on n'a pas rentré dans les chiffres, on ne le fera pas. Vous n'avez pas jugé pertinent d'aller plus loin. Par contre, j'ai un problème à ce niveau-là parce qu'évidemment nous on a tenu compte des chiffres qui sont dans la réponse et la question c'est pour les hivers depuis deux mille six (2006), pas les hivers moins mars et décembre.

Alors, ceci étant dit, donc il y a peut-être une question à se poser à ce niveau-là. Mais dans la justification économique que l'on n'a pas faite par la suite, parce qu'on n'a pas la réponse déjà, mais on n'a pas fait la justification économique. On sait qu'il y a déjà un problème parce que l'on dit oui, bien, il y en a qui a été acheté. Combien on ne le sait pas, peu importe, mais il y en a. Donc il y a une problématique dans la justification elle-même.

11 h 29

Donc, la justification économique devrait tenir compte de l'incertitude de la prévision à

court terme des productions éoliennes, au point 5. Bien, écoutez, je reviens à ce qu'on a déjà dit un petit peu là. Mais, on vous dit, donc, ça, ça a un effet bénéfique non comptabilisé de l'entente globale de modulation. Il n'y a pas de problème avec l'aspect non comptabilisé là, mais on n'a aucune démonstration vraiment à cet effet-là. C'est un commentaire qu'on vous dit, puis on vous dit « on présume que c'est ça ».

N'oublions pas que ça vient avec un coût, c'est pour ça que je vous mentionne sept dollars (7 \$). Alors, donc c'est le sept dollars (7 \$) qui est un coût au départ. Alors, oui, on l'absorbe, mais, oui, on paye pour, d'où l'intérêt de vérifier si c'est effectivement quelque chose qui est bénéfique une fois qu'on a considéré tous les éléments, incluant le fait qu'on payait pour.

La justification économique de l'entente globale de modulation doit prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande. En fait, c'est au complet, il y en a une partie qui est tenue compte, mais pas au complet, c'est là le problème.

Et je reviens, tout à l'heure, je vous disais, le point 1, donc « complément au rapport », c'est pour que la numérotation recommence en bas de

page. Donc, « complément au rapport ». Nous soumettons que les incertitudes menant à un solde négatif du compte de modulation devraient être prise en compte dans les simulations de la justification de l'entente ou, à défaut de le faire, qu'une provision devrait être ajoutée aux coûts de l'entente globale de modulation dans les cas où le solde est considéré nul.

Et là vous avez... je fais référence plus spécifiquement au tableau là, donc la pièce B-0030, HQD-2, Document 9. Et vous avez les tableaux où vous allez voir qu'à certains des scénarios, on va avoir un zéro d'écrit, tout simplement. Alors, donc dans trente-deux (32) cas sur cent huit (108), vous avez trois ans qui sont mentionnés là. Donc, il y a trente-deux (32) cas sur cent huit (108) où on a zéro. Évidemment, la réponse, ce ne serait pas nécessairement zéro, mais on présume ça.

Donc, c'est non contesté, comme je le mentionne. HQD n'a aucunement traité de cet aspect qui fait suite à la réception du complément de réponse et de nos commentaires également sur ce sujet-là qui pose problème.

Donc, conclusion générale, bien, je réitère la conclusion que, compte tenu de l'ensemble des

problématiques, je ne vous dirai pas, comme un tout indissociable, mais, nous, le nombre et l'importance de nos constats nous amènent à faire l'inverse de ce qu'a peut-être fait UC il y a quelques instants en mentionnant des problématiques similaires à nous, ceci dit. Nous, ça nous amène à dire « bien, peut-être que ce n'est pas une bonne idée de l'approuver cette entente-là ». En fait, nous en sommes convaincu.

Les justifications économiques ne sont pas suffisamment robustes. Les démonstrations économiques ne tiennent compte de tous les éléments. Certains éléments sont peu expliqués ou pas expliqués. Et évidemment, ça va faire fluctuer la justification économique en conséquence.

Je n'ai aucun réconfort dans la preuve où les réponses des témoins de HQD qui refusent certaines démonstrations pour justifier certains aspects importants de l'entente globale de modulation ou qui connaissent mal ou pas les réalités et contraintes du Producteur en réponse. Alors, j'ai fait référence ici à une discussion que j'avais eue avec monsieur Zayat sur le sujet.

Aucun réconfort non plus dans une preuve ou plutôt que de donner les explications et

d'effectuer la démonstration, on prétend que l'entente globale de modulation est un tout indissociable ou que c'est un paramètre qui a été négocié. Moi, je veux la démonstration de ça et je veux la démonstration que le tout indissociable va changer et comment, si jamais on change des éléments. Ça ne fonctionne pas simplement comme réponse magique.

Difficile d'accepter l'entente globale de modulation, elle est rentable. Moi, j'aurais tendance à plutôt vous dire « optimale ». C'est certain qu'il y a des éléments qui sont rentables dans cette entente-là, mais est-ce qu'elle est optimale? Est-ce qu'on doit vivre avec pendant les trois prochaines années, dans sa forme actuelle? La réponse pour nous, c'est « non », surtout face à une justification économique incomplète et la présence de certains risques non couverts.

J'ai fait un petit... on a fait un petit exercice ici là deux mille douze (2012), deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014). Donc, le pire scénario là, en prenant les pires scénarios de chaque... le pire scénario de chaque année pour vous montrer qu'effectivement il peut y avoir une perte globale avec l'entente de huit virgule trois

millions (8,3 M\$).

C'est ce que, pour paraphraser monsieur Raymond, c'est ce qui ne nous rentre pas dans la tête. C'est comment se fait-il qu'on arrive avec ces pertes-là, ces scénarios défavorables-là? Comment ça se fait que ça existe? Comment... et sans les expliquer nécessairement et en laissant de côté des éléments de justification économique qui pourraient pallier à ces réponses-là, mais on ne le sait pas. On n'a pas la réponse à ce niveau-là.

Donc, évidemment, il y a des problématiques claires. Et je vous disais tout à l'heure, l'hiver deux mille douze (2012) est le premier point particulier à ce niveau-là. Le fait peut-être qu'on commence en retrait dès le départ puis déjà on est obligé d'ajouter un exercice divinatoire, donc de deviner où est-ce qu'on s'en va, voir où ça vous être et quand est-ce qu'on va dire « c'est assez là, on a assez tiré sur le robinet là, on va changer notre fusil d'épaule ».

Je termine avec le point que j'avais mis de côté tout à l'heure qui était un où des fournisseurs québécois là. Il est évident, selon moi - et je ne partage pas du tout l'interprétation juridique de mon confrère du décret à l'effet que

c'est un ou Hydro-Québec Production. C'est évident, quand les décrets ont été faits, on n'a qu'à regarder les années. Je vous réfère également à la pièce, je m'excuse, B-0033, votre pièce tableau, que avec les années des décrets, on est bien conscient et on présume très bien que le gouvernement sait qu'il y a peu de personnes qui peuvent rendre le service de façon complète, pour ne pas dire qu'il n'y en a pas d'autre qu'Hydro-Québec Production.

Le fait qu'ils aient mentionné un autre fournisseur potentiel veut nécessairement dire que les services peuvent être dissociés, qu'ils peuvent être fournis en partie par d'autres et qu'il peut y en avoir plusieurs autres. Ça va de soi parce qu'il n'y en a pas au Québec qui peuvent le faire au complet de A à Z.

Je reviens un peu à votre question de toute à l'heure : est-ce que quelqu'un peut le faire au complet avant de faire un appel d'offres, pour ne pas faire un appel d'offres dans le vide, ou quelqu'un peut faire au complet certaines parties des services là-dedans. Mais, c'est pour ça que je vous dis, moi, je pense que c'est assez clair au niveau des décrets, ce n'est pas un seul

fournisseur au Québec, sinon ce serait, entre guillemets, les dés sont pipés d'avance. On le sait déjà la réponse à cette question-là. Donc, nécessairement, on peut avoir des services qui proviennent de d'autres fournisseurs.

Je ne vous dis pas que c'est idéal, je n'ai pas à me prononcer sur cet aspect-là aujourd'hui parce que ce n'est pas la question qui est posée. Par contre, ce qui nous a accroché à ce niveau-là, c'est l'absence de contre-vérification ou de vérification auprès de ces autres fournisseurs potentiels, « potentiels » je le dis bien, théoriques peut-être.

Certains diront que ce n'est pas correct de parler de « théoriques », mais je comprends que théorique parce qu'on n'a pas de demande qui a été faite. À une date X, il faut vérifier combien on en a à la date X, mais il faut aller faire l'exercice. Je pense qu'il aurait fallu aller faire l'exercice pour vous aider à démontrer que l'entente est robuste, est optimale également et vous offre le plus pour le meilleur prix.

Je vous remercie.

11 h 35

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Cadrin. Maître Duquette.

Me LISE DUQUETTE :

Oui, donnez-moi une seconde.

LE PRÉSIDENT :

La question sera peut-être longue, mais on va espérer une réponse courte.

Me STEVE CADRIN :

Une seconde.

Me LISE DUQUETTE :

Quelques instants. En fait je voulais juste, vous l'avez mentionné au début, mais je voulais juste vérifier si je comprenais bien. Alors vous avez mentionné puis je voulais juste être sûre que la Régie ce qu'elle peut faire en ce moment avec l'EGM, c'est approuvé ou rejeté l'entente telle qu'elle est, pas une totalité ou en partie, pas une partie seulement de l'entente? Je veux juste. Parce qu'il me semble c'est ce que vous avez dit au début de votre plaidoirie.

Me STEVE CADRIN :

La réponse à la question c'est ce que vous nous avez dit.

Me LISE DUQUETTE :

Oui, est-ce que vous nous avez dit que...

Me STEVE CADRIN :

C'est ce qu'on a pris pour acquis à partir du moment où vous l'avez décidé dans ce sens-là. On a dit : on regarde l'entente telle qu'elle est, nous on aurait voulu faire des scénarios pour révéfier la justification et on vous aurait suggéré de faire des modifications à l'entente par le biais de la Régie elle-même.

Vous avez semblé restreindre, entre guillemets, votre compétence à l'approbation ou non de l'entente. Je ne suis pas certain que vos pouvoirs vous limitent à ça. Mais par contre évidemment vous ne pouvez pas contracter directement avec le Producteur.

Alors nécessairement ce que vous pouvez faire à ce stade-ci c'est dire « revenez plus tard », entre guillemets, je dis bien entre guillemets avec tout le respect là. « Faites vos devoirs sur X, Y, Z, revenez, puis on fera, on fera la démarche après ».

Est-ce que ça suspend votre décision? Est-ce que ça suspend la discussion? Mais c'est sûr qu'on ne l'approuve pas tel quel.

Me LISE DUQUETTE :

Alors ça m'amène à ma deuxième question. Ce que

vous recherchez en fait dans la décision de la Régie ça serait qu'on rejette l'entente telle qu'elle est, mais qu'on, je vais dire, encourage le Distributeur à suivre vos recommandations lors de la négociation d'une nouvelle entente avec un fournisseur ou le Producteur, pour tout ou partie des services?

Me STEVE CADRIN :

Bien vous aurez noté que certaines de nos recommandations sont des recommandations qui n'ont pas nécessairement d'effet de négociation. C'est des recommandations qui s'appliquent, qui peuvent s'appliquer relativement simplement et qui ne créent pas de problématiques à preuve, jusqu'à preuve du contraire.

Alors évidemment vous pouvez évidemment suggérer que certaines améliorations de l'entente soient dans l'entente, quitte à revenir à une date X et à fixer des balises de date X parce que là on parle d'approvisionnement.

On parle évidemment de demandes qui sont faits dans des décrets. Je pense que votre pouvoir va jusqu'à imposer qu'on se revoit à une date X ou qu'on se ramène avec une discussion nouvelle, avec une nouvelle entente ou une entente modifiée. Mais

vous comprenez qu'une partie, une bonne partie des suggestions qui sont faites là qui ne créent pas nécessairement de problématique chez le Distributeur, pardon, chez le Producteur.

Et on demandait de vérifier s'il y en avait. Alors c'est sûr qu'au départ quand on dit « Bien allez renégocier ». Je ne suis pas certain qu'on a besoin de renégocier ces aspects-là. Du moins je vous dis la preuve n'a pas été faite qu'il fallait renégocier comme tel.

Il y a des éléments, oui, c'est clair qu'il y a des déplacements dans le temps, il y a des discussions dans le temps, mais est-ce que ça change la donne de base? Pas certain. Alors je réponds à votre question un peu de façon ambivalente parce que ce n'est pas des modifications en disant « Faites ça de telle façon avec tel prix parce que ce n'est pas le bon prix ».

Puis d'autant plus que je viens vous dire « Bien montrez-moi que c'est le bon prix ». Et c'est là mon problème. Vous allez l'approuver sans savoir, exemple, si le sept dollars (7 \$) c'est un bon prix.

Vous allez présumer que c'est un bon prix parce que ça résulte d'une négociation. Et la

démonstration selon nous n'est pas suffisante.  
Alors c'est ça qu'on demande aussi la  
démonstration. Donc de revenir avec une  
démonstration aussi plus complète. Il y a deux  
aspects à la preuve. Donc comme je le disais tout à  
l'heure.

Me LISE DUQUETTE :

O.K. C'est juste parce que comme vous l'avez  
mentionné la Régie ne réglemente pas le Producteur.  
Alors je peux demander au Distributeur de revenir  
pour le premier (1er) mai deux mille douze (2012)  
comme vous mentionnez.

C'est juste que je ne suis pas sûre s'il va  
arriver avec quelque chose dans les mains. Alors  
s'il n'arrive pas à s'entendre avec le Producteur  
par exemple ou un autre fournisseur. Je veux juste  
savoir, je suis consciente de ma juridiction et  
c'est ça que je cherche à comprendre de votre part.

Parce que vous semblez me, nous prêter  
peut-être un petit peu plus de juridiction que je  
peux en avoir. Alors je veux juste avoir une  
compréhension fine de votre..., de ce que vous  
pensez que je peux faire, si jamais je rejette  
l'entente.

Me STEVE CADRIN :

Si vous preniez la deuxième partie du rapport d'expertise de monsieur Raymond, je vous dirais « Retournez-les nous faire les justifications qui n'ont pas été faites complètement et revoyons-les après sans toucher l'entente ».

En présumant que les justifications vont appuyer ce qu'ils nous ont dit à date dans les éléments où on n'a pas senti cet appui-là, où on n'a pas senti cette démonstration-là. Il y a une bonne partie du rapport qui traite simplement de la preuve qui ne vous est pas faite et qui aurait dû vous être faite et qui aurait pu être plus complète.

Alors cette première partie-là ne nécessite pas un report de l'entente si ce n'est de constater qu'on est à brève échéance puis j'ai beaucoup de difficulté avec le fait accompli et de me faire mettre devant une échéance avec laquelle je dois composer pour accepter des choses que je connais moins ou que je ne connais pas, qui n'ont pas été démontrées de façon robuste.

Je ne suis pas à l'aise avec ça. Je ne serais pas à l'aise comme régisseur non plus, je vous l'avoue avec tout le respect. Et je ne serai

pas à l'aise de me faire dire « C'est ça ou c'est rien, puis on ne vous justifiera pas plus parce qu'on n'a pas le temps ».

J'ai de la difficulté. Alors oui il y a d'autres éléments, je suis d'accord avec vous que c'est peut-être plus problématique parce que vous ne pouvez pas l'imposer au Distributeur. Par contre, vous allez avoir à l'approuver son contrat d'approvisionnement.

Et, entre guillemets, il va revenir. On ne peut pas imposer au Producteur rien, mais vous pouvez attendre que le Distributeur revienne avec d'autres choses. Alors si ça ne marche pas avec le Producteur bien il va vous arriver avec ce qu'il va avoir trouvé de mieux. Et j'ose croire et je présume que la justification va être là pour l'appuyer.

Me LISE DUQUETTE :

O.K. Ceci dit et ça m'amène à ma troisième et dernière question. Ce que vous recommandez à la fin, ce que je vois, c'est que vous recommandez évidemment de, bon de rejeter l'EGM pour le moment, à tout le moins.

Parce qu'il est possible qu'il y ait une perte globale sur les trois années ou si les trois

années, une perte de huit point trois millions (8,3 M) si le pire scénario de trois ans se réalise.

Or vous le savez parce que vous êtes dans la tarifaire, vous le savez parce que ça a été mis en preuve ici aussi, on nous demande si l'entente est rejetée d'inclure déjà quatre point un millions (4,1 M \$). Donc la moitié ou à peu près de la somme selon le pire scénario dans le prochain dossier.

Alors ce que vous me dites c'est que vous préférez rajouter quatre point un millions (4,1 M\$) potentiellement, si c'est accepté évidemment, sur une possible perte de huit point trois (8,3 M\$) dans le pire des cas sur trois ans.

Me STEVE CADRIN :

Ce que je vous dis c'est que dans la cause tarifaire qui s'en vient, on va être là, contrairement à ma collègue, Maître Hamelin, qui ne sera pas là, alors moi je vais être avec vous jusqu'à Noël.

Alors on a des choses à dire sur plusieurs éléments. Notamment des éléments économiques qu'on pourrait nous soumettre avec entente globale de modulation même et sans entente globale de modulation aussi sûrement. Ça sera à discuter en

temps et lieu.

Évidemment ça nous place tous devant le même problème, et ça finit je pense mes questions et mes réponses devant une problématique de temps. Et encore une fois je me répète, j'ai beaucoup de difficulté avec ça. Beaucoup de difficulté à passer outre la justification, la démonstration requise, fardeau qui appartient à HQD, avec respect.

11 h 42

Me LISE DUQUETTE :

Merci beaucoup, c'est tout pour moi.

LE PRÉSIDENT :

La Régie vous remercie, Maître Cadrin, merci.  
Maître Charlebois, vous aviez annoncé vingt, trente (20-30) minutes, on peut faire ça avant dîner?  
Merci, approchez-vous. Pendant qu'on distribue, Maître Charlebois, vous pouvez commencer? Merci.

PLAIDOIRIE DE Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

Bonjour, Monsieur le Président, Madame la Régisseuse, Monsieur le Régisseur, Pierre-Olivier Charlebois pour la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante.

Effectivement, on vous distribue ce matin, là, un schéma d'argumentation qui reprend essentiellement notre position, la position de la

R-3775-2011  
2 décembre 2011

PLAIDOIRIE  
FCEI

- 146 - Me P.-O. Charlebois

FCEI dans le présent dossier. Donc je vous invite à suivre... à me suivre dans ce schéma d'argumentation-là.

