

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

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

DOSSIER : R-3748-2010

RÉGISSEURS : M. GILLES BOULIANNE, président
M. RICHARD CARRIER
Me MARC TURGEON

AUDIENCE DU 14 JUIN 2011

VOLUME 7

JEAN LAROSE et CLAUDE MORIN
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER
procureur 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);

M. DANIEL LAPLANTE
représentant de Association de l'industrie
électrique du Québec (AIEQ);

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

Me ANDRÉ TURMEL
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 FRANKLIN S. GERTLER
procureur de Regroupement des organismes
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

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 MATIÈRES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
LISTE DES PIÈCES	6
PREUVE DE L'UNION DES CONSOMMATEURS	
JEAN-FRANÇOIS BLAIN	
CO PHAM	
INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD	10
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	45
PREUVE DE L'UNION DES MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC	
YVES HENNEKENS	
MARCEL PAUL RAYMOND	
INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN	79
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DENIS FALARDEAU	189
INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN	199

R-3748-2010
14 juin 2011

- 5 -

PREUVE DE L'ACEF DE QUÉBEC

RICHARD DAGENAI

INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU	216
INTERROGÉ PAR LE PRÉSIDENT	247



LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

C-UMQ-003	Curriculum vitae de M. Marcel Paul Raymond, expert en planification et optimisation des approvisionnements en électricité	86
-----------	--	----



R-3748-2010
14 juin 2011

- 6 -

LISTE DES PIÈCES

	PAGE
C-UC-30 : Tableau. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme .	14
C-UC-31 : Tableau. Sommaire des approvisionnements postpatrimoniaux	14
C-UMQ-26 : Présentation Power Point de l'UMQ par Marcel Paul Raymond	80
C-UMQ-27 : Monthly Market Report, January 2011, IESO	81
C-UMQ-28 : Monthly Historical Interface Flows, Schedules, Transmission Transfer Capability, IESO	82
C-UMQ-29 : Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment for Summer 2011, Final Report, April 2011 .	82
C-UMQ-30 : NPCC 2010 New England Annual Interim Review of Resource Adequacy, November	

R-3748-2010
14 juin 2011

- 7 -

	30, 2010	83
C-UMQ-31 :	Methodology to Perform Long Term Assessments, May 24, 2011, IESO .	83
C-UMQ-32 :	Extraits du site Internet IESO du 13 juin 2011 et du 7 juin 2011 . . .	84
C-UMQ-33 :	NPCC Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System, December 1, 2009	84
C-ACEFQ-018 :	Complément de preuve - Plan Nord : Hydro prête à créer des miniréseaux autonomes . . .	215

R-3748-2010
14 juin 2011

- 8 -

L'AN DEUX MILLE ONZE, ce quatorzième (14e) jour du
mois de juin :

LA GREFFIÈRE :

Protocole d'ouverture. Audience du quatorze (14)
juin deux mille onze (2011), dossier R-3748-2010,
demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
2011-2020 du Distributeur. Poursuite de l'audience.

LE PRÉSIDENT :

Bon matin, Mesdames et Messieurs. Est-ce qu'il y a
des remarques préliminaires de la part des
procureurs? Non. Donc, on serait rendu à maître
Sicard à procéder pour la preuve de l'Union des
consommateurs.

PREUVE DE L'UNION DES CONSOMMATEURS

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour. Hélène Sicard pour l'Union des
consommateurs. Et vous m'excuserez, la voix ne
portera pas aujourd'hui. Alors, nous avons dans la
boîte des témoins monsieur Jean-François Blain. Son
curriculum vitae vous a été transmis hier par
courriel. Et je remettrai les huit copies pour la
Régie tout de suite. Voilà, Madame. C'est déjà
coté. Alors, nous avons également monsieur Co Pham.
Nous avons produit son c.v. lors du dépôt de notre

R-3748-2010
14 juin 2011

PREUVE UC

- 9 -

demande de reconnaissance de statut d'expert. Alors ce sont : la demande, la pièce UC-10; et le c.v, UC-11. Le Distributeur n'a pas contesté cette demande de statut. Alors, je vous demanderais dans un premier temps de reconnaître le statut d'expert en planification et fiabilité énergétique de monsieur Co Pham.