Donc au point 1 je fais quelques petites remarques préliminaires concernant la FCEI, que je présume que vous connaissez bien à ce stade-ci. Alors je vais vous faire grâce des paragraphes 1 à 5 et donc entrer dans le vif du sujet le plus rapidement possible.

Vous avez lu la preuve de la FCEI, vous savez donc que principalement nous... en fait, dans les faits, nous vous recommandons de refuser l'entente globale de modulation telle qu'elle est présentée par le Distributeur principalement pour une raison de problème au niveau de l'analyse économique. Alors dans ce contexte-là j'entre dans le vif du sujet avec le paragraphe 6.

On dit le Distributeur indique que l'aléa prévisionnel sur la demande n'a pas été pris en compte aux fins de l'évaluation de la rentabilité de l'EGM.

Je vous réfère à la pièce HQD-2, document 9, page 20 de 29, on dit :

(...) Pour les mêmes raisons, l'aléa prévisionnel sur la demande prévue n'a

pas été pris en compte aux fins  
d'évaluation de la rentabilité de  
l'Entente.

Par ailleurs, le Distributeur reconnaît que l'aléa prévisionnel sur la demande à court terme a un impact sur l'utilisation des outils d'approvisionnement qu'il possède. Je vous réfère à ce moment-là aux notes sténographiques de l'audience du trente (30) novembre deux mille onze (2011) à la page 217 où je posais la question :

Donc l'aléa de la prévision de la demande et de l'offre a certainement un impact sur la quantité d'énergie inutilisée?

Et la réponse qu'on nous donnait :

Oui, sur tous les moyens, incluant le cyclable, les retraits au compte de modulation, l'utilisation des moyens de court terme, l'utilisation de la puissance pour nos contrats de puissance qu'on pourrait appeler pour satisfaire les besoins de pointe. Donc c'est tous les moyens qui sont impactés autant en froid, en climatique chaud, en climatique froid.

Cependant, le Distributeur prétend que l'écart-type de la prévision de la demande affecte de manière équivalente les cas avec et sans l'EGM. Le Distributeur n'apporte toutefois aucune preuve à cet égard-là. Je vous réfère à la pièce HQD-3, document 2, qui se trouve à être la réponse à l'engagement, là, numéro 2 du Distributeur. On nous dit :

Le Distributeur rappelle que l'écart-type de la prévision de la demande affecte de manière équivalente les cas avec et sans l'Entente globale de modulation.

La FCEI estime que cette prétention est non fondée. Premièrement, les scénarios avec et sans EGM viennent chacun avec des outils d'approvisionnement qui leurs sont propres et qui sont différents entre eux. Chacun de ces outils d'approvisionnement a un coût et des modalités qui lui sont propres.

Tel que l'indique le Distributeur, la prise en compte de l'aléa de la prévision de la demande affecterait l'utilisation de tous les outils d'approvisionnement.

Puisque les outils d'approvisionnement sont distincts dans les deux scénarios, ceux-ci ne

seraient pas affectés de la même façon. Pour que la prétention du Distributeur soit exacte il faudrait que la somme des variations des outils dans le scénario sans modulation multiplié par le prix respectif de chacun de ces outils corresponde très exactement à la somme des variations des outils dans le scénario avec entente de modulation multiplié par le prix respectif des outils de ce scénario, et ce pour chacune des heures de l'année. Cela nous paraît invraisemblable et la démonstration n'a pas été effectuée par le Distributeur. Même sur une base moyenne, rien ne nous permet de conclure que des variations des deux scénarios se compenseraient.

Deuxièmement, les aléas auxquels doit faire face le Distributeur ne sont pas les mêmes dans les deux scénarios. Par définition, un aléa de prévision est rattaché à une prévision. Il existe donc autant d'aléas de prévision qu'il existe de prévisions.

Comme l'EGM modifiée... comme l'EGM modifie les moments de prise de décision, elle modifie également l'ampleur des aléas de prévision. Donc on ajoute un aléa en ajoutant une prévision. Pour bien comprendre, on va revoir un peu la chronologie

décisionnelle décrite par le Distributeur. Je vous réfère, là, cette chronologie-là a été... a été bien élaborée par le Distributeur lors de l'audience du trente (30) novembre, je vous réfère aux pages 221 à 223. Je vais la reprendre avec vous, là, brièvement.

Donc on dit dans un scénario sans modulation les outils qui sont disponibles, évidemment il y a le contrat de base, ensuite là il y a une petite coquille ici, là, le contrat de base ne devrait pas être à nouveau dans la chronologie, là, on passe aux conventions d'énergie différée qui vont être utilisées quelques mois avant l'heure visée.

Il y a les possibilités d'achat-revente fixés sur une base hebdomadaire, donc une semaine avant l'heure visée. Ensuite il y a le contrat cyclable qui... qu'on nous a indiqué qui est fixé sur une base quotidienne, donc une journée avant l'heure visée. Et c'est à partir de ce point-là que la consommation patrimoniale est sujette à l'incertitude sur la demande et les approvisionnements assujettis.

Ensuite il y a les approvisionnements assujettis à l'EGM, donc on parle des contrats

évidemment de biomasse, de petite hydraulique et d'éolienne, et finalement l'électricité patrimoniale et l'entente-cadre.

Pour ce qui est maintenant de la chronologie décisionnelle qui serait applicable dans un scénario avec modulation, encore une fois on a le contrat de base, on a le contrat d'énergie différée, l'option achat-revente et on a l'EGM qui lui arrive à l'avant-veille de l'heure visée. Donc c'est à partir de ce point-là que l'énergie modulée est sujette à l'incertitude sur les approvisionnements.

11 h 50

De plus, l'aléa prévisionnel sur la demande affecte la programmation des retraits. On a le contrat cyclable et finalement l'électricité patrimoniale et l'entente cadre.

Donc, on voit, dans le scénario sans modulation, l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon un jour implique une incertitude sur l'utilisation de l'électricité patrimoniale et de l'entente cadre à partir du moment où la puissance du contrat cyclable est fixée, donc soit le jour précédent, le jour visé.

Dans le scénario avec modulation, l'aléa

sur la prévision de la demande à l'horizon un jour implique une incertitude sur l'utilisation de l'énergie patrimoniale et de l'entente cadre à partir du moment où la puissance du contrat cyclable est fixée, donc le jour précédent. Dans ce cas-ci, les deux scénarios sont donc comparables.

Cependant, dans le scénario avec modulation... le scénario avec modulation affecte également, est affecté par un autre aléa, soit l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon deux jours. Donc, c'est dans ce contexte-là qu'on parlait du surlendemain lors du contre-interrogatoire. Cet autre aléa est important puisqu'il affecte le choix de programmation des retraits et implique donc une incertitude additionnelle sur la quantité d'énergie modulée.

Comme la FCEI l'a démontré dans sa preuve, qui est par ailleurs non contredite par le Distributeur, l'omission de prendre en compte l'aléa sur la prévision de la demande à l'horizon de deux jours entraîne une sous-estimation systématique du coût de l'EGM. Cet aléa n'existe pas dans le scénario sans modulation étant donné que celui-ci n'implique aucune action à l'horizon deux jours.

Ainsi, l'aléa sur la prévision de la demande sur l'horizon deux jours a un impact défavorable sur le scénario avec modulation, mais n'en a aucun sur le scénario sans modulation. Par conséquent, les deux scénarios sont exposés à des aléas différents.

En somme, les deux scénarios reposent sur des outils d'approvisionnements différents, ayant des coûts différents et sont soumis à des aléas différents. Dans ce contexte, rien ne permet de conclure que si l'aléa prévisionnel avait été pris en compte, les conclusions de l'analyse économique auraient été les mêmes, et tel que le prétend le Distributeur.

Bien au contraire, la FCEI estime que l'omission de prendre en compte l'aléa prévisionnel sur la demande à court terme désavantage le scénario sans modulation puisque sa prise en compte aurait fait augmenter les coûts du scénario avec EGM, mais n'aurait pas affecté les coûts du scénario sans EGM.

Selon la FCEI, la sous-estimation des coûts du scénario avec modulation est potentiellement importante puisque la preuve indique un écart-type de l'aléa de prévision de la demande sur un horizon

de quarante-huit (48) heures dont l'ampleur excède sensiblement la valeur horaire garantie découlant de l'éolien dans l'EGM.

En effet, on a appris hier, l'écart-type de l'aléa de prévision de la demande sur un horizon de quarante-huit (48) heures varie de trois cents à mille mégawatts (300-1000 MW) selon les mois de l'année. Je vous réfère au document HQD-3, Document 3 à la page 3. En comparaison, la valeur horaire garantie découlant de l'éolien dans l'EGM pour deux mille douze (2012) est de trois cent quatre-vingt-dix mégawatts (390 MW). Ça pourrait augmenter à travers les années jusqu'en deux mille quatorze (2014). Mais en deux mille douze (2012), ça va être trois cent quatre-vingt-dix mégawatts (390 MW).

L'aléa de prévision de la demande est donc suffisamment important pour faire changer du tout au tout l'évaluation des retraits optimaux entre le moment d'établir le programme de retrait et l'heure visée par la prévision. Autrement dit, le programme de retrait serait beaucoup moins optimal dans la réalité qu'il ne l'est dans la simulation qui est présentée par le Distributeur.

Donc, j'ai repris un peu dans cette section-ci principalement ce que la FCEI avait

indiqué dans sa preuve. Vous l'avez lu, je suis convaincu, mais on trouve important de revenir sur certains éléments notamment suite à l'obtention de l'engagement et également suite aux informations qui ont été obtenues dans le cadre du contre-interrogatoire.

Ensuite, bon, ce troisième sujet, la question de la procédure d'appel d'offres. Comme vous le savez, dans le cadre du dossier 3748-2010 concernant la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement, la FCEI a plaidé que le service de puissance complémentaire offert dans l'EGM devrait faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres. Je vous réfère au texte de la plaidoirie finale de la FCEI. La même position a été prise à l'égard du service de modulation, et finalement la même chose pour ce qui est du service de gestion du solde annuel.

Dans la décision, on en a parlé amplement depuis le début de la journée, dans la décision D-2011-162, la Régie de l'énergie retient que le service de puissance complémentaire constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance et que celui-ci est visé par la procédure de l'appel d'offres prévue à l'article 74.1.

De plus, dans le cadre du présent dossier, l'intervenante Énergie Brookfield Marketing (EBM), via la réponse à son engagement 1, qu'on a obtenu hier, semble avoir démontré sa capacité à répondre, en fait à offrir un service prévu à l'entente globale de modulation. Évidemment, l'objectif de la FCEI ici n'est pas de statuer sur la capacité ou non d'EBM d'offrir ce service-là, ce n'est pas la question ici. On constate par ailleurs qu'il y a un autre fournisseur qui prétend avoir la capacité d'offrir ce service-là. On considère que la Régie devrait certainement prendre ça en considération.

De plus, le Distributeur a indiqué en preuve en chef que le fournisseur qui serait appelé à offrir des services dans l'entente globale de modulation devait avoir une charge au Québec. C'était un des points qui a été mis de l'avant par le Distributeur. Et on prétend, on semble prétendre que le Producteur (HQP) a une charge au Québec. À ma connaissance, le Producteur n'a pas de charge au Québec. C'est bien le Distributeur qui a une charge au Québec. Alors, cette facette-là ne devrait pas être prise en compte par la Régie.

11 h 57

Dans les circonstances, la FCEI réitère

dans le présent dossier les positions prises dans le dossier 3748-2010 à savoir que les services de puissance complémentaire, de modulation et de gestion du solde annuel devraient faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi sur la Régie.

Finalement, dernier sujet, et là-dessus je rejoins un peu les commentaires et les préoccupations de ma collègue de l'Union des consommateurs, concernant l'article 7 de l'entente globale de modulation concernant les règlements de différends. Donc, l'article 7 d'EGM prévoit que tout conflit ou toute dispute en rapport avec l'EGM qui ne peut être résolu par les représentants de chacune des parties devrait faire l'objet d'une rencontre entre le président de chacune des parties.

Dans le cadre des demandes de renseignements dans le présent dossier, la FCEI a demandé au Distributeur si elle était prête à assurer un suivi détaillé sur le nombre, l'objet et l'issue de ces disputes-là, s'il devait y en avoir, de ces différends-là. En réponse à cette demande, le Distributeur a indiqué qu'il ne considérait pas pertinent de faire ce type de suivi-là.

De notre côté, on considère ça pertinent et on réitère notre recommandation à cet égard-là.

Donc, dans la mesure où un règlement des différends pourrait avoir des répercussions financières sur la clientèle, la FCEI estime que le Distributeur devrait faire un suivi serré sur l'objet et l'issue de ces différends-là.

Donc, pour toutes ces raisons, bien, principalement pour la raison de l'aléa sur la prévision de la demande, donc au niveau de l'analyse économique, la FCEI estime que l'omission de prendre en compte cet aléa-là affecte la comparaison des scénarios et l'analyse de la rentabilité de l'entente globale de modulation, le tout en défaveur du scénario sans modulation.

Donc, la conclusion, c'est que l'EGM devrait être rejetée telle qu'elle est présentée aujourd'hui et faire la modification à une analyse économique pour vraiment être en mesure d'évaluer la rentabilité de l'entente. Ceci termine nos représentations. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Charlebois. La Régie n'aura pas de questions. Il est onze heures cinquante-neuf (11 h 59). Nous allons prendre la pause... Je vous

reviens.

Nous allons prendre la pause pour le dîner. Je regarde les temps pour les autres intervenants, les temps demandés, les temps souhaités. J'en ai pour deux heures sur papier. Alors, je réitère toujours d'aller à l'essentiel et d'essayer... je pense que ce matin, on a vu des bons exemples de... qu'on a réussi à faire les choses en moins de temps. Mais, par contre, prenez le temps que vous avez besoin. Je ne veux vraiment pas vous empêcher de faire vos plaidoiries. D'autre part, maître Hamelin, on me précise que l'engagement n'est toujours pas rentré. Si c'est possible durant l'heure du dîner de faire une vérification. Donc il est midi. On revient à treize heures (13 h). Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

---

REPRISE DE L'AUDIENCE

(13 h 05)

LE PRÉSIDENT :

Bon après-midi. Maître Lussier, on est prêt à vous entendre. Merci. Le temps que vous aviez indiqué c'est à peu près le même?

Me STÉPHANIE LUSSIER :

De quinze (15) à vingt (20) minutes.

R-3775-2011  
2 décembre 2011

PLAIDOIRIE  
FCEI  
- 160 - Me P.-O. Charlebois

LE PRÉSIDENT :

Parfait, merci.

Me STÉPHANIE LUSSIER :

Possiblement moins.

LE PRÉSIDENT :

Parfait, merci. On vous écoute.

PLAIDOIRIE PAR Me STÉPHANIE LUSSIER :

Alors bonjour, Monsieur le Président, Monsieur et Madame les Régisseurs. Stéphanie Lussier pour l'ACEF de l'Outaouais. L'ACEF de l'Outaouais qui a pour mission de protéger, de défendre et de promouvoir les droits individuels et collectifs des consommateurs résidentiels en ayant un souci particulier pour les personnes à faible et moyen revenus.

Dans son mémoire, l'ACEF de l'Outaouais traitait principalement de quatre éléments, lesquels nous synthétisons dans notre présentation d'aujourd'hui.

D'abord, la prévision mensuelle des ajouts que l'on retrouve à la disposition 3.1.4(i) (a) de l'entente globale de modulation qui dispose que :

Le cinquième (5e) jour ouvrable avant la fin de chaque mois, le Distributeur présente au Producteur une prévision

sommaire des ajouts prévus pour chaque mois non écoulé de l'année. À partir du mois d'octobre les mois couverts par ce programme doivent également inclure les trois premiers mois de l'année qui suit [...].

Alors que, selon l'article 2 de l'entente, la durée de cette dernière est fixée à trois ans, l'ACEF de l'Outaouais se questionne sur la pertinence et la cohérence d'une procédure de l'application de l'entente qui donne l'obligation au Distributeur de fournir au Producteur une prévision des ajouts sur une durée décroissante.

L'ACEF de l'Outaouais recommande de réduire la durée des prévisions mensuelles des ajouts à fournir au Producteur à seulement quatre mois mobiles et de la limiter aux mois de l'année durant laquelle le Distributeur entendrait mettre fin à cette entente.

Concernant le prix du service de modulation, le Distributeur indique que le montant qu'il devrait payer au Producteur pour ce service sera de sept dollars (7 \$). Selon l'ACEF de l'Outaouais il s'agit d'un prix sur lequel nous ne disposons pas d'assez d'information quant au mode

d'établissement, si ce n'est qu'il s'agit d'un prix résultant d'une négociation entre deux divisions soeurs d'une seule entreprise juridiquement intégrée, mais dont l'une des entités faisant partie de la négociation, soit le Producteur, échappe complètement à la réglementation de la Régie.

L'intervenant considère ainsi qu'il s'agit d'un prix biaisé puisque l'intérêt des deux divisions dans cette entente est de servir l'entreprise corporative qui, elle, trouve son intérêt majeur servi par la division non réglementée plus que par la division réglementée.

De plus, nous ne disposons pas d'information sur les conditions et les critères de négociation du Distributeur l'amenant sur ses limites de satisfaction en lien avec ce prix. Si comparaison est faite par rapport au prix d'approvisionnement sur le marché en l'absence d'une telle entente, alors le Distributeur a l'obligation de démontrer comment ce prix négocié, assimilé à un prix d'équilibre et fixe durant la durée de l'entente, reste toujours inférieur à un prix d'approvisionnement sur le marché, quelle que soit l'évolution des conditions de marché et des

besoins du Distributeur.

Selon l'ACEF de l'Outaouais, le prix d'un quelconque service de modulation doit, dans les faits, refléter les coûts supportés ou les efforts déployés par le fournisseur de ce service dont la mission est de moduler l'offre aux besoins exprimés par le client, en l'occurrence le Distributeur.

L'ACEF de l'Outaouais n'est pas convaincue que ce service de modulation présentera un coût stable ou fixe heure par heure et sur toute la durée de l'entente. Selon l'intervenante, le Distributeur a manqué à son devoir de bien négocier ce prix fixe de l'entente avec le Producteur pour un service de modulation dont l'utilité reste à démontrer en dehors des périodes de besoins élevés du Distributeur.

L'intervenante considère que la preuve ne démontre pas que la facture du Distributeur relative à ce service ne serait pas moindre sur la durée de l'entente si le prix adopté variait, par exemple, en fonction des coûts marginaux de ce service.

L'intervenante est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré dans le cadre du présent dossier que le prix fixe endossé traduirait

les vrais coûts du service recherché et refléterait ou s'alignerait sur les prix d'approvisionnement sur le marché.

Concernant le calcul du solde de compte de modulation et la disposition du solde résiduel, en vertu de l'entente le Distributeur doit solder son compte de modulation au début de chaque année et éviter un solde négatif dont la facture serait calculée sur la base d'un prix qui correspond au prix des dépassements de l'entente cadre.

De plus, dans le cas d'un solde positif, l'entente prévoit que le Producteur paiera au Distributeur pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule retrouvée à la disposition 3.1.2, paragraphe (ii) (a) de l'entente.

Selon le Distributeur cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout des volumes additionnels d'énergie. Le Distributeur apporte une explication à la question 11.2 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à ce sujet.

13 h 40

Il s'agit, pour l'ACEF de l'Outaouais, d'une justification, en tout respect, qui manque de

rigueur. L'intervenante identifie une fausse démarche méthodologique dans la détermination d'un prix de vente sur un marché.

Selon l'ACEF de l'Outaouais, l'on ne peut déterminer un niveau de prix sur un marché en se basant seulement sur un niveau supérieur de la demande et de l'offre, toute chose étant égale par ailleurs, c'est-à-dire en supposant que l'injection d'un volume d'énergie sur ce marché n'affecte pas ou ne résulte pas d'un changement dans la fonction d'offre globale sur ce marché.

En conséquence, l'ACEF de l'Outaouais est en désaccord avec le Distributeur quant à sa façon de procéder dans l'estimation de ce qui serait le prix auquel il revendrait ses ajouts nets sur le marché « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York.

Concernant la programmation des retraits et l'implication du Transporteur, que l'on retrouve à la disposition 3.1.3, paragraphe 3 a) de l'entente, l'ACEF de l'Outaouais est étonné quant à son objet, par lequel le Producteur assigne au Distributeur un rôle de contrôle ou de suivi avec une tierce partie, soit le Transporteur, avec qui il est sensé établir lui-même un lien direct lui permettant de

réclamer à toutes les vingt minutes, lors des mois de décembre, janvier, février et mars, les besoins réguliers du Distributeur.

L'intervenante recommande la suppression de cette disposition ou à tout le moins l'intervenante recommande que tout engagement avec une tierce partie soit faite dans une entente distincte.

En conclusion, l'ACEF de l'Outaouais recommande à la Régie de ne pas autoriser l'entente telle qu'elle est présentée. Et à tout le moins l'ACEF de l'Outaouais recommande à la Régie de ne pas approuver l'entente telle qu'elle est présentée actuellement pour la durée demandée.

Alors la Régie pourrait approuver cette entente par exemple seulement pour l'année deux mille douze (2012) et initier un réexamen d'une nouvelle entente qui sera amendée ou qui sera améliorée au cours de l'année deux mille douze (2012) en prenant en compte les résultats des nouvelles démarches du Distributeur visant à chercher notamment par appels d'offres ou autres moyens des services de modulation répondant davantage aux besoins, et ce, aux moindres coûts pour la clientèle.

Alors nous demandons respectueusement à la

Régie de prendre en considération et de mettre en application les commentaires et recommandations formulés par l'intervenante dans le cadre du présent dossier.

Et vous nous soumettons le tout respectueusement.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Lussier. Nous n'aurons pas de questions, Maître Lussier. Merci. Maître Falardeau.

PLAIDOIRIE DE Me DENIS FALARDEAU :

Monsieur le président, Madame, Monsieur les régisseurs, Denis Falardeau pour l'ACEF de Québec. Le document est en train d'être distribué, mais je présume que vous l'avez déjà entre vos mains. Donc on peut y aller?

LE PRÉSIDENT :

Oui, vous pouvez débiter, oui. Merci.

Me DENIS FALARDEAU :

Je vous invite à tout de suite à prendre l'avant-dernière page du document pour qu'on puisse lire les conclusions recherchées, ce qui va nous permettre de comprendre les bémols, les ajouts et les propositions que je vais vous présenter par la suite.

Donc allons-y avec les conclusions

recherchées. Selon nous l'entente apparaît préférable à l'actuelle entente d'intégration éolienne qui ne permet pas de moduler les retours d'énergie par le Producteur en fonction des besoins du Distributeur.

Selon notre analyse de la proposition du Distributeur, il y a un faible risque que l'entente ne s'avère pas avantageuse pour les clientèles du Distributeur.

Nous proposons donc l'acceptation de l'entente si la Régie conclut que la procédure d'appel d'offres n'est pas requise et que des modifications conditionnelles à son acceptation peuvent être incluses.

Allons-y maintenant avec notre argumentation. Dans un premier temps, un simple rappel à l'effet que la Régie doit assurer un juste équilibre entre les intérêts du Distributeur et ceux de la société québécoise et plus particulièrement ceux des clientèles desservies par celui-ci. Et là on fait référence à l'article 5 de la loi.

Je voudrais simplement aussi vous rappeler que nous sommes en présence de deux parties à l'entente qui demeurent, il ne faut pas l'oublier,

deux divisions d'Hydro-Québec, qui concourent toutes les deux aussi à maximiser les profits de sa maison-mère.

En d'autres termes, nous sommes devant un tribunal de régulation économique, mais en même temps vous avez à, comment dire, à suppléer ou à pallier l'absence de concurrence. Votre décision fait en sorte que dans le fond ça joue un peu le jeu de la concurrence.

Et allons-y maintenant avec les recommandations, les analyses, les bémols, etc. Concernant la nature de l'entente et les exigences réglementaires, je vous fais grâce des deux premiers paragraphes qui sont simplement une mise en place du contexte réglementaire.

Allons-y à la page 2 au paragraphe 3.

13 h 15

La Régie a déjà déterminé qu'un service d'équilibrage constitue un contrat d'approvisionnement puisqu'il y a pour objet de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois. Et là je fais référence plus particulièrement à la décision D-2005-76 du vingt-huit (28) avril deux mille huit (2008), aux pages 5 à 7.

Étant donné que l'entente vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne permettant de compenser la variabilité de la production éolienne en énergie et puissance et l'étendant à la production par biomasse et à la petite production hydraulique, cette entente constitue un contrat, un nouveau contrat d'approvisionnement de par ses caractéristiques nouvelles et sa portée plus large.

Comme le Producteur reçoit la production des contrats assujettis au Distributeur et la transfère en partie directement au Distributeur ou la stocke dans le compte de modulation pour la retourner, ceci donne un autre indice qu'il s'agit d'un nouveau contrat d'approvisionnement.

Abordons maintenant la question de l'appel d'offres. La Régie peut dispenser le Distributeur de recourir à un appel d'offres pour ce nouveau contrat d'approvisionnement si ce dernier lui prouve qu'un seul producteur peut fournir ce nouvel approvisionnement. De plus, l'entente ne constitue pas une entente cadre, en référence à l'article 3 du règlement, à proprement parler, ce qui dispenserait automatiquement de la procédure d'appel d'offres.

On comprend que, pour le dossier traité

actuellement, à toutes fins pratiques, ce que le Distributeur nous dit, il y a seulement le Producteur qui pourrait remplir les besoins du contrat. Et pour nous, pour ce dossier-ci, ça nous satisfait.

Par contre, pour l'avenir, nous pensons que ce serait intéressant qu'il y ait un appel d'offres. Premièrement, pour permettre une certaine concurrence permettant automatiquement d'avoir des prix et des conditions optimales, tant pour le Distributeur que ce qui en découle en termes de conséquence, c'est-à-dire des prix intéressants aussi pour les consommateurs. Donc, pour le dossier présent, ça va, mais pour l'avenir, ce serait intéressant qu'il y ait un appel d'offres.

Concernant le rejet ou l'acceptation en bloc de cette entente, le Distributeur affirme que l'entente doit être acceptée ou rejetée en bloc, aucune modification ou renégociation ne peut être envisageable. Et j'en veux comme référence, entre autres là, les notes sténographiques du dix-sept (17) octobre, à la page 89.

L'entente comprend une condition suspensive - on fait référence à son article 10 - de sorte que le contrat n'engagera pas formellement les parties

tant que la Régie ne l'aura pas approuvée. Et encore une fois là, on fait référence aux notes sténographiques du dix-sept (17) octobre, et plus particulièrement aux pages 14 à 17.

On ne peut pas partager l'interprétation rigide de l'article 74.2 soutenue par le Distributeur. En effet, la conclusion d'un contrat d'approvisionnement ne peut être faite sans obtenir l'approbation de la Régie, mais selon nous, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, tel que mentionné à 74.2.

La Régie peut, selon nous, imposer des modifications ou autres dispositions conditionnelles à l'approbation du contrat qui lui est soumis. Une interprétation rigide du style « tout ou rien », telle que préconisée par la Demanderesse, risque d'imposer à la Régie, puisque c'est elle qui sera directement liée, aux sorts et aux conséquences de l'acceptation ou non du contrat.

De plus, cette interprétation rigide restreint la capacité des intervenants à contribuer au débat qui est soumis devant ce tribunal. En effet, une approche « tout ou rien » ne permet aucunement toute proposition de bonification. Parce

que, dans le fond, si on y va - comment dire -  
« tout ou rien », « on-off », « l'eau chaude, l'eau  
frette », permettez-moi toutes les expressions là  
du genre, la marge de manoeuvre est quand même très  
restreinte.

Et d'un côté, je trouve, ça dessert les  
intérêts de toutes les parties et ça dessert même  
les intérêts de la Demanderesse dans la mesure où  
vous êtes placé dans une situation où vous avez, et  
je mets des guillemets, vous avez « l'odieux  
d'accepter » la décision ou vous avez « l'odieux de  
la refuser » et en toute conscience, qui a peut-  
être des lacunes ou des améliorations qui auraient  
pu être intéressantes.

L'acceptation en tout fait en sorte que, du  
côté des parties, il y a probablement des - comment  
dire - des frustrations. Il y a des éléments qu'on  
aurait aimé voir. Le refus en totalité crée un  
problème, et je le conçois aussi, crée un problème  
très important du côté du Demandeur.

À mon avis, et c'est la raison pour  
laquelle, dans les conclusions, on vous demandait  
d'y aller avec une décision qui pourrait être  
conditionnelle. Ce n'est pas inédit. Un tribunal  
peut accorder une demande, mais conditionnellement

à X, Y, Z modifications.

13 h 20

Si le demandeur ne se soumet pas aux modifications, bien, automatiquement l'approbation est réputée comme étant caduque, annulée. Et si, au contraire, ces modifications font l'affaire du demandeur, premièrement on vient de gagner du temps parce que le demandeur ne sera pas obligé de revenir devant vous présenter un nouveau projet et en même temps ça permet à toutes les parties de tirer, en fin de compte, son compte, donc continuons.

Concernant le contenu de l'entente, toute la production des contrats assujettis, c'est-à-dire les contrats éoliens, la biomasse et les petites centrales hydrauliques, toute cette production-là doit être placée dans le compte de modulation. Et là on fait référence à l'article 3.1.2.i de l'entente.

Cette obligation de recourir au compte de modulation ne laisse aucune place à la revente directe sur les marchés d'une partie de la production des centrales assujetties. La revente des surplus se limitera aux contrats postpatrimoniaux non assujettis à l'entente. Et là

on fait référence, entre autres, à la réponse à l'Union des consommateurs, c'est-à-dire le document HQD-2, document 8, réponses 8.1, 9.4 et 8.3.

De plus, les restrictions imposées sur la revente par les conventions d'énergie différée limitent celles-ci. Selon le Producteur, dans un scénario avec une entente, la revente sera limitée à moins de cent (100) gigawattheure sur les trois ans de l'entente alors que sans entente les reventes s'élèveraient à près de quatre térawattheure, et là on fait référence à HQD-2, document 8, réponse 8.4.

L'énergie placée dans le compte de modulation ne peut être que retirée pour répondre aux besoins du Distributeur ou rachetée par le Producteur en fin d'année aux conditions de prix déterminées dans l'entente. Ainsi, les retraits de compte ne peuvent être exportés, tel que confirmé par le Distributeur. Et là on fait référence à la réponse à la Régie, c'est-à-dire le document HQD-2, document 1 à sa réponse 13.1.

On peut se questionner pourquoi le Producteur et le Distributeur empruntent de l'entente cadre le prix intermédiaire de l'énergie fournie en excédent du volume patrimonial. Selon le

Distributeur, l'entente cadre, comme l'entente, sera un outil de gestion opérationnelle.

Mais l'entente cadre constitue en plus un outil de dernier recours alors que l'entente permet de faire face à un vaste éventail de cas d'offre et de demande et constitue un atout pour la gestion de l'équilibre énergétique et pour la gestion des risques climatiques affectant les besoins et la production variable. On fait référence au document HQD-2, document 2, à ses réponses 3.d).

En cela, l'entente générale contribue à minimiser les coûts d'approvisionnement. L'entente cadre est un outil pour garantir la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement patrimonial alors que l'entente vise à assurer l'équilibre offre-demande.

Par conséquent, il nous semble ainsi que ces deux finalités devraient référer à une structure de coûts différente tout comme selon le Distributeur cela requiert un traitement réglementaire différent. L'entente... L'EDM n'étant pas soumise à l'article 3 du règlement R-6.01. Et ça, là je suis en référence au document HQD-2, document 2, réponse 3.e).

Concernant les écarts de... les écarts-

types de la prévision éolienne, le Distributeur indique que l'écart-type de sa prévision de production éolienne, c'est-à-dire trente-quatre (34) heures à l'avance, était de cinquante-huit (58) mégawatts de septembre deux mille dix (2010) à septembre deux mille onze (2011) sur une puissance installée de quatre cent quarante-sept (447) mégawatts et une production moyenne de cent soixante (160) mégawatts. C'est donc un écart-type, là, qui est de trente-six virgule vingt-cinq pour cent (36,25 %) de la moyenne. Selon nous ça nous apparaît important, là, comme écart prévisionnel.

Cette condition nous apparaît très exigeante car les prévisions de la veille peuvent comporter des écarts plus ou moins importants selon les variations des conditions météorologiques. On fait référence à l'écart-type de la production éolienne au document HQD-2, document 3, à la réponse 26.1).

De même, les prévisions de retrait devraient normalement différer des besoins réels, les écarts étant hors du contrôle direct du Distributeur. Il n'est pas clair que le Distributeur peut corriger dans l'heure qui précède les retraits à faire du solde. Si c'est possible,

il pourra donc y avoir une certaine quantité d'énergie de perdue si le Distributeur peut réduire les retraits en fonction des besoins véritables.

Si le Distributeur ne peut pas modifier en temps réel ou à une heure d'avance les retraits, alors le Distributeur devra disposer de moyens de s'ajuster plus finement aux écarts entre les prévisions de retrait de la veille et les besoins réels de chaque heure.

Par conséquent, il faudrait, selon nous, connaître la marge d'erreur prévisionnelle à un jour et évaluer ce que cela implique comme moyen correctif.

(13 h 25)

Concernant les ajouts au compte de modulation. Concernant les ajouts au compte de modulation pouvant être limités ou non, nous sommes d'avis qu'il n'est pas indiqué clairement dans le règlement si les ajouts sont les prévisions horaires finales fournies par le Distributeur ou s'il s'agit des ajouts réels des centrales assujetties. La formulation des articles 3.1.5 et de l'article 3.1.4(ii) laisse à penser que ce sont les prévisions de production qui déterminent les ajouts utilisés dans la formule pour calculer le

coût du service de modulation. Selon nous, la formulation devrait être précisée et nous proposons d'utiliser les valeurs réelles d'ajouts horaires pour le calcul du montant payable pour le service de modulation, d'ailleurs tel que le laisse entendre lui aussi le Distributeur.

Concernant la clause de résiliation prévue à l'entente. L'article 5 de l'entente prévoit la possibilité de résilier le contrat, d'une part, au cas où les conditions de marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou, d'autre part, au cas où un impact significatif non anticipé sur le parc de production survient. Il n'y a pas de compensation indiquée en cas de résiliation comme dans le contrat de base ou le contrat cyclable.

Étant donné que cette entente intervient entre deux composantes d'Hydro-Québec, la résiliation devrait être approuvée par la Régie tout comme l'a été la formation du contrat, ceci afin d'assurer un juste équilibre entre l'intérêt des parties et ceux du consommateur.

Cette approbation de la résiliation du contrat serait aussi nécessaire dans le cas où il pourrait y avoir résiliation dès septembre de chaque année, ce qui pourrait, selon nous, affecter

la capacité de prendre en compte la puissance offerte par l'entente dans le bilan en puissance de long terme.

Dans le fond ce que l'on dit, étant donné qu'il faut se présenter devant vous pour que les conditions de l'entente soient reconnues, la rupture de cette entente-là devrait être aussi examinée pour voir s'il est dans l'intérêt de toutes les parties qu'une telle résiliation soit approuvée.

Justification de l'entente. L'entente de modulation nous apparaît mieux adaptée à la situation du marché de l'électricité de deux mille douze (2012) que ne l'est l'actuelle entente d'intégration éolienne. Nous notons qu'il n'y a pas de frais en puissance pour les quantités dépassant le plafond horaire permis, seulement pour la puissance garantie d'hiver. Et là je fais référence à HQD-1, Doc. 1 à sa page 5.

Même si l'entente peut s'avérer préférable à l'entente d'intégration éolienne, la question demeure à savoir si les niveaux et les prix des services offerts dans le cadre de l'entente de modulation sont justes et raisonnables considérant le pouvoir de négociation du Producteur réputé dans

ce cas-ci le seul fournisseur possible des services prévus à l'entente. Et considérant que le Distributeur et le Producteur sont des divisions d'Hydro-Québec, ce qui les place en conflit d'intérêts potentiel au détriment des clientèles desservies par le Distributeur. D'où encore une fois, selon nous, pour l'avenir l'intérêt d'y aller par appel d'offres, appel d'offres qui, dans le fond, et là comment dire, on peut considérer la définition de fournisseur comme étant le fournisseur soit unique ou principal. On peut aussi penser à un scénario où il pourrait y avoir plusieurs fournisseurs, un principal et d'autres complémentaires faisant en sorte qu'il pourrait même y avoir là une concurrence en termes de présentation de conditions ou de prix en termes d'entente.