LE PRÉSIDENT :

Oui, d'accord, la Régie va reconnaître monsieur Co Pham comme expert en planification et fiabilité énergétique.

Me HÉLÈNE SICARD :

Merci. Alors vous pouvez assermenter les témoins, Madame.

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), le quatorzième (14e) jour de juin, ONT COMPARU :

JEAN-FRANÇOIS BLAIN, analyste interne Union des consommateurs, ayant son adresse d'affaires au 6226, rue Saint-Hubert, Montréal (Québec) H2S 2M2;

CO PHAM, consultant en énergie, ayant son adresse d'affaires au 329, avenue Derome, Montréal (Québec);

LESQUELS, après avoir fait une affirmation solennelle, déposent et disent :

INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [1] Alors, Monsieur Co Pham, dans un premier temps, vous avez préparé une expertise qui a été déposée comme pièce C-UC-17; vous avez également préparé une expertise complémentaire qui a été déposée sous la pièce C-UC-24; et vous avez préparé une réponse à une demande de renseignements de la Régie qui a été déposée sous la pièce C-UC-21. Est-ce que c'est vous qui avez préparé ces documents? Est-ce que vous les adoptez comme votre preuve?

M. CO PHAM :

R. Oui.

Q. [2] Avez-vous des amendements à y apporter?

R. Non.

Q. [3] Merci. Alors, Monsieur Blain, je comprends que vous êtes l'analyste interne à l'Union des consommateurs et son représentant?

M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

R. Exact.

Q. [4] Est-ce que vous adoptez comme la preuve de l'Union des consommateurs les documents qui ont été préparés par monsieur Co Pham?

R. Oui.

Q. [5] Vous avez également, est-ce que vous avez préparé ou fait préparer sous votre contrôle le mémoire C-UC-19?

R. Oui, également.

Q. [6] Le tableau qui a déjà été déposé comme C-UC-26?

R. Aussi.

Q. [7] Et vous adoptez ces documents comme votre preuve?

R. Oui, sauf quelques précisions.

Q. [8] Avez-vous des amendements à y apporter? Voilà!

R. En effet. Concernant le mémoire de l'Union des consommateurs déposé le dix-neuf (19) avril...

Q. [9] Alors, c'est la pièce C-UC-19.

R. Il y a une valeur qui a fait l'objet d'une mauvaise transcription. Dans le tableau de la page 7, section « général et institutionnel », colonne de droite, pour l'année deux mille trois (2003), la valeur de trente et un virgule dix-neuf térawattheures (31,19 TWh) qui est une moyenne mobile cinq ans devrait se lire trente-deux virgule dix-neuf (32,19 TWh). Cette même erreur est reproduite au tableau de la page 23, toujours dans la section « commercial et institutionnel » pour l'année deux mille trois (2003). Alors la colonne

de droite de la section « commercial et institutionnel » pour l'année deux mille trois (2003) devrait se lire aussi trente-deux virgule dix-neuf (32,19 TWh).

Concernant maintenant les tableaux qui sont produits aux pages 17, 18, 19 et 20, il faut désormais comprendre que la preuve d'Union des consommateurs en ce qui concerne la comparaison des ventes réelles publiées d'Hydro-Québec avec les prévisions de la décennie précédente couvre désormais, suite à la pièce déposée en cours de contre-interrogatoire sur laquelle je vais revenir plus tard...

Q. [10] C-UC-26.

R. UC-26. Merci, Maître Sicard. Toutes les prévisions de chacune des années, donc l'exercice a été raffiné pour l'ensemble des prévisions depuis deux mille un (2001). Alors, c'est le même exercice. Cependant, là, on a toutes les variables qui sont modélisées.