Il nous faut rester prudent dans la conclusion de la rentabilité de l'entente et à son caractère optimal. L'analyse de rentabilité fournie par le Distributeur, et là nous faisons référence au document HQD-1, Doc. 1 aux pages 15 à 24, apparaît correcte, mais tout de même incomplète. Les conclusions de cette analyse et des analyses de sensibilité sont dépendantes des hypothèses

retenues par le Distributeur. Et là on fait référence, entre autres, au choix des cas climatiques basés sur l'historique de soixante et onze (71) à deux mille six (2006), le prix de référence sur les marchés, la quantité produite par les centrales assujetties, le non-remboursement au Distributeur d'une partie des coûts de transport d'électricité au Québec, la non-considération des aléas économiques, et caetera, et caetera.

Nous notons que certains cas climatiques, plus particulièrement les cas les plus froids, et certaines analyses de sensibilité indiquent une non-rentabilité de l'entente pour deux mille douze (2012), et plus rarement pour deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014).

Propositions de modification de l'entente. L'option d'intégrer la production de la centrale TCE devrait être, selon nous, mieux évaluée pour l'avenir si l'entente permet de réduire les coûts de disposition des surplus énergétiques.

13 h 30

On comprend que d'après les réponses du Distributeur ça a été considéré, mais nous aurions aimé avoir plus de détails concernant l'évaluation là de l'apport ou non de TCE dans le scénario de

l'entente de modulation.

Concernant, il faudrait définir clairement ce qu'on entend par « puissance installée » dans l'entente. Selon HQD-2, Doc. 1, à sa réponse 2.1, la puissance installée correspond à la somme des puissances contractuelles et non aux puissances nominales des équipements de production associés.

Nous doutons de la réponse du Distributeur, le calcul de la valeur horaire garantie, c'est-à-dire ce qui est prévu à l'article 3.1.3, paragraphe (i) de l'entente, tient compte de la puissance installée des contrats, terme qui n'est pas défini au règlement.

Dans la mesure où la puissance nominale peut être inférieure s'il y a des retards d'implantation ou supérieure si l'équipement de production s'avère plus performant après coup dépendamment ce qui a été prévu au contrat d'approvisionnement entre le Distributeur et le Fournisseur, la puissance installée devrait normalement selon nous correspondre à la puissance effective en place.

La contribution énergétique annuelle moyenne des parcs éoliens est de trente-six pour cent (36 %) d'après l'étude Hélimax, celles des

petites centrales d'Hydro de cinquante-trois pour cent (53 %), celle des centrales de biomasse de quatre-vingt-dix pour cent (90 %) et là on fait référence à HQD-2, Doc. 1 à la réponse 2.2.

Le facteur FU en période d'hiver s'avère quant à lui pour le projet de biomasse de PCCB plus élevé que quatre-vingt-dix pour cent (90 %) et là on fait référence à HQD-2, Doc. 6, à la question 2.2, c'est-à-dire la réponse à la demande de renseignements du RNCREQ.

Pourtant la contribution en puissance dans l'entente sont de trente pour cent (30 %), quarante pour cent (40 %) et quatre-vingt-dix pour cent (90 %) pour les parcs éoliens, les petites centrales hydroélectriques et les centrales de biomasse.

Il y a donc une marge de capacité excédentaire relativement aux contributions en puissance qui sert à justifier la puissance complémentaire d'hiver. Selon nous il pourrait être utile dans l'avenir d'accroître la contribution en puissance des divers types de centrales.

Pour l'éolien la contribution en puissance est de trente-cinq pour cent (35 %) dans l'actuelle entente d'intégration alors que l'énergie

excédentaire fournit par le Producteur au Distributeur dans le cadre de l'entente d'intégration est explicitement permise et tarifée à un prix moins élevé que dans celle de l'entente.

La capacité des contrats biomasses et hydroélectriques assujettis à l'entente n'est pas prise en compte pour établir le niveau de puissance complémentaire accessible en période d'hiver. Selon nous, nous croyons que la puissance complémentaire d'hiver devrait tenir compte dans le futur de la capacité de ces contrats afin de garantir une puissance accrue pour la période d'hiver.

Enfin, dernière constatation. Contrairement au U-CAP qui est modulable selon les mois d'hiver, toute la puissance complémentaire doit être payée intégralement par le Distributeur pour les quatre mois d'hiver.

Il serait d'intérêt, selon nous, de pouvoir faire varier le niveau de puissance complémentaire selon les mois d'hiver afin de mieux couvrir les besoins en puissance et énergie qui varient selon les mois d'hiver.

Ce qui nous amenaient les conclusions que je vous ai présentées tout à l'heure. Cependant je voudrais porter à votre attention la dernière page

où nous vous recommandons de faire vôtres les conclusions, les constatations faites par l'expert de l'UMQ dans sa preuve présentée devant vous. Et je vous fais grâce de la lecture, elles sont citées.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Falardeau. Maître Duquette.

Me LISE DUQUETTE :

Oui. Merci, Maître Falardeau. J'aime bien être sûre de bien comprendre ce qu'on m'expose et un point de votre argumentation qui a soulevé mon intérêt et que je veux être sûre de bien comprendre.

C'est l'approbation conditionnelle. Ce que vous nous proposez en fait c'est de dire « J'accepte l'entente si, et seulement si », par exemple et on changerait une des clauses du contrat et puis parce qu'on en a parlé dans les derniers jours alors la Régie pourrait dire « J'accepte le contrat si le prix est à six dollars (6 \$) au lieu d'être sept dollars (7 \$) à preuve par les deux parties de revenir avec un contrat qui dirait six dollars (6 \$) ». Et si l'entente, s'ils ne nous reviennent pas pour la date fixée par exemple au premier (1er) mars avec une entente à six dollars (6 \$), l'entente serait caduque. C'est bien ça?

Me DENIS FALARDEAU :

C'est exactement ça. Ce qui selon moi nous permet de sauver du temps parce qu'il se peut qu'il y ait, je comprends que la position de départ du Distributeur et ça fait partie, comment que je pourrais dire, des règles du jeu, c'est tout est ficelé, les prévisions temporelles sont de telle date à telle date, les ententes en termes d'évaluation, tout est ficelé. On ne peut pas déroger à ça, c'est impossible.

13 h 35

Mais, entre cette position-là et ce que vous pouvez amener comme solution intermédiaire, il se peut qu'il y ait, dans ces conditions-là, des choses qui pourraient à la fois satisfaire le Distributeur et en même temps satisfaire les parties, étant donné que, j'imagine, ça pourrait faire écho à certaines préoccupations des consommateurs qu'ils soient résidentiels, industriels ou et caetera.

Me LISE DUQUETTE :

Alors, et là je ne les lirai pas non plus là, mais dans les clauses qu'on pourrait modifier comme ça, ce serait dans les autres recommandations, celles applicables là, pas juste celle qui dit « on

devrait revoir certaines études là », mais qui  
serait plus... qui serait plus pratico pratique.

Me DENIS FALARDEAU :

Écoutez, je vais être encore plus large que ça.  
Dans le fond, nous serions contents que certaines  
recommandations de notre document soient reçues par  
vous, mais à mon avis, l'important, c'est surtout  
que vous vous prononciez sur le principe « est-ce  
que vous êtes en mesure d'émettre une décision  
conditionnelle » que ce soit les propositions que  
nous faisons ou les propositions d'un autre  
intervenant, à mon avis, c'est surtout ça. Est-ce  
qu'on en demeure au « tout ou rien » ou vous êtes  
en mesure de moduler votre décision?

Me LISE DUQUETTE :

Alors, je vous remercie beaucoup. Ça va compléter  
mes questions.

LE PRÉSIDENT :

Maître Falardeau, je n'ai pas terminé.

Me LISE DUQUETTE :

Je ne suis pas la seule.

LE PRÉSIDENT :

Elle est la plus jolie, mais elle n'est pas la  
seule. Alors, pour compléter un peu l'idée de ma  
consoeur, j'aimerais ça... Écoutez, donner des

conditions surtout quand ce n'est pas soi qui est... ce n'est pas nous. Nous, on conditionne, on n'est pas conditionné, c'est très intéressant. N'importe qui peut dire « Ah! Je vois une espèce ici là... »

Comment vous pouvez concilier cette notion de condition? Parce qu'on nous dit, dans le fond, traditionnellement, c'est oui ou c'est non. Ce que je ne peux pas faire par la porte d'en avant, je ne peux pas le faire par la porte d'en arrière non plus, règle générale, en tout cas, en droit. Comment vous le conciliez avec l'article 74.1? comment vous conciliez votre approche avec l'article 74.1 de notre Loi?

Me DENIS FALARDEAU :

Bien, je vais vous répondre par l'article 5. À mon avis, c'est la pierre de base sur laquelle on doit interpréter le reste de la structure. L'article 5 est la fondation de l'édifice. Vous êtes des arbitres, vous avez à arbitrer entre les intérêts de chaque partie. Et à mon avis, cette fonction d'arbitrage doit permettre non seulement une acceptation ou un refus, mais aussi de faire en sorte qu'à la fois les intérêts du Distributeur et les autres intérêts des autres intervenants

puissent être reconnus. Et à mon avis, en termes d'économie aussi de temps et aussi d'argent, si je puis dire, ça permet encore une fois... Oui. Allez-y.

LE PRÉSIDENT :

Bien, écoutez, je ne veux pas... ce n'est pas mon rôle et je ne le ferai pas, argumenter avec vous. Mais, si je comprends bien votre approche, c'est une approche du même type que l'approche d'UC ce matin sur une vision pragmatique de la chose.

Me DENIS FALARDEAU :

Exactement.

LE PRÉSIDENT :

Et vos assises juridiques, vous les basez sur l'article 5 de notre Loi, article que je chéris beaucoup, soit dit en passant, et c'est sur cet article-là que vous le basez.

Me DENIS FALARDEAU :

C'est la base de l'édifice.

LE PRÉSIDENT :

Ça répond à ma question.

Me DENIS FALARDEAU :

Ah! Donc, je suis à l'étape des souhaits de bonnes Fêtes!

LE PRÉSIDENT :

Bien non, parce que...

Me DENIS FALARDEAU :

Non!

LE PRÉSIDENT :

... peut-être que vous revenez, mais...

Me LISE DUQUETTE :

On va se revoir la semaine prochaine.

Me DENIS FALARDEAU :

Ah!

LE PRÉSIDENT :

Et nous serons dans les corridors à quelque part.

Maître Falardeau, merci beaucoup. Maître Paquet.

Merci. Maître Paquet, on est en train de

distribuer, les régisseurs avons copie. Je vous

inviterais, si c'est possible, de débiter. Merci.

PLAIDOIRIE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

Oui. Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour,

Madame et Monsieur les Régisseurs. Geneviève Paquet

pour le GRAME.

Donc, en date du dix-sept (17) novembre  
deux mille onze (2011), le GRAME a déposé un  
rapport au présent dossier qui portait sur son  
analyse de l'entente globale de modulation en lien  
avec son intérêt pour la protection de  
l'environnement et l'application des principes de

développement durable par le Distributeur.

Le GRAME a tenu compte des indications de la Régie rendues dans sa décision D-2011-160, à l'effet qu'elle recherche, par l'analyse du présent dossier, à obtenir l'assurance que l'entente proposée s'avère juste, raisonnable, utile et rentable pour les consommateurs, tout en étant équitable envers tous les participants de l'industrie et respectueuse des lois en vigueur.

Les premiers arguments du GRAME s'appuient donc sur le rôle du Distributeur prévue à la Loi sur la Régie de l'énergie. Donc, le GRAME considère que l'entente globale de modulation, conclut entre le Distributeur et le Producteur, respecte l'intention du législateur quant aux définitions de distributeur d'électricité et de fournisseur d'électricité que l'on retrouve à l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

13 h 41

L'entente permettrait au Distributeur de se rapprocher de son rôle, tel que défini par la loi, en réduisant ses activités liées à la négociation de contrats d'électricité. L'entente s'inscrit donc dans le respect des rôles respectif du Distributeur et du Producteur.

Le GRAME souhaite également faire valoir certains arguments en faveur de l'approbation de l'entente globale de modulation en lien avec la réduction des achats de court terme et la stratégie énergétique du Québec.

En effet, le GRAME est d'avis que l'ajout de ressources énergétiques parfois intermittentes au cours de l'évolution du plan d'approvisionnement deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020), dans les dix prochaines années, nécessitera des besoins et des services tels que ceux offerts par l'entente globale de modulation proposée.

Dans sa décision D-2011-175, rendue dans le dossier R-3774-2011 par monsieur le régisseur Boulianne, la Régie a approuvé plusieurs contrats d'énergie éolienne souscrits par le Distributeur en vertu des décrets 1043-2008 et 1045-2008.

Le Distributeur a également déposé le dix-sept (17) novembre deux mille onze (2011) une demande d'approbation du programme d'achat d'électricité produite par cogénération à la biomasse forestière résiduelle.

Donc, considérant que la part des énergies renouvelables intermittentes est appelée à progresser dans le bilan de puissance du

Distributeur, la recherche de garantie de puissance sous forme de convention d'équilibrage sera en croissance et s'ajoutera aux besoins en puissance au cours des prochaines années.

Le GRAME conclut que l'entente de modulation permettra la réduction des achats à court terme, la réduction des émissions atmosphériques et une amélioration du bilan des besoins additionnels en puissance.

Pour ces raisons, le GRAME est d'avis qu'une entente globale de modulation est utile et nécessaire dans le contexte énergétique du Québec et de la mise en oeuvre de la stratégie énergétique.

J'aborde maintenant la conformité au cadre réglementaire, et plus précisément la question de la puissance complémentaire à l'énergie éolienne. Donc, dans sa correspondance datée du neuf (9) novembre deux mille onze (2011), le Distributeur énonçait qu'il jugeait que l'entente était conforme au cadre réglementaire et juridique, notamment eu égard au règlement sur les blocs d'énergie éolienne.

Le Distributeur doit effectivement s'assurer que l'entente globale de modulation

respecte les dispositions énoncées par le gouvernement dans les décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008.

Les contrats découlant de l'appel d'offres 2003-2 doivent donc être assortis d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, tel que prévu au décret 352-2003. Je vous amène maintenant au paragraphe 19 où on indique que selon l'information disponible à l'annexe 4 de la pièce HQD-1, document 1, la proportion de la puissance contractuelle selon les contrats assujettis à l'appel d'offres A-O 2003-02 serait de plus de cinquante pour cent (50 %) en deux mille douze (2012), plus de trente-cinq pour cent (35 %) en deux mille treize (2013) et un peu plus de trente pour cent (30 %) en deux mille quatorze (2014).

Ainsi, si la Régie demandait une modification à l'entente ou la rejetait, pour que le service de puissance complémentaire soit visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 et tel que prévu par la décision D-2011-162, le GRAME recommande que soit précisé la quantité de puissance requise séparément pour chacun des appels d'offres et ça afin de tenir compte du décret 352-2003.

Le Distributeur doit effectivement distinguer la provenance de cette puissance complémentaire en fonction des règlements du gouvernement concernant l'intégration de différents blocs d'énergie éolienne, et notamment celui de mille (1 000) mégawatts lié au décret 352-2003.

Comme le mentionne le GRAME dans sa preuve, en deux mille treize (2013), les choses se compliqueront par la présence de deux appels d'offres assujettis à deux directives qu'on considère différentes, soit le décret 352-2003 qui requiert une garantie de source hydroélectrique et le décret 926-2005 qui lui ne requiert plus que la garantie provienne de source hydroélectrique.

Par ailleurs, en réponse à une question du procureur de la Régie, maître Fortin, monsieur Zayat énonçait aussi que si on devait multiplier le nombre de fournisseurs de services ça pourrait causer des problèmes, des problématiques de gestion en termes de dépassement, en termes de modulation.

Par ailleurs, selon l'information qui a été fournie par EBM en réponse à son engagement numéro 1, le GRAME n'est pas convaincu qu'en mode import elle puisse assurer de fournir une garantie de puissance hydroélectrique. J'aborde maintenant

l'impact de la décision D-2011-162.

13 h 47

L'entente doit respecter les indications de la Régie énoncées dans le cadre de ses décisions, dont celle portant sur le Plan d'approvisionnement deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020).

Dans le cadre du dossier 3748-2010, la Régie a rendu sa décision finale en date du vingt-sept (27) octobre deux mille onze (2011), la décision D-2011-162. Dans cette décision, la Régie a déterminé que le service de puissance complémentaire est visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Si on prend la disposition 3.2.1 de l'entente qui est proposée par le Distributeur, cette proposition-là ne semble pas conforme à la décision parce qu'on prévoit que le Producteur fournit au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalent à quinze pour cent (15 %) de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial, ce qui ne respecte pas les principes applicables à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1.

Par ailleurs, tel que mentionné par la

Régie, la décision D-2011-162 est basée sur la preuve déposée au dossier 3748-2011.

Le GRAME est d'avis que la preuve déposée par le Distributeur au présent dossier permet de conclure que la complexité des services offerts et la nécessité de respecter les décrets, avec leurs différences, fait en sorte qu'il ne serait pas raisonnable de négocier différents appels d'offres pour le service de puissance complémentaire.

Maintenant en lien avec la pièce B-33 qui a été déposée par le Distributeur, le GRAME vous soumet que le législateur a utilisé le terme « convention » pour le décret 352-2003 et le terme « entente d'intégration » pour les autres décrets.

Donc de l'avis du GRAME, une convention ou une entente d'intégration ça ne signifie pas la même chose qu'un contrat qui découle d'un appel d'offres. Lors d'un appel d'offres le Distributeur décide des conditions du contrat qu'il souhaite obtenir.

Par ailleurs, lorsqu'on parle d'une entente ou d'une convention, les deux parties ont l'occasion de négocier les modalités de cette entente. Et puis c'est un ajout qui n'était pas dans ma présentation écrite. Donc quand on parle

d'une entente d'une convention, on considère que les deux parties ont l'occasion de négocier les modalités de l'entente.

Donc le GRAME est d'avis que l'entente globale de modulation respecte les dispositions des règlements sur les blocs d'énergie éolienne.

Par conséquent, suite aux représentations qui ont été faites lors de l'audience, le GRAME modifie sa conclusion et recommande à la Régie d'entériner l'entente globale de modulation telle que proposée par le Distributeur.

J'aborde maintenant la dernière partie, un petit point portant sur les attributs environnementaux. Cette question avait été abordée par le GRAME au dossier 3748 et le GRAME recommandait de prévoir une clause dans l'entente afin que le Distributeur puisse au moins, à tout le moins réserver ses droits quant aux attributs environnementaux.

Maintenant l'entente qui est proposée ne prévoit pas de clause portant sur les attributs environnementaux, mais le Distributeur confirme en réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements de la Régie, la demande numéro 2 de la Régie, qu'il va conserver la propriété des

attributs environnementaux qui sont associés aux approvisionnements postpatrimoniaux assujettis.

Le Distributeur confirme également que les modalités de l'entente ne peuvent l'empêcher de valoriser ses attributs environnementaux sur les marchés locaux, tel un éventuel marché du carbone.

Donc, bien que le Distributeur ne puisse revendre les surplus générés par les contrats assujettis, monsieur Bernier et monsieur Dufresne ont confirmé en audience qu'il sera possible pour le Distributeur de valoriser ces attributs environnementaux soit pour les revendre ou soit pour ses propres besoins dans le cadre d'un marché du carbone, sous réserve bien sûr de la réglementation qui sera en place.

Ainsi, le GRAME est satisfait de la confirmation du Distributeur à l'effet qu'il conserve la propriété des attributs environnementaux associés aux approvisionnements postpatrimoniaux assujettis visés par l'entente globale de modulation.

Maintenant en ce qui concerne les démarches concrètes du Distributeur, à la question 3.5 de sa demande de renseignements numéro 2, la Régie demandait au Distributeur de préciser son intention

en lien avec son attente énoncée dans la décision D-2011-162 voulant « que le Distributeur [...] cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise ».

En réponse à cette question, le Distributeur réfère la Régie à sa réponse précitée à la question 3.3, selon laquelle « la vente sur le marché des certificats d'énergie renouvelable reliés aux projets d'énergie renouvelable du Distributeur pose cependant beaucoup de défis réglementaires et commerciaux ».

13 h 53

Le gouvernement du Québec a d'ailleurs déposé un projet de règlement intitulé « Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre » en date du sept (7) juillet deux mille onze (2011).

Tel que mentionné par monsieur le président, Marc Turgeon, le règlement est actuellement à l'étape de projet. Mais le GRAME souhaite, à l'instar de la Régie, que le Distributeur puisse profiter au maximum des opportunités qui se présenteront afin de l'aider à

réduire les coûts de ses approvisionnement en énergie renouvelable, notamment par le biais des attributs environnementaux qui sont en voie de devenir une opportunité à ne pas manquer pour le Distributeur.

Donc, en conclusion, et suite aux précisions du Distributeur qui ont été énoncées lors de la présente audience, le GRAME recommande à la Régie d'approuver l'entente globale de modulation telle que proposée. Ce qui conclut nos représentations.

LE PRÉSIDENT :

La Régie n'aura pas de questions supplémentaires.  
Je vous remercie.

Me GENEVIÈVE PAQUET :

Je vous remercie, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Bonne journée. Maître Gariépy. Maître Gariépy,  
bonjour.

Me ANNIE GARIÉPY :

Bonjour, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

On est en train de justement faire la distribution.  
Vous pouvez débiter. Merci.

PLAIDOIRIE PAR Me ANNIE GARIÉPY :

Je vous remercie. Donc, bonjour, Monsieur le Président, Madame, Monsieur les Régisseurs. Annie Gariépy pour le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec.

Dans ce dossier, le RNCREQ a présenté en preuve un mémoire d'organisme rédigé par monsieur Paul Paquin, dont vous avez pris connaissance, preuve qui a analysé la portée, les prix et les gains monétaires de l'entente globale de modulation présentée pour autorisation par le Distributeur.

Dans la poursuite des intérêts des membres qu'il représente, la preuve du RNCREQ s'inscrit dans une perspective d'atteinte et de respect des principes du développement durable. Le RNCREQ réitère dès à présent les recommandations qu'il avait faites dans sa preuve.

Quant au contexte et à la portée de l'entente. Pour le RNCREQ, les termes des décrets imposent... décrets gouvernementaux imposent au Distributeur de convenir d'une entente d'intégration assortie d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire. Cette entente peut être souscrite auprès du Producteur ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

La preuve du Distributeur est à l'effet

que, pour ce dernier, le Producteur est le seul à pouvoir fournir le service mentionné aux décrets. Ainsi, le Distributeur s'est placé en position de devoir négocier une entente avec une partie qui est en situation de monopole. Avec pour conséquence que les valeurs incluses dans l'entente sont le résultat d'une négociation où les deux parties ne sont pas sur un pied d'égalité et que ce n'est pas le reflet des prix du marché.

Pour le RNCREQ, il en résulte une asymétrie des gains que chaque partie retire à l'entente, donc une iniquité. Or, selon le RNCREQ, les divers décrets gouvernementaux, imposant qu'il y ait une entente d'intégration, créent une obligation aux deux parties de s'entendre. Cette obligation devrait amener les deux parties à un partage équitable des gains réciproques, ce qui, selon le RNCREQ, n'est pas le cas actuellement.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il a voulu remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne par une entente plus large qui lui apportera plus de flexibilité. Selon lui, l'entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et

les moyens dont il dispose et, de ce fait, réduira le recours aux transactions de court terme. Il se dote ainsi d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroît grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement.

L'entente comporte un service de modulation et une composante puissance complémentaire. Elle inclut également la fourniture des services complémentaires requis découlant des impacts de la production variable, et plus particulièrement de la production éolienne. À cet effet, l'entente distingue les services suivants : services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation; le service de réglage de production; le service de provisions pour aléas.

Le RNCREQ considère que le service de modulation et la composante puissance complémentaire couvrent l'obligation résultant du décret gouvernemental et l'orientation exprimée par la Régie quant à la fourniture d'une capacité variable, mais que la fourniture des services complémentaires n'est pas un service qui doit nécessairement faire partie de l'entente.

En conséquence, le RNCREQ recommande à la

Régie que la nouvelle entente conclue par le Distributeur ne comporte pas les articles qui traitent de la fourniture des services complémentaires. Le Distributeur devra examiner avec le Transporteur et des fournisseurs potentiels la possibilité et les conditions qui permettraient à celui-ci d'offrir les services complémentaires mentionnés à l'entente.

Plusieurs articles de l'entente précisent le prix qui est attribué à un service. En situation de libre concurrence, ce prix serait défini par le marché, mais ce n'est pas le cas de la situation actuelle où plusieurs prix sont le résultat d'une négociation entre le Distributeur et Hydro-Québec sans ses activités de production.

(14 h)

Quant au prix de l'énergie d'un solde positif. À l'article 3.1.2 (ii)a) et b) de l'entente, il est indiqué notamment que :

Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon une formule de prix reliée à un prix de marché publié par le New York

ISO.

Le RNCREQ est d'accord avec l'application d'un prix de marché pour la vente de surplus du solde du compte de modulation.

Au même article il est mentionné que le prix de marché est réduit de cinq dollars (5 \$) US par mégawattheure. Pour justifier cette réduction, le Distributeur rappelle l'injection de volumes importants sur le marché d'énergie entraîne une baisse d'environ cinq dollars (5 \$) du mégawattheure du prix de revente. Il mentionne également un exemple en deux mille dix (2010) démontrant à son avis cette réduction.

Le RNCREQ constate que l'exemple donné par le Distributeur réfère à la période d'avril à octobre deux mille dix (2010). Étant donné que le marché de l'énergie a évolué depuis cette période, le RNCREQ s'interroge sur l'application de l'écart constaté en deux mille dix (2010) pour toute la durée de l'entente. Le RNCREQ recommande donc que la valeur soit plutôt réévaluée annuellement.

Quant au prix de la puissance, le RNCREQ est d'accord pour l'utilisation d'un prix de marché pour le prix de puissance complémentaire. Cependant, il s'interroge sur la fixation d'un prix

minimum de deux dollars (2 \$) US.

Le RNCREQ constate qu'entre deux mille six (2006) et deux mille onze (2011), le prix payé par le Distributeur a été inférieur à deux dollars (2 \$) US.

Selon le RNCREQ, les résultats de la négociation ayant abouti à la fixation d'un prix minimum de deux dollars (2 \$) US pour la puissance complémentaire ne sont pas appuyés par les faits. En conséquence, le RNCREQ considère qu'il n'est pas justifié que l'entente comprenne un prix minimum pour la puissance complémentaire et surtout que ce minimum soit fixé à deux dollars (2 \$) US pour les trois années de l'entente.

Le RNCREQ recommande donc que le prix de la puissance complémentaire de l'entente ne comprenne pas de prix minimum.

Quant au prix du service de modulation, à l'article 3.1.5(ii) de l'entente, il est indiqué que le prix du service de modulation est de sept dollars (7 \$) canadiens par mégawattheure d'énergie modulée.

Le RNCREQ constate que le prix de service de modulation est le résultat d'une négociation, qu'il n'est pas appuyé sur des valeurs concrètes en

provenance du marché de l'électricité ou sur le coût marginal que devra encourir le Producteur pour fournir ce service. La situation de monopole du Producteur lui permet d'exiger un prix plus élevé que son coût, tout en maintenant un prix qui soit dans une certaine mesure avantageux pour le Distributeur. Ce faisant, celui qui est en position de monopole négocie en vue de maximiser son gain et non en recherchant le partage des gains entre les deux parties. Selon le RNCREQ, c'est une situation inéquitable qui se présente actuellement.

Quant au prix d'un solde négatif. Le RNCREQ comprend que le prix d'un solde négatif est justifié par le prix qui a été approuvé par la Régie dans le dossier R-3689. Or, la décision de la Régie concernant ce prix se formule comme suit :

De même, après avoir comparé le prix prévu à l'Entente cadre avec les prix du marché et le prix moyen des achats de court terme du Distributeur, et après avoir analysé le coût d'opportunité du Producteur, la Régie conclut que le prix prévu de 8,5 ¢/kWh, indexé annuellement à 2,5 %, est raisonnable.

On peut constater que la décision de la Régie d'accepter un prix de huit point cinq cents (8,5 ¢) du kilowattheure indexé annuellement à deux point cinq pour cent (2,5 %) est motivée par une comparaison avec les prix de marché et le prix des achats de court terme du Distributeur, et à une analyse du coût d'opportunité du Producteur. Donc le prix de l'entente globale cadre reflète les conditions de marché qui existaient au moment de la décision en deux mille neuf (2009).

De la même façon, selon le RNCREQ, le prix de l'entente actuelle devrait refléter les conditions de marché de l'électricité prévalant actuellement et celles prévisibles durant la durée de l'entente. À tout le moins le Distributeur devrait démontrer que les conditions du marché de l'électricité sont semblables à celles qui prévalaient en deux mille neuf (2009) au moment où la décision a été rendue.

Quant au prix du service de réglage de la production. À l'article 3.3.2 (ii) (a) de l'entente, il est indiqué que le prix du service de réglage de production est établi en majorant de cinquante pour cent (50 %) le prix applicable à la fourniture de service de réglage de fréquence. Le

Distributeur justifie un prix supérieur en mentionnant que ce service requiert des ressources plus coûteuses par rapport au service de réglage de fréquence.

Selon le RNCREQ, les explications du Distributeur sont de nature qualitative et ne permettent pas de justifier de fixer le prix du service de réglage de production à cent cinquante pour cent (150 %) du prix de service de réglage de fréquence.

14 h 6

Ce prix « constitue la valeur représentative des services sur laquelle le Distributeur et le Producteur se sont entendus ».

Maintenant, j'aborderai les questions des gains monétaires de l'entente. L'analyse économique présentée par le Distributeur démontre que l'entente permet de dégager des gains monétaires selon toutes les hypothèses. Par contre, l'analyse du Distributeur n'a pas pris en considération l'incertitude des prévisions de la production éolienne et indique que, dans le scénario avec entente, cette incertitude est transférée au Producteur alors que, dans un scénario sans entente, il estime que cinquante pour cent (50 %)

des reventes constitueraient de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Par ailleurs, le RNCREQ s'est interrogé sur l'inclusion d'un tarif de transport de point à point lorsque le Distributeur réalise des transactions de revente sur les marchés de court terme sans prendre en considération un crédit que le Distributeur recevrait suite à ces transactions. En effet, selon les modalités de la détermination du tarif de transport et de la contribution du Distributeur pour l'utilisation du réseau de transport dans l'alimentation de la charge locale, le Distributeur devrait recevoir un rabais pour sa contribution lorsqu'il réalise des transactions de ventes sur les marchés de court terme.

Considérant qu'il y a une possibilité que le Distributeur puisse réaliser des réservations de transport de point à point, le RNCREQ a réalisé une évaluation de ce scénario en vue de déterminer l'impact de ce coût de transport. Le RNCREQ s'est aussi questionné sur l'application de l'ajustement de cinq dollars US par mégawattheure (5 US\$/MWh) lorsque le Distributeur réalise des transactions de revente sur les marchés de court terme.

Considérant que les motivations du

Distributeur pour fixer cet ajustement reflètent une situation ponctuelle, le RNCREQ a évalué l'impact de cet ajustement en analysant un scénario où cet ajustement serait de deux virgule cinq dollars au lieu de cinq dollars pour la revente de l'énergie sur les marchés de court terme. Pour cela, je vous réfère au tableau de la page 20 de la preuve du RNCREQ qui est coté C-RNCREQ-0005.

Ces résultats permettent de conclure que, selon les hypothèses retenues, l'application de l'entente permet au Distributeur de réaliser des gains monétaires sur la période couverte par l'entente.

Ces gains du Distributeur ne doivent cependant pas occulter le fait que l'entente a été conclue dans un contexte où le Distributeur doit négocier avec une partie qui est en situation de monopole avec les services désirés. Comme ça a été mentionné plus haut, plusieurs prix ne correspondent pas à un prix de marché, mais à un prix négocié.

Ainsi, il y a lieu de se demander si le coût marginal encouru par le Producteur pour fournir les services prévus à l'entente correspond au montant estimé de cent quatre millions de

dollars (104 M\$) qu'il recevra du seul service de modulation sur la période de l'entente. Il y a lieu de se demander si le prix de sept dollars du mégawattheure (7 \$/MWh) que recevra le Producteur pour chaque ajout et retrait net horaire est un prix adéquat.

Selon le RNCREQ, le coût marginal encouru par le Producteur pour fournir le service de modulation est très bas, sinon nul. En effet, ce service consiste essentiellement pour le Producteur à utiliser ses réservoirs pour déplacer dans le temps la production des fournisseurs du Distributeur, et les quantités d'énergie déplacées sont faibles par rapport à la production totale du Producteur.

En situation de concurrence, on devrait s'attendre à ce que les deux parties à une entente retirent des gains semblables. Dans le cas actuel, le gain attendu du Producteur pour la durée de l'entente est de cent quatre millions de dollars (104 M\$) alors que le gain estimé du Distributeur n'est que de trente-trois virgule huit millions de dollars (33,8 M\$) selon le scénario de base. Selon le RNCREQ, l'écart entre le gain des deux parties s'explique par le fait que le Producteur profite de

sa situation de monopole.

Le RNCREQ estime qu'un prix de quatre virgule sept dollars du 4,7 mégawattheure (4,7 \$/MWh) au lieu du prix de sept dollars du mégawattheure (7 \$/MWh) pour le service de modulation permettrait à chacune des parties de retirer des gains semblables sur la période de l'entente. Selon le RNCREQ, un tel partage des gains serait plus équitable que le partage selon l'entente actuelle.

Le RNCREQ réitère donc qu'il recommande à la Régie de ne pas autoriser l'entente actuelle. L'intervenant demande à la Régie d'exiger que le Distributeur renégocie l'entente de façon à ce que les gains soient mieux partagés entre le Distributeur et le Producteur. Les gains évalués à trois virgule huit millions de dollars (3,8 M\$) pour l'année deux mille douze (2012) pourront être récupérés en ayant une nouvelle entente qui serait plus équitable.

Considérant que la demande d'autorisation du Distributeur dans le présent dossier s'inscrit dans le cadre d'une demande en vertu de l'article 74.1 et 2 de la Loi, et considérant les réserves énoncées par le RNCREQ sur différentes clauses de

l'entente globale de modulation dans sa forme actuelle, notamment quant à l'iniquité significative des gains monétaires que dégagent les deux parties, celui-ci ne peut que recommander à la Régie de ne pas autoriser l'entente globale de modulation dans sa forme actuelle.

Advenant le cas où la Régie statuerait sur l'autorisation partielle de l'entente, nonobstant les représentations du Distributeur à l'effet que l'entente est un tout qui ne peut être fragmenté, le RNCREQ réitère chacune de ses recommandations à la pièce, sans pour autant se prononcer sur une recommandation de rejet complet de l'entente.

Ceci complète mes représentations.

14 h 11

LE PRÉSIDENT :

Maître Duquette.

Me LISE DUQUETTE :

Bonjour.

Me ANNIE GARIÉPY :

Bonjour.

Me LISE DUQUETTE :

Petite question.

Me ANNIE GARIÉPY :

Oui.

Me LISE DUQUETTE :

Je n'irai pas jusqu'à dire « simple » cette fois-ci. Et c'est en suivi un petit peu à l'argument que faisait maître Falardeau...

Me ANNIE GARIÉPY :

Oui.

Me LISE DUQUETTE :

... parce que vous dites « bon, on n'est pas obligé, ce n'est pas obligé d'être un « tout ou rien » ».

Me ANNIE GARIÉPY :

Hum, hum.

Me LISE DUQUETTE :

Alors, ça peut être conditionnel. Vous faites plusieurs recommandations ou, enfin, il y a certaines parties de l'entente qui semblent... pour lesquelles vous avez des réserves.

Me ANNIE GARIÉPY :

Oui.

Me LISE DUQUETTE :

Mais, à la fin, vous semblez revenir sur le fait que, si on baissait à quatre point sept (4,7 \$) plutôt que sept dollars (7 \$), ça pourrait - comment dirais-je - englober l'ensemble de vos réserves si ça tombait à quatre point sept (4,7 \$)

plutôt que sept (7 \$). L'entente à ce moment-là pourrait être raisonnable, du moins dans le gain monétaire. Est-ce que je comprends donc, si vous argumentez de la même façon que maître Falardeau, que si jamais la Régie devait imposer, de façon conditionnelle, un quatre point sept dollars (4,7 \$) plutôt que le sept (7 \$), vous seriez en accord avec l'entente?

Me ANNIE GARIÉPY :

La position du RNCREQ est à l'effet que plusieurs clauses de l'entente sont inéquitables. C'est pour cette raison-là que nous recommandons le rejet de l'entente. Si la Régie statuait sur une autorisation partielle...

Me LISE DUQUETTE :

Conditionnelle.

Me ANNIE GARIÉPY :

... conditionnelle ou retirait certaines clauses de l'entente ou modélisez-le comme vous le souhaitez, le RNCREQ réitère qu'il y a plusieurs clauses pour lesquelles il n'est pas à l'aise. Donc, le seul prix pour rectifier l'inégalité entre les gains monétaires ne serait pas suffisant pour le RNCREQ puisque l'entente comporterait encore certains problèmes.