Q. [11] Maintenant, je vais déposer et coter immédiatement...

R. Maître Sicard, j'avais encore deux mentions.

Q. [12] Pardon. Je m'excuse.

R. Concernant maintenant le cinquième paragraphe de la

page 29 qui commence par les mots « une croissance des ventes du secteur Industriel », et là si on descend de trois lignes, on peut lire « une augmentation cumulative de 5,3 TWh/an ». Pour éviter toute confusion, je bifferais les mots « cumulative » et « /an » en fait pour qu'on lise « une augmentation de 5,3 TWh de la consommation annuelle de ce secteur sur l'horizon du Plan ».

Et dernière mention concernant la quatrième ligne du premier paragraphe de la page 31 où le volume de cent quatre-vingts térawattheures (180 TWh) d'engagements d'achats est évoqué, j'aurai des précisions à apporter suite aux précisions en fait qui ont été données par Hydro-Québec en réponse à des questions de la Régie. Ça complète mes précisions ou addenda.

Q. [13] Nous n'aurons pas de présentation. Par contre, on va vous projeter des tableaux pendant la présentation. Il y a le tableau C-26 déjà produit. Et il y aura également deux autres tableaux qui sont tirés de données qui sont déjà toutes au dossier. Alors je les cote immédiatement, et je vous en remets copie que vous les ayez. Il s'agit des tableaux C-UC-30. Ce sera le petit tableau. Et le grand tableau sera C-UC-31.

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UC
Interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 14 -

- C-UC-30 : Tableau. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme.
- C-UC-31 : Tableau. Sommaire des approvisionnements postpatrimoniaux.

9 h 10

Et, Monsieur Blain, vous avez préparé ces documents?

R. Oui.

Q. [14] Vous les adoptez également comme votre preuve?

R. Oui.

Q. [15] Merci. Alors, Monsieur Co Pham, je vous demanderais d'amorcer votre présentation. Merci.

M. CO PHAM :

R. Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs, j'aimerais tout d'abord vous dire qu'il me fait plaisir de contribuer à l'examen du Plan d'approvisionnement deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) d'Hydro-Québec Distribution. Ma présentation d'aujourd'hui résume mes conclusions et motifs à leur soutien tels qu'exprimés dans mes deux rapports d'expertise et dans ma réponse à la DDR de la Régie.

Ma présentation s'articule autour des orientations et des actions qui aideront le

Distributeur à réduire les coûts d'approvisionnement et à mieux assurer la sécurité et la fiabilité énergétique des Québécois.

La preuve du Distributeur indique une situation préoccupante pour le Distributeur et donc pour les consommateurs québécois. D'abord, des surplus énergétiques particulièrement élevés d'ici deux mille seize (2016) et qui risqueraient de se prolonger à plus long terme.

Les surplus énergétiques du Distributeur ont causé des impacts financiers importants sur les consommateurs ces dernières années qu'aucun bilan en énergie et/ou en puissance ne saura décrire. Le Distributeur devrait donc toujours accompagner des bilans en énergie et en puissance par des évaluations adéquates des impacts financiers que ceux-ci auront sur les consommateurs.

En second lieu, le Plan proposé par le Distributeur indique des déficits en puissance importants dès l'hiver deux mille quinze, deux mille seize (2015-2016), au point où le Distributeur évoque la possibilité d'investissement afin d'accroître la capacité des interconnexions en mode d'importation.

Suite à mon examen de la preuve du

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UC
Interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 16 -

Distributeur, je suis d'avis que le Distributeur devrait renégocier avec le Producteur pour obtenir la garantie du bloc de quatre cents mégawatts (400 MW) de puissance additionnelle. Ce bloc est important pour la fiabilité en puissance en période hivernale.

De plus, il améliore les moyens du Distributeur pour gérer le solde du compte d'énergie différée. En effet, le tableau 4.4.1, à la page 44 de la pièce HQD-1, Document 1, indique que sept virgule quatre térawattheures (7,4 TWh) seraient rappelés du