La réserve finale que je viens de vous exposer n'était que pour éviter que les considérations du RNCREQ, à terme de son analyse économique, soient... ne soient pas prises en considération une à la fois. Cependant, je n'ai pas le mandat ici de vous présenter une argumentation sur l'acceptation à la pièce de différentes clauses de l'entente.

Me LISE DUQUETTE :

Je vous remercie.

Me ANNIE GARIÉPY :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Ce sera tout, Maître Gariépy. Merci beaucoup.

Maître Neuman.

PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour, Monsieur le Président, Monsieur et Madame les Régisseurs. Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique.

D'abord, j'informe le tribunal que j'ai transmis électroniquement la plaidoirie que je vais lire dans quelques instants et je ne sais pas si vous y avez accès. Il n'est pas encore sur le SDE puisque je pense qu'il faudrait attendre. Enfin, je

R-3775-2011  
2 décembre 2011

PLAIDOIRIE  
SÉ/AQLPA  
- 220 - Me Dominique Neuman

l'ai transmis de multiples manières, par courriel  
et sur le SDE, donc peut-être qu'il y a une  
version. Il est sur le SDE! Bon. D'accord.

D'accord. Merci.

Me ÉRIC FRASER :

J'ai un petit problème là.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je l'ai transmis aussi à mon confrère.

Me ÉRIC FRASER :

Oui, je le sais bien, mais je n'aurai pas le temps  
de le lire d'ici la fin de la journée. Alors, je  
vais demander que ce soit retiré du dossier et que  
la plaidoirie de mon confrère soit la plaidoirie  
qu'il va faire verbalement parce que...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ah! Il y a d'autres...

Me ÉRIC FRASER :

... je ne sais pas ce qu'il y a là-dedans, moi.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Il y a d'autres intervenants qui ont déposés  
électroniquement aussi aujourd'hui.

Me ÉRIC FRASER :

Oui, mais j'ai obtenu copie avant, je peux suivre  
en même temps, mais...

R-3775-2011  
2 décembre 2011

PLAIDOIRIE  
SÉ/AQLPA  
- 221 - Me Dominique Neuman

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bien, sinon je vais lire toutes les citations  
intégralement, c'est ça qui va arriver.

Me ÉRIC FRASER :

Tu peux citer les...

LE PRÉSIDENT :

On va prendre une... on va prendre... Mon collègue  
Boulianne a toujours une bonne idée, au moins une  
par jour. Comme je suis souvent avec lui, il en a  
au moins une, ça, je le sais. Nous allons prendre  
une pause et on va faire des copies. Donc, pause de  
photocopies.

PAUSE

14 h 30

LE PRÉSIDENT :

Maître Neuman. Je vais, avant que vous commenciez,  
que vous débutiez, juste vous rappeler que c'est  
toujours préférable d'avoir les copies, ça nous  
fait perdre moins de temps, l'économie du temps,  
etc.

D'autre part, vous savez aussi que la  
plaidoirie n'est pas le lieu pour arriver avec de  
la nouvelle preuve. Alors...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Absolument. Absolument.

LE PRÉSIDENT :

... je veux juste vous prévenir, je n'ai pas regardé encore, mais que je vais avoir ce regard-là sur ce que vous allez me présenter. Alors c'est à vous. Vous estimez une présentation de combien de temps?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Écoutez, j'avais annoncé quarante (40) minutes, je vais voir que ça se peut que certaines citations que vu qu'elles sont déjà par écrit que je n'ai pas à les lire au complet. Donc ça se peut que ce soit un peu moins, justement c'était ça l'objectif...

LE PRÉSIDENT :

L'objectif.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... de l'écrit. Et pour les copies, je m'excuse, je n'étais pas en mesure de les avoir à temps puisque le centre de copies était comme surchargé.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je vous invite à procéder. Merci.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Alors donc là je vous amène pour débiter tout de suite à l'item 3. Donc la juridiction de la Régie de l'énergie au présent dossier résulte de l'article 74.2, alinéa 2 de la Loi, lequel rend

sujets à l'approbation du tribunal les contrats d'approvisionnement en électricité de HQD, sauf le contrat d'approvisionnement patrimonial et l'entente pour les services complémentaires qui y sont inclus.

Je vais traiter de différents aspects du cadre juridique du présent dossier. Donc nous soumettons respectueusement que la notion d'approvisionnement en électricité de l'article 74.2, de l'article, pardon, 74.1 inclut tant l'approvisionnement en énergie que l'approvisionnement en puissance.

Constitue également un approvisionnement en électricité un service complémentaire, tel qu'un service de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, de réserve tournante ou de réserve arrêtée, le service de réglage de production par suivi de la charge et le service de provisions, réserve pour aléas.

Ces services complémentaires sont en effet des approvisionnements en puissance qu'Hydro-Québec Distribution est tenue d'acquérir pour des motifs de fiabilité. La fiabilité, par définition, consiste ici à acquérir ces réserves en puissance afin de pouvoir en disposer.

La Régie de l'énergie a ainsi, par exemple, statué à plusieurs reprises que des services d'équilibrage constituent des approvisionnements en électricité au sens de la Loi, car il s'agit d'approvisionnements en énergie ou en puissance.

Je vous ai reproduit la totalité des décisions qui ont été rendues à la fois au sujet de l'entente cadre, de l'entente globale cadre, HQD-HQP qui a été traitée dans plusieurs dossiers, l'actuelle entente d'intégration éolienne et dans le dossier du plan d'approvisionnement les remarques qui concernent la présente entente globale de modulation. Donc toutes les références vous sont fournies.

Je vais traiter maintenant de l'obligation de faire approuver par la Régie tout contrat d'approvisionnement en électricité. Je vais peut-être vous surprendre en affirmant qu'il est faux d'affirmer que les approvisionnements en électricité, sauf les cas exclus, requièrent un appel d'offres aux fins de l'article 74.1.

Ce ne sont pas les approvisionnements en électricité qui requièrent un appel d'offres. Ce sont les contrats d'approvisionnement en électricité qui le requièrent. Et je vous ai

reproduit le texte d'extraits de l'article 74.1 à cet effet, où il est fait mention « des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement ».

Pourquoi cette nuance? Parce que cette nuance importante implique que si Hydro-Québec Distribution qui choisit quels produits en puissance, incluant les services complémentaires, et en électricité, en énergie, elle désire combiner dans un même contrat pour lequel elle recherche un fournisseur. L'article 74.1 de la Loi n'exige pas qu'elle scinde le contrat de manière à dissocier les produits qu'il contient.

Le fait que plusieurs produits soient réunis au sein d'un même contrat constitue l'une des caractéristiques des contrats que la Régie de l'énergie est appelée à approuver lorsqu'elle examine le plan d'approvisionnement périodique d'Hydro-Québec Distribution. Et je vous reproduis le texte de l'article 72 à cet effet où le plan d'approvisionnement doit décrire les caractéristiques des contrats.

Donc une des caractéristiques les plus importantes c'est de savoir si les produits seront réunis dans le même contrat ou s'ils feront l'objet

de contrats différents.

De plus, dans le cas où la Régie de l'énergie n'aurait pas définitivement statué sur cette caractéristique du contrat dans sa décision sur le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution, celle-ci, la Régie, dispose de la discrétion supplémentaire, en vertu de l'article 74.2, alinéa 2 de la Loi, de refuser d'approuver un contrat d'approvisionnement en électricité si elle juge, pour un motif réglementaire valide selon la Loi, que ce contrat aurait dû être scindé, afin que les produits qu'il contient puissent être contractés séparément et qu'un ou plusieurs de ces contrats puisse faire l'objet d'un appel d'offres.

14 h 36

J'arrive maintenant à la question de l'obligation de procéder par appel d'offres et ses dispenses. L'entente globale de modulation, par les services qu'elle fournit, constitue un contrat d'approvisionnement en électricité aux fins de l'article 74.2 alinéa 2 de la loi.

Selon l'article 74.1 de la loi, un tel contrat ne peut être attribué qu'à la suite d'un appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution sauf si une dispense est accordée à cet égard par la Régie

pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

La jurisprudence dispense également Hydro-Québec Distribution de procéder par appel d'offres lorsqu'il n'existe qu'un seul fournisseur possible pour le produit recherché, en l'occurrence Hydro-Québec Production, et je vous ai reproduit la jurisprudence, mais qui, en fait, est la même que celle que je vous ai citée un peu... précédemment, qui sont la liste des dossiers ou des décisions où la Régie a approuvé des ententes d'intégration éolienne ou des ententes cadres.

J'arrive maintenant à la question des exigences additionnelles des décrets éoliens quant au fournisseur québécois. Suivant l'article 112 alinéa 3 de la loi, un règlement du gouvernement peut prévoir que la participation à un appel d'offres du distributeur d'électricité n'est réservée qu'à certaines catégories de fournisseurs.

Les décrets éoliens gouvernementaux ont effectivement requis que pour le contrat d'approvisionnement en service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration éolienne, c'est le texte qu'on retrouve dans trois des quatre décrets, ou en

garantie de puissance sous forme de convention d'équilibrage, c'est le texte qu'on retrouvait dans le premier décret, que dans ces cas les fournisseurs soient québécois.

Pour le premier bloc de mille (1 000) mégawatts de production éolienne, le décret gouvernemental requiert de plus que la garantie de puissance soit de source hydroélectrique. Un fournisseur peut être soit un producteur, soit un négociant, en vertu de l'article 2 de la loi.

Toutefois, les décrets gouvernementaux ne précisent pas si l'exigence du caractère québécois de ce fournisseur réfère à la localisation de son siège social ou au contraire à la localisation de ses sources de production.

Avec respect pour l'opinion contraire, il nous semble que ce soit la localisation des sources de production qui doive être québécoise selon ces décrets. L'on doit en effet appliquer la méthode d'interprétation législative téléologique pour rechercher l'intention du réglementateur.

Nous ne voyons à cet égard aucun motif sérieux qui aurait pu amener le réglementateur à exiger que le siège social du fournisseur soit situé au Québec indépendamment de la localisation

de sa source de production. Un tel protectionnisme n'est plus de mise de nos jours.

À l'inverse, il est vraisemblable que le réglementateur ait pu voir une similitude entre le service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration éolienne ou le service en garantie de puissance sous forme de convention d'équilibrage qu'il réglementait et les services complémentaires déjà existants dans les réseaux d'électricité.

L'équilibrage et une puissance complémentaire dont le volume dépend de l'écart entre la réception réelle de la production éolienne et sa réception programmée peuvent d'ailleurs être conçus comme un méga-service d'écart de réception.

Des services complémentaires de réglage de fréquence, de maintien des réserves d'exploitation, incluant réserve tournante et réserve arrêtée, de réglage de production par suivi de la charge et de provision pour aléas font par ailleurs également partie du produit ici recherché par Hydro-Québec Distribution.

Or, à cet égard, et je devrais dire à ces égards, de deux mille deux (2002) jusqu'à ce jour l'article 3 des Tarifs et conditions des services

de transport d'Hydro-Québec requiert que tous les services complémentaires qu'un client peut obtenir autrement qu'auprès du Transporteur le soit à partir d'une source située dans la zone de réglage du Québec. Je vous ai reproduit l'extrait à ce sujet de l'article 3 des Tarifs et conditions des services de transport.

Les annexes des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec relatives à chacun de ces services complémentaires reproduisent cette exigence que la source soit située dans la zone de réglage du Québec.

Ce n'est que récemment, au dossier R-3669-2008 Phase 2 que la possibilité a été évoquée de permettre la fourniture d'un des services complémentaires, savoir l'écart de réception à partir de sources synchronisées au réseau du Transporteur, mais il n'y a aucune décision à cet égard qui existait à la date de ces quatre décrets éolien ni même n'existe encore à ce jour, donc nous n'avons pas à considérer cet aspect-là.

Il est donc logique de conclure qu'en décidant que le fournisseur complémentaire soit québécois dans ces quatre décrets éoliens le règlementateur se soit inspiré de l'exigence déjà

existante et connue à l'effet que divers autres services complémentaires devaient également provenir de sources de production situées dans la zone de réglage du Québec, et par conséquent il est logique de comprendre que l'exigence d'un fournisseur complémentaire québécois dans ses décrets réfèrent à la localisation de la source de production et non à la localisation du siège social du fournisseur.

Je passe maintenant aux pouvoirs de la Régie lorsque saisie d'une demande d'approbation d'un contrat d'approvisionnement en électricité. Là-dessus mes propos sont très, très brefs. La Régie a le choix d'accorder ou de refuser l'approbation d'un contrat d'approvisionnement qui lui est soumis. Elle n'a pas la juridiction de le modifier et elle n'a pas la juridiction d'en approuver une partie et d'en rejeter une autre.

Et on note ainsi que l'hypothèse qui est prévue à l'article 9.8 de l'entente selon laquelle une partie de l'entente pourrait être invalidée ne constitue pas une des hypothèses pouvant résulter d'une décision du présent tribunal au présent dossier.

14 h 42

Et j'ajoute en suivi à une remarque de madame la régisseuse Duquette tout à l'heure que l'approbation, oui, elle peut être conditionnelle. Il y a déjà d'ailleurs une décision que je cite à l'occasion qui le mentionne. Mais ça veut dire que si la Régie impose une condition, elle ne sait pas si la condition va exister. Elle émet sa décision en disant « Si tel événement se réalise, le dossier est fermé. » Et on ne sait pas si la condition, par exemple supposons que la condition soit d'améliorer un prix, on ne sait pas si la condition sera réalisée.

Je passe maintenant, je suis à la section 3 au paragraphe 14, au caractère intégré du produit recherché et à l'absence de fournisseur alternatif à HQP. Au présent dossier, Hydro-Québec Distribution a choisi de contracter une entente globale de modulation unique qui regroupe plusieurs aspects.

Ces aspects ont initialement été décrits au présent dossier comme comprenant, premièrement, un service de modulation, deuxièmement, une garantie de puissance complémentaire et, troisièmement, des services complémentaires.

Certains participants ont cependant faussement décrit la garantie de puissance complémentaire comme étant limitée à quinze pour cent (15 %) de la capacité éolienne installée alors que cette limite ne s'applique qu'aux quelques trois cents (300) heures de pointe de l'année où les besoins réguliers du Distributeur sont de trente-deux mille (32 000) mégawatts ou plus.

Je vais utiliser dans le reste de cette plaidoirie cette référence à trois cents (300) heures, trois cents (300) heures de pointe. Ce n'est pas ça que le texte de l'entente dit, le texte de l'entente parle des cas des heures où les besoins réguliers du Distributeur sont supérieurs à trente-deux mille (32 000) mégawatts. Mais pour aller plus vite je vais parler des trois cents (300) heures de pointe puisque l'on comprend, on conçoit que c'est la même chose. C'est approximativement de trois cents (300) heures dont on parle.

Donc, ces participants indiquent que cette limite, que cette puissance serait limitée à quinze pour cent (15 %), mais cette limite ne s'applique qu'aux quelques trois cents (300) heures de pointe de l'année et non aux autres huit mille quatre cent

soixante (8460) heures de l'année où la garantie de puissance complémentaire est infinie jusqu'à concurrence du total des besoins réguliers d'alors.

Avec respect pour l'opinion contraire, il nous apparaît que la division de l'entente globale de modulation en ces trois aspects constitue davantage une division de la formule de prix plutôt qu'une description des composantes réelles du produit fourni.

Il serait plus exact, à la lecture même de l'entente globale de modulation et tel qu'on va le voir un peu plus loin, de décrire de façon concrète et pragmatique le produit fourni comme suit. Premièrement, un produit en puissance à savoir la transformation des livraisons de production éolienne, qui ne comportent pas de garantie de puissance, en un produit dont la puissance est garantie, incluant une provision réserve contre l'aléa de prévision de la production éolienne, et ceci pour les volumes suivants. C'est-à-dire d'une part une garantie de puissance infinie jusqu'à concurrence du total des BRD durant les quelques huit mille quatre cent soixante (8460) heures de l'année hors pointe et durant les trois cents (300) heures restantes de l'année où ces BRD sont de plus

de trente-deux mille (32 000) mégawatts, une garantie de puissance limitée en décembre, janvier, février, mars, à quarante-cinq pour cent (45 %) de la capacité éolienne installée et à trente pour cent (30 %) de la capacité de ces autres mois, ce à quoi s'ajoute quarante pour cent (40 %) de la petite production hydroélectrique installée et quatre-vingt-dix pour cent (90 %) de la production biomassique installée.

Deuxièmement, des livraisons en énergie modulées selon la demande de HQD avec des services complémentaires en puissance qui sont associés à celles-ci. Hydro-Québec a en effet le privilège d'effectuer auprès du fournisseur sa programmation des livraisons requises de façon aussi lointaine que trente-deux (32) heures d'avance. C'est le fournisseur qui lui fournit l'ajustement de cette programmation en temps réel en réglant la production pour suivre la charge et en fournissant une provision (réserve) pour aléas de la prévision de la demande.

Le tout sous réserve que le solde de fin d'année du compte des entrées et sorties d'énergie soit conforme aux paramètres de l'entente, à défaut de quoi une pénalité s'appliquera.

Et troisièmement, tout ce qui reste comme services complémentaires c'est le service complémentaire, si besoin il y a, de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation, incluant la réserve tournante et la réserve arrêtée.

Plus précisément, nous soumettons respectueusement qu'il nous apparaît inexact de considérer de façon dissociée la garantie des premiers trente pour cent (30 %) d'équilibrage éolien, puis la garantie de puissance supplémentaire de quinze pour cent (15 %) pendant les mois d'hiver, puis la garantie de puissance infinie jusqu'à concurrence des besoins réguliers du Distributeur lorsque ceux-ci sont inférieurs à trente-deux mille (32 000) mégawatts et le service complémentaire de garantie de puissance couvrant l'aléa de la production éolienne.

Selon monsieur Hani Zayat d'Hydro-Québec  
Distribution :

L'entente de modulation est un tout global. Pour des raisons pratiques, pour des raisons de clarté, l'entente distingue trois services.

Le texte de l'entente lui-même exprime comme un

tout la garantie de puissance des premiers trente pour cent (30 %), celle des quinze pour cent (15 %) additionnels et la garantie de puissance infinie hors de la période de pointe.

Il est symptomatique que ces garanties soient d'abord exprimées à l'article 3.1.3 de l'entente, soit avant même que la même garantie supplémentaire soit traitée quant au seul aspect de son prix par l'article 3.2.

Par ailleurs, aucune clause comparable à l'article 3.2 ne prévoit de prix pour la puissance infinie qui est garantie selon l'entente en période hors pointe.

14 h 48

L'article 3.1.3(i), qui s'intitule « Valeur horaire garantie » bien que se trouvant dans une partie de l'entente autre que celle sur la puissance complémentaire, qui est à l'article 3.2, contient une définition des valeurs horaires garanties qui inclut cette puissance complémentaire, comme je le montre dans le texte que j'ai reproduit.

L'article 3.1.3(iii) (b) prévoit par ailleurs, toujours à l'extérieur de la clause 3.2 sur la puissance complémentaire - et j'en reproduis

le texte - le droit de retrait infini dont j'ai mentionné tout à l'heure. Donc, on n'est toujours pas arrivé à la partie de l'entente qui s'intitule « Puissance complémentaire » et on a déjà couvert tous ces aspects-là dans la partie qu'on pourrait appeler « Modulation du texte de l'entente ».

Si la garantie de puissance des premiers trente pour cent (30 %) d'équilibrage éolien, puis la garantie de puissance supplémentaire de quinze pour cent (15 %) pendant les mois d'hiver et la garantie de puissance infinie, jusqu'à concurrence des BRD lorsque ceux-ci sont inférieurs à trente-deux mille mégawatts (32 000 MW), avaient véritablement été des services distincts, pourquoi la description du service fourni ne les traite-t-elle pas de façon distincte dans le texte de l'entente?

Monsieur Hani Zayat d'Hydro-Québec Distribution affirme également, avec justesse, que c'est tout le quarante-cinq pour cent (45 %) de la capacité éolienne installée qui fait l'objet de la garantie de puissance fournie selon l'entente par Hydro-Québec Production. Il indique, et j'ai reproduit des longs extraits de sa part, puisque c'est très significatif, il indique que :

Le trente pour cent (30 %) il ne provient pas des contrats éoliens. Autrement dit, en aucun cas, les contrats éoliens ou les parcs éoliens ne me garantissent trente pour cent (30 %).

Il n'y a personne qui peut souffler sur les éoliennes pour garantir qu'elles vont produire trente pour cent (30 %). Quand il n'y a pas de vente, il n'y a pas de vent.

Plus loin, il dit :

En fait, l'ensemble Producteur en vertu de l'entente de modulation nous garantit l'ensemble du quarante-cinq pour cent (45 %), il vient raffermir, il le garantit. Si vous regardez les clauses...

Les clauses qu'on vient de voir,

... je ne peux pas vous référer à la clause particulière, mais la valeur horaire garantie est de quarante-cinq pour cent (45 %).

Et plus loin, il affirme :

Le quinze pour cent (15 %) additionnel

est une base de rémunération, je vais  
dire ça comme ça.

L'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution d'octobre deux mille neuf (2009)... C'est un document que j'avais déposé, dont j'avais déposé des extraits sous C-SÉ/AQLPA-0013. Donc, cette évaluation confirme que la contribution en puissance de trente pour cent (30 %) de l'éolien ne constitue qu'une valeur moyenne, centrée (c'est à la fin de la page 16 de ce document). La contribution éolienne en puissance en pointe peut aller jusqu'à varier de cinq virgule quatre pour cent (5,4 %) à quatre-vingt-cinq virgule neuf pour cent (85,9 %) de sa capacité installée (c'est au tableau 2 de la page 9 de ce document).

La preuve d'Hydro-Québec Distribution révèle également que le service de modulation avec garantie de puissance, par lui-même, protège le Distributeur contre les aléas de cette production. Et je vous reproduis deux citations à cet effet. Il y a donc là encore une interrelation entre la garantie de puissance et le service complémentaire de garantie contre les aléas de production éolienne.

J'arrive maintenant en page 20 à l'item 4, à la section 4, qui est la décision que la Régie est appelée à rendre. Donc, dans ce contexte, la Régie de l'énergie est appelée à déterminer s'il est préférable d'approuver l'entente globale de modulation HQD-HQP 2012-2014 qui lui est soumise ou, au contraire, refuser cette approbation, soit parce qu'une absence de toute entente serait meilleure, soit parce que la fusion de tous les aspects du produit lui apparaît inacceptable et que le Tribunal trouve préférable de scinder le produit en plusieurs contrats dont un ou plusieurs pourraient faire l'objet d'un appel d'offres.

Donc, premier aspect de la question : Est-ce que la Régie devrait refuser d'approuver l'entente car une absence d'entente serait préférable? Nous soumettons respectueusement qu'une absence de toute entente ne serait pas une option préférable à la présente entente. Et là-dessus, je reproduis un certain nombre de tableaux mais qui proviennent de la preuve d'Hydro-Québec, qui indiquent, d'une part, que l'entente est rentable pour Hydro-Québec Distribution, même si l'on peut concevoir qu'elle aurait pu l'être davantage si la négociation avait fourni un résultat différent,

puisque Hydro-Québec Production disposait d'une marge lui permettant de concéder davantage lors de ces négociations. Et, là, il y a différents témoins d'autres intervenants qui ont déposé une preuve à cet effet.

Et B), deuxièmement, je suis à la page 22. Il résulte par ailleurs de la preuve que, par l'entente globale de modulation, les transactions de court terme d'Hydro-Québec Distribution nécessaires pour rééquilibrer son bilan offre/demande, sur une base saisonnière, journalière et horaire, pourront être réduites de manière significative, et même davantage que ce qu'aurait permis la seule reconduction en 2012-2014 de l'actuelle entente d'intégration éolienne.

L'EGM pourrait, par exemple, permettre au Distributeur d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver. En pratique, cela constituerait l'équivalent d'un service de stockage intra-annuel offert à Hydro-Québec Distribution dans les réservoirs d'Hydro-Québec Production.

14 h 55

C) L'entente globale de modulation proposée modulera la production d'électricité non seulement

des contrats d'approvisionnement éoliens de HQD, mais également de ses contrats d'approvisionnement en électricité de source biomassique et petite hydraulique et même, tel que c'est formulé, ça s'appliquera tant aux contrats présents qu'éventuellement des contrats futurs, s'il en existe d'autres durant les trois années de l'entente qui pourraient s'ajouter.

D) L'EGM permettrait de réduire des deux tiers les volumes d'achat d'énergie de court terme requis de deux mille douze (2012) à deux mille quatorze (2014) de la part d'Hydro-Québec Distribution par rapport à un scénario sans entente. Je passe au paragraphe suivant.

Par ailleurs, les besoins d'achat à court terme de puissance annuels requis de la part d'Hydro-Québec Distribution seraient réduits de près de trente pour cent (30 %) par rapport à un scénario sans entente. Encore, je passe au paragraphe suivant.

Il est important de souligner que la réduction des besoins d'achat de court terme, tant en énergie qu'en puissance, est environnementalement avantageuse car de tels achats sont généralement de source thermique lorsque le

fournisseur est autre qu'Hydro-Québec Production.  
Et je vous dépose les tableaux qui proviennent de  
la preuve d'Hydro-Québec Distribution qui  
illustrent ce que je viens de mentionner. Je passe  
à l'item E).

De plus, comme Hydro-Québec Distribution le  
souligne, l'entente globale de modulation permettra  
d'accroître l'utilisation de l'électricité  
patrimoniale qui constitue la source  
d'approvisionnement la moins coûteuse du  
Distributeur. Cette réduction est avantageuse au  
niveau des coûts. De plus, l'électricité  
patrimoniale est au moins à quatre-vingt-quinze  
pour cent (95 %) de source hydraulique.

L'entente globale de modulation - je suis à  
l'item F) - est également environnementalement  
préférable car elle réduirait presque à néant les  
reventes d'électricité sur les marchés par Hydro-  
Québec Distribution qui auraient résulté d'une  
absence d'entente ou pire d'une reconduction de  
l'entente d'intégration éolienne.

Il est bien établi - et je pense que vous  
en avez une connaissance d'office - qu'il est  
préférable pour l'environnement que les ventes sur  
les marchés voisins soient effectuées par Hydro-

Québec Production plutôt que par Hydro-Québec Distribution. En effet, le Producteur, grâce à l'outil que constituent ses réservoirs, est mieux placé que le Distributeur pour concentrer ses exportations durant les plages horaires de pointe où le coût marginal de l'électricité est nécessairement le plus élevé, ce qui correspond également à celle où l'électricité marginale produite est particulièrement polluante.

J'arrive à la page 27. Donc, la conclusion à laquelle... qui ressort de ce qui précède, c'est qu'il nous semble qu'il y a... que les avantages de l'entente sont nombreux et donc que l'existence et l'approbation de cette entente sont préférables à une absence d'entente.

Donc, à la page 27, à la section 4.2, j'examine l'autre question qui se pose à la Régie, à savoir si elle doit refuser d'approuver l'entente car une scission du contrat serait préférable, avec possibilité d'aller en appel d'offres pour un ou plusieurs des services scindés en résultant.

Nous soumettons respectueusement que la Régie ne devrait pas non plus refuser l'entente sous le motif qu'une scission du contrat aurait été préférable. En effet, compte tenu des échéances, un

tel refus équivaldrait d'abord à une absence de tout service d'équilibrage éolien pendant au moins une certaine période, ce qui serait non souhaitable pour les raisons invoquées plus haut.

Au paragraphe 25. Certes, dans sa décision D-2011-162 rendue au dossier R-3748-2010, la Régie avait indiqué son souhait qu'une partie du produit visé par la présente entente fasse l'objet d'un appel d'offres, mais il est révélateur que, malgré cette décision et malgré le caractère public de la présente audience, aucun éventuel fournisseur ne s'est présenté devant le tribunal pour y affirmer qu'il soumissionnerait à un tel éventuel appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution portant sur une partie du produit qui résulterait d'une éventuelle scission à la présente entente.

Il est par ailleurs non contesté qu'aucun fournisseur québécois ne pourrait fournir les volumes totaux de l'un ou l'autre des services autres qu'ancillaires prévus à l'entente.

Même pour le service de puissance, EBM - il faut ajouter le mot « EBM » là qui est sauté - EBM ne disposerait que de deux cent cinquante mégawatts (250 MW) de capacité au Québec. C'est ce qu'elle indique à la pièce C-EBM-0020 qui est sa réponse à

l'engagement numéro 1. Mais, son témoin a précisé en audience ignorer quelle partie de cette capacité est déjà contractée. Et je vous réfère aux notes sténographiques du premier (1er) décembre, d'hier, en page 12, aux lignes 9 à 13, et en pages 13 et 14, la longue réponse aux question 6 et 7 que j'avais posées.

EBM affirme pouvoir acquérir des approvisionnements supplémentaires provenant de tiers, mais dont les sources seraient situées hors de la zone de réglage Québec, donc inadmissible. Ceci apparaît à sa réponse à l'engagement numéro 1.  
15 h

Enfin quant aux services complémentaires, EBM doit elle-même les acquérir auprès du Transporteur, ce qui est mentionné également dans cette pièce, et le Transporteur lui-même les acquiert d'Hydro-Québec Production comme on sait.

EBM ne serait pas en mesure par elle-même de fournir à Hydro-Québec Distribution une garantie de puissance à l'heure de pointe annuelle ou à chacune des quelques trois cents (300) heures de pointe d'hiver de quarante-cinq pour cent (45 %) de la capacité installée des éoliennes ni une garantie de puissance infinie, jusqu'à concurrence des

besoins réguliers du Distributeur pendant les huit mille quatre cent soixante (8 460) autres heures de l'année. Ça apparaît aux notes sténographiques du premier (1er) décembre aux pages 8 à 19 qui sont les réponses à SÉ-AQLPA où j'avais posé de façon séquentielle... j'avais posé des questions sur ces aspects.

Pour qu'EBM puisse soumissionner, la Régie devrait d'abord au préalable adapter la manière dont elle requerrait qu'Hydro-Québec Distribution scinde son entente de manière à ce que même pour la puissance garantie le produit soit subdivisé en parties suffisamment disloquées pour que l'une de ces parties puisse faire l'objet d'une soumission de la part d'EBM.

Et malgré toute cette démarche, Hydro-Québec Production demeurerait le fournisseur principal dont Hydro-Québec Distribution attendrait une offre pour combler les parties du produit pour lesquels aucun autre fournisseur, pas même EBM, ne pourrait soumissionner.

Dans un tel contexte où Hydro-Québec Distribution resterait dépendante d'une offre d'Hydro-Québec Production pour l'essentiel du produit recherché et dans le contexte où il y

aurait absence d'entente pendant une certaine période après le premier (1er) janvier deux mille douze (2012), il est loin d'être acquis que le résultat d'ensemble serait plus profitable au Distributeur que ne l'est l'entente actuelle.

Par ailleurs, il est loin d'être acquis que les avantages environnementaux de la présente entente seraient préservés dans un tel scénario, à savoir la réduction des achats d'énergie et de puissance du court terme au même niveau que celui prévu ici, la diminution des reventes effectuées par Hydro-Québec Distribution et la maximisation de son utilisation du bloc patrimonial.

Donc pour l'ensemble de ces motifs nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver l'entente globale de modulation soumise par Hydro-Québec Distribution au présent dossier.

Je passe à la page 31, à l'option de résiliation anticipée. L'entente globale de modulation prévoit la clause de... une clause de résiliation unilatérale qui indique que :

L'Entente peut toutefois être résiliée à la fin de chaque année si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon substantielle

ou si l'exploitation du parc de production du Producteur subit un impact significatif non anticipé. Toutefois, la partie demandant la résiliation doit être en mesure de démontrer les motifs justifiant sa demande et ceci à la satisfaction de l'autre partie.

Tout en comprenant le désir des deux parties contractantes de se protéger contre les imprévus, cette clause d'exception nous semble particulièrement large et apte à couvrir une variété de situations sur le marché.

Interrogée par la Régie, Hydro-Québec Distribution a reconnu la nécessité de faire approuver par la Régie les modifications importantes à l'entente, ce qui peut-être inclurait l'exercice par elle de cette clause de résiliation unilatérale, quoique le Distributeur ne s'y engage pas clairement. Je vous ai reproduit le texte de la réponse et c'est pour ça que je vous demande de l'exprimer clairement dans votre décision.

Donc nous vous recommandons... nous recommandons à la Régie de l'Énergie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution obtienne son

R-3775-2011  
2 décembre 2011

PLAIDOIRIE  
SÉ/AQLPA  
- 251 - Me Dominique Neuman

approbation préalable avant d'exercer éventuellement son droit à la résiliation de l'entente globale de modulation et similairement qu'Hydro-Québec Distribution devrait aviser la Régie de l'énergie si Hydro-Québec Production exerce un tel droit.

Donc ceci complète mes représentations. Je vous remercie beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Un instant, je fais des vérifications. Merci, Maître Neuman, votre présentation était claire à ce point que nous n'aurons pas de question. Merci. Maître Fraser, désirez-vous une pause pour pouvoir... avant de procéder à votre réplique?

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Combien de temps vous avez besoin?

Me ÉRIC FRASER :

Quarante (40) minutes.

LE PRÉSIDENT :

Qui nous mène à quelle heure?

Me ÉRIC FRASER :

Bien, ce qui nous mène à moins quart.

R-3775-2011  
2 décembre 2011

PLAIDOIRIE  
SÉ/AQLPA  
- 252 - Me Dominique Neuman

LE PRÉSIDENT :

O.K., allons-y.

Me ÉRIC FRASER :

Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

PAUSE

(15 h 45)

LA GREFFIÈRE :

Veuillez prendre place, s'il vous plaît.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fraser, avant que vous débutiez, j'aimerais, la Régie aimerait avoir, vous entendre sur un des points amenés par maître Neuman, c'est-à-dire à la page 8 de son document. En fait la question à savoir ce qui devrait être québécois est-ce que c'est le siège social ou la source de production. Alors je ne sais pas si vous comptiez l'aborder dans votre réplique, mais on aimerait avoir votre regard là-dessus.

Me ÉRIC FRASER :

Je comptais l'aborder, mais je vais simplement vérifier parce que là c'est le festival des notes.

Me PAULE HAMELIN :

Est-ce que vous demandez la question à d'autres

intervenants?

LE PRÉSIDENT :

Non, je suis rendu là, Maître Hamelin.

Me ÉRIC FRASER :

Mais on comptait l'aborder de toute façon. Mais, oui, on compte l'aborder.

LE PRÉSIDENT :

Parfait. Maintenant pour d'autres questions d'intendance, vu qu'on arrive, on est vendredi vers la fin de journée. Vous pensez, Maître Fraser, en avoir pour combien de temps?

Me ÉRIC FRASER :

Une demi-heure.

LE PRÉSIDENT :

Parfait. On vous écoute.

RÉPLIQUE PAR Me ÉRIC FRASER :

Alors rebonjour, Monsieur le Président, Monsieur, Madame les Régisseurs.

C'est toujours intéressant dans la réplique. En fait, je pense que c'est la première fois que je fais une réplique où j'ai autant d'appui. Vous savez que plaider c'est très, j'aime beaucoup plaider, c'est toujours intéressant évidemment, sinon je ne ferais pas ça. Mais la partie la plus difficile, surtout en droit

réglementaire, c'est qu'une fois que l'on plaide pour le Distributeur il y en a entre huit et douze (12) qui passent après et rarement pour nous dire qu'ils ont trouvé ça bon. Donc, dans un procès civil ça n'est pas si pire, il y en a un, des fois un petit peu plus, mais il y a une question d'équilibre qui fait en sorte qu'à la fin de la journée ça peut devenir un peu difficile, autant pour le procureur que l'équipe, que de se faire dire que tout ce qui a été fait était à côté de la cible ou de si piètre qualité. Donc, je dois avouer que j'aborde la réplique avec le coeur un peu plus léger qu'à l'habitude. Allons-y.

Il m'apparaît important de revenir, justement à la lumière des commentaires qui ont été plutôt négatifs, et je ferai abstraction des autres pour l'instant, sur le cadre réglementaire applicable, puisque plusieurs intervenants semblent non pas revenir sur la qualité de l'entente dans son ensemble, mais semblent revenir sur certains aspects, certaines sections de celle-ci, et semblent faire valoir des arguments non pas sur la rentabilité mais sur l'optimalité par exemple.

Il ne faut pas oublier que le cadre réglementaire applicable aux questions des

approvisionnement commence par le plan, le plan dans lequel on présente ce que l'on voit comme prévision de la demande et comment on entend y répondre.

Le plan est par la suite mis à jour dans le cadre des états d'avancement. Et c'est dans le plan que l'on présente les caractéristiques des ententes. Et une fois que cet exercice-là est fait, habituellement il y a un déploiement du plan pour lequel vous êtes appelé à approuver des ententes ou approuver par ailleurs des stratégies.

Donc, si on resitue ce cadre dans le présent dossier, la seule question au niveau de la caractérisation des services ou de l'entente globale, la seule question qui reste aujourd'hui c'est celle concernant la puissance complémentaire.

Une fois qu'on aura réglé celle-là, et on va y revenir parce que c'est un sujet qui est contesté, l'autre question que l'on doit se poser c'est est-ce que c'est une bonne entente. Et à ce titre, je vous citerais en fait le plan d'argumentation de l'UMQ qui vous citait, mais qui m'a inspiré, ou si je reprends la décision procédurale du présent dossier, la D-2011-160, où la Régie a bien cerné l'exercice auquel nous étions

conviés aujourd'hui une fois que les questions de caractérisation seraient tranchées, et je suis au paragraphe 21 :

La Régie recherche par l'analyse du présent dossier à obtenir l'assurance que l'entente proposée s'avère juste, raisonnable, utile et rentable pour les consommateurs, tout en étant équitable envers tous les participants de l'industrie...

Ça je l'aurais laissé aller, mais par honnêteté intellectuelle on va citer jusqu'à la fin :

... et respectueuse des lois en vigueur.

Là je n'aurai pas de problème avec ça non plus.

Mais ce qui m'amène quand même à reciter que lorsque l'on arrive avec les listes d'épicerie, lorsque l'on me demande ou lorsque l'on demande au Distributeur de vous prouver l'optimalité de chacun des services, on s'éloigne de l'exercice. On s'éloigne de l'exercice de démontrer qu'on a une bonne entente et qu'on a une entente rentable. Il y a un élément qui est apparu des plaidoiries, toujours dans la même veine.

15 h 51

Plusieurs ont critiqué divers aspects de l'entente, son optimalité, plusieurs ont critiqué le fait qu'on aurait pu aller chercher plus par exemple. Plusieurs sous-entendent que tous les risques que l'on refile au Producteur dans ce dossier-ci sont trop rémunérés.

Mais il y a quelque chose qui me, qui me surprend c'est que personne n'a rien proposé, personne n'a dit :

Écoutez cette entente-là elle est trop chère parce que dans le nord-est il y a des conventions d'équilibrage qui fonctionnent autrement, qui sont diablement efficaces et qui coûtent beaucoup moins chères.

Personne. Ce qui est quand même révélateur de la situation dans laquelle on se retrouve et de la façon dont on doit analyser le produit.

Toujours dans la même rubrique, il m'apparaît important de réitérer la question économique lorsqu'on parle de la rentabilité. Et là je ferais plus particulièrement référence à EBM.

Comme il a été plaidé dans la plaidoirie en chef, les hypothèses dans le présent dossier sont

basées évidemment. Premièrement, elles sont réalistes. Deuxièmement, elles sont, elles ont fait l'objet d'approbation à maintes reprises.

On s'entend qu'on vous présente ici des hypothèses qui en plus d'être conservatrices font partie du cadre par ailleurs dans lequel nous oeuvrons en matière d'approvisionnement.

Lorsqu'on conteste les analyses économiques du Distributeur et je fais référence particulièrement à EBM et son analyse économique, il faut faire attention et je crois qu'à ce titre, en ce qui concerne cet intervenant en particulier, il y a une perte de crédibilité qui a été démontrée lors du contre-interrogatoire lorsqu'on nous affirme qu'en mode analyse économique on ne doit pas tenir compte par exemple des pertes électriques.

Alors qu'il s'agit d'un coût bien évident, un coût consacré non seulement par la physique, mais aussi par les Tarifs et conditions du Transporteur. Il m'apparaît aussi que ce n'est pas très sérieux lorsqu'on avance qu'un « price sticker », donc lorsque le Distributeur doit acheter de l'électricité, le marché va lui vendre moins cher.

En fait, les participants au marché vont lui vendre moins cher que le prix du marché. Ce n'est pas sérieux. Et lorsqu'on affirme en audience que ces prix sont simultanés. Donc que le Distributeur va payer le même prix achat-revente en même temps. Alors qu'on sait très bien que les achats et la revente ne se font pas au même moment.

Et donc que les prix sont des prix d'achat. C'est donc dire qu'il n'y aura pas d'escompte par les acteurs du marché. Et les prix de revente eux devront faire l'objet des différentes contraintes c'est certain.

Alors j'étais en train de réfléchir pour m'assurer que j'avais dit ce que je voulais bien dire, d'où le silence.

Il y a un autre élément et là je change un peu de rubrique. Concernant la clarification de la puissance complémentaire, vous vous souviendrez que ce matin je pesais mes mots, je faisais attention de clairement exprimer ce concept qui a été remis en question de façon, qui a été remis en question par EBM notamment via l'entente.

Je comptais y revenir et je dois admettre que Maître Neuman est revenu sur cette question de manière assez détaillée, mais il m'apparaît

important que, qu'on y touche un peu.

Effectivement, lorsqu'on analyse l'entente, les éléments qui garantissent ce qu'on appelle l'ensemble, le concept de la puissance complémentaire, les éléments qui le garantissent se retrouvent dans la disposition sur la modulation. On parle plus particulièrement de la disposition 3.1.3. dans la section 3. Et c'est dans cette disposition qu'on constate qu'effectivement le Distributeur se voit accorder une puissance garantie de quarante-cinq pour cent (45 %) pendant les mois d'hiver et qu'il se voit, par ailleurs, accordé une garantie de retrait illimitée pendant les autres mois.

15 h 56

La disposition sur la puissance complémentaire en tant que telle, conformément à ce qui a été avancé, ce qui a été plaidé ce matin, vient beaucoup plus établir les modalités de paiement à l'effet que le Distributeur va payer pour le quinze pour cent (15 %) de puissance complémentaire défini à l'article 3.1.2. Ce qui vient complètement appuyer la preuve testimoniale et qui vient aussi reconfirmer, si on veut, le caractère que l'on vous dit indissociable de la

puissance complémentaire et de la modulation.

C'est donc dans la modulation qu'on se voit octroyé cette garantie qui nous permet de faire les retraits d'heure en heure comme nos besoins l'indiquent avec la contrainte d'hiver.

Sur la question des appels d'offres et de l'article 74.1, il y a - et encore une fois je suis, je veux dire, guilleret d'avoir un peu d'appui sur cette question.

Je vous dirais, évidemment, toute l'argumentation de ma consœur, on pouvait la voir venir là, la question du contrat d'approvisionnement pour satisfaire les besoins des marchés québécois, la définition de l'article 2 et la reprise, en fait, de cette définition dans 74.1 et l'espèce de raisonnement qui fait en sorte qu'on serait pris dans un carcan par rapport à une situation comme celle où nous sommes, où il n'y a pas lieu de faire d'appel d'offres.

Je vous dirais qu'il y a un principe d'interprétation qui doit nous guider ici, c'est évidemment de faire une interprétation de 74.1 qui est cohérente avec l'esprit de la Loi, l'article 5, l'article 31. Il ne faut pas oublier que 74.1 s'inscrit dans vos responsabilités en matière de

surveillance de la sécurité des approvisionnements et de s'assurer d'avoir des approvisionnements à bas coûts et qu'il faut à ce moment-là interpréter 74.1 pour lui donner tout son sens et, dans le contexte plus général, l'application de la Loi.

Je vous soumets deux avenues pour permettre, je vous dirais, de réactualiser, en fait, réactualiser la décision D-2005-76 qui constitue, si on veut - je ne voudrais pas être trop familier, mais qui constitue l'os juridique qui... qui, en ce qui me concerne, est devenu problématique dans l'analyse du dossier, mais je vais y revenir. Donc, il faut avoir une interprétation qui donne du sens à 74.1 dans le contexte de l'application générale de la Loi.

Il y a premièrement les conditions factuelles. Comment pouvons-nous interpréter 74.1 dans le contexte des faits qui sont présentement devant nous? Qu'est-ce que les faits nous indiquent? C'est qu'il est impossible de faire appel aux marchés pour le produit qui est demandé.

16 h

Et si on faisait appel au marché il y a un joueur qui répondrait à l'appel. Je vais être fin, un joueur et un dixième, on va en ajouter un autre,

bien que je vous dis ça simplement sous réserve de tout ce que j'ai déjà dit et de tout ce que nous avons dit, EBM ne peut pas offrir le service, mais mettons qu'il y en a deux, il y en a un qui peut offrir une parcelle d'un des morceaux du service.

Si on fait un appel d'offres c'est le gros joueur qui va tout rafler et qui va dicter ses prix, c'est certain. Il faut donc faire une interprétation selon laquelle vous n'êtes pas lié par la décision D-2005-75 ou, en fait, vous n'êtes pas lié par le fait que c'est considéré comme un contrat d'approvisionnement qui vous oblige à réclamer un appel d'offres.

Et ça, ça se fait via le produit, le produit ne permet pas d'aller en appel d'offres. Et c'est peut-être, je suppose, l'une des options qui a été implicitement reconnue dans les deux occasions où la Régie a approuvé, et je parle ici des décisions concernant les conventions d'énergie différée amendées et la décision sur l'entente d'intégration éolienne, parce qu'on est bien conscient ici qu'on a deux précédents dans le même cadre juridique qui ont approuvé des, j'ouvre les guillemets, des ententes, des contrats d'approvisionnement hors d'un contexte d'appel

d'offres.

Pour l'entente d'intégration éolienne c'est clair, il y avait la décision D-2005-76 qui offrait cette définition-là et il y a eu la décision approuvant l'entente.

Pour les conventions d'énergie différée amendées c'est un petit peu plus subtil puisqu'il s'agissait d'amendements à une convention mais il s'agissait quand même d'aller chercher de la modulation avec un nouveau produit.

Or, nécessairement la Régie a appliqué un raisonnement dans ces deux décisions-là. Je viens de vous exposer le raisonnement sur le contexte factuel, donc interpréter la disposition un peu de la même manière que le faisait mon confrère Neuman à l'égard du produit recherché et subsidiairement, je vous soumetts également, et c'était en plaidoirie principale, qu'il y aurait peut-être lieu de réactualiser ou dépoussiérer la D-2005-76. La Régie n'est pas liée par ces décisions.

L'évolution du droit réglementaire est quelque chose qui existe. Je vous soumettrais que le contexte des approvisionnements est un « work in progress » incessant en ce qui concerne le Distributeur. C'est unique, c'est, en termes de

réglementation, avec le patrimonial, avec les bâtonnets, avec une procédure d'appel d'offres dans certaines conditions, avec les blocs, on n'est pas ici dans l'interprétation du Code civil avec des principes qui datent et qui ont été plaidés abondamment et qui sont bien ancrés.

On est ici dans un droit qui est nouveau, complexe et qui a... et qui peut évoluer. Et en ce sens, subsidiairement, il y a une interprétation de 74.1 fondée sur des éléments de droit et qui respecterait également, selon moi, la position que nous vous présentons.

Si j'avais à résumer c'est assez simple, 74.1 identifie deux... pardon, la journée a été longue, identifie deux critères pour lesquels nous devons aller en appel d'offres, satisfaire les besoins des marchés québécois, blocs déterminés par règlement.

Je vous ai déjà plaidé que la question des contrats, nous sommes devant un contrat de service énergétique qui ne vise pas à satisfaire les besoins des marchés québécois, et à ce titre il est tout à fait cohérent d'en arriver à la conclusion que 74.1 ne s'applique pas. Mais évidemment, ça demande une distinction avec la décision D-2005-76.

Il y a aussi les blocs où la situation du dossier actuellement qui s'applique factuellement dans le dossier, pardon, nous sommes dans la deuxième situation. Nous sommes dans la situation où nous avons procédé à un appel d'offres en réponse à un règlement sur les blocs, deuxième situation.

(16 h 6)

Ce règlement nous demande d'accompagner le produit d'une entente d'équilibrage, en fait de service d'équilibrage et de puissance.

Le Décret nous dit que le service que nous allons nous chercher, que nous allons chercher n'est pas pour satisfaire les marchés québécois. Le Décret nous dit que nous devons aller chercher un service, en fait deux éléments : la puissance complémentaire et le service d'intégration pour assurer la fiabilité des blocs que l'on nous demande de s'octroyer, d'aller chercher par appel d'offres.

Et là on est dans une interprétation tout à fait cohérente de 74.1. Et je vous dirais également D-2005-076. Non, en fait je ne peux pas dire ça, désolé. Puisque D-2005-076 avait statué sur l'entente d'intégration. Par contre, le droit me

semble cohérent avec l'ensemble du cadre lorsqu'on l'interprète de cette façon.

Donc, je vous offre deux avenues d'interprétation, l'une concernant le contrat, le produit recherché et l'autre concernant la qualification que l'on peut donner à ce type d'entente.

Concernant la notion de négociant. Effectivement, on me faisait remarquer, l'équipe ici, un peu comme l'a fait maître Neuman, que si on veut donner un sens à l'expression « fournisseur québécois » il faut que ça aille un petit peu plus loin qu'un siège social parce qu'un négociant en énergie ça peut être quelqu'un avec un petit bureau et un téléphone.

Dans un contexte d'intégration éolienne qui relève de la fiabilité, si on veut donner un sens à « fournisseur québécois » il y a peut-être lieu d'y associer, tout comme le faisait le premier décret, la notion d'actifs, d'activités, la notion de, j'allais dire d'assurance quant à la capacité de pouvoir rendre le service. Donc, qu'il s'agisse d'actifs ou qu'il s'agisse..., qu'il s'agisse d'actifs ou qu'il s'agisse de capacité d'être en mesure de livrer le service à l'intérieur de la

zone de réglage et de ne pas être dépendant des marchés extérieurs et de ne pas être dépendant des interconnexions, comme nous le suggère EBM dans l'engagement numéro 1.

Donnez-moi juste un instant, je vais vérifier mes notes.

Ad lib. Il y a un élément, en fait il y en a deux. FCEI sur l'aléa prévisionnel. Je suis un petit peu perdu dans mes notes. Vous m'excuserez, mais il va falloir que vous attendiez un peu.

LE PRÉSIDENT :

Ai-je le choix? Prenez le temps qu'il vous faut, Maître Fraser. On est en fin de journée pour tout le monde, prenez le temps.

Me ÉRIC FRASER :

J'allais dire je ne suis pas décideur, donc je ne peux pas, je ne peux pas vous dire que vous n'avez pas le choix.

Sur la question est-ce que j'ai mis ça là? Bien non! Écoutez, je vais y aller vraiment ad lib.

FCEI a lancé un argument sur l'aléa prévisionnel à l'effet que nous n'avions pas tenu compte de cet élément dans l'analyse. Or, rapidement, il nous apparaît un peu, il nous apparaît un peu étrange que d'être en mesure de

faire l'affirmation que l'ajout d'un instrument de flexibilité viendrait nous entraîner un risque supplémentaire à l'égard des aléas. Alors, je vous laisse avec ça.

16 h 13

Il y a également UMQ. UMQ à qui on est à veille de leur donner un contrat pour négocier à notre place. En fait, on est à veille de leur donner un contrat pour négocier à notre place, et je ne peux pas m'empêcher de me dire que les membres de l'UMQ devraient, dans le mandat qu'ils accordent aux professionnels, leur dire d'avoir une petite gêne lorsque l'UMQ vient tenter de donner la leçon sur les questions de négociation et les nécessités d'aller en appel d'offres.

Mais j'aimerais seulement terminer que lorsqu'on fait référence aux trois cas, aux trois pires scénarios qui pourraient se réaliser dans le cadre de l'analyse évidemment de rentabilité de l'entente, mais écoutez savez-vous c'est quoi la probabilité que ces trois scénarios se réalisent? Je suis certain que monsieur Marcel-Paul Raymond va être content qu'on arrive avec des notions de probabilités. Il semble que ce soit une fois sur quarante-cinq mille (1/45 000). Donc, la

probabilité que ça se réalise, et lorsqu'on plaide ça, c'est une fois en quarante-cinq mille (1/45 000) ans.

Ce qui m'amène à ma conclusion. Le Distributeur dans ce dossier a une obligation de sécurité, de fiabilité dans l'approvisionnement et à l'égard du réseau. Et, là, je fais référence au service complémentaire qu'il doit fournir ou faire fournir. Je vous sou mets que c'est ce qu'il a fait dans le cadre des négociations. Je vous sou mets que c'est ce que reflète l'entente globale de modulation. Le tout respectueusement soumis. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Et vous avez tout à fait respecté votre temps. Parlant de temps, ça met fin à la partie publique de ce dossier. On a tous, vous avez tous, nous avons tous travaillé dans un échéancier serré, comprimé. Ça a été le lot de tout le monde. On a eu des heures d'audience qui étaient un peu différentes des heures habituelles.

Je tiens à remercier en fait nommément l'équipe de la Régie, l'équipe de procureurs qui nous ont soit accompagnés en audience, soit accompagnés durant la préparation, c'est-à-dire

maître Fortin et maître Alexandre de Repentigny; le chargé de projet Daniel Soulier, Isabelle Larivière et Simon Desrochers au niveau des analystes; et notre greffière madame Lebuis; l'équipe de sténographes qui a aussi eu des heures un peu particulières, comme nous tous; aussi mes collègues de la formation, parce que ça a été... nous-mêmes nous avons vécu ces heures, ils ont vécu aussi un président d'assemblée qui essaie d'être drôle.

Cela étant dit, écoutez, merci, merci en fait de votre collaboration. Les deux derniers jours et deux heures d'audience nous ont permis, je pense, de faire le tour d'un débat qui n'est pas simple. On espère que tout sera plus clair maintenant. Je vous souhaite à tous un bon week-end, une bonne rentrée ce soir. Et pour ce qui est de nous, bien... Je sais qu'il y a d'autres gens qui vont rentrer la semaine prochaine. Nous, nous serons en délibéré à partir de ce soir. Alors, merci beaucoup et bonne fin de journée.

AJOURNEMENT

---

R-3775-2011  
2 décembre 2011

RÉPLIQUE  
Me Éric Fraser

- 272 -

Nous, soussignés, ODETTE GAGNON, JEAN LAROSE et CLAUDE MORIN, sténographes officiels dûment autorisés à pratiquer avec la méthode sténotypie et sténomasque, certifions sous notre serment d'office que les pages ci-dessus sont et contiennent la transcription exacte et fidèle de la preuve en cette cause, le tout conformément à la Loi;

Et nous avons signé :

---

ODETTE GAGNON  
Sténographe officielle

---

JEAN LAROSE  
Sténographe officiel

---

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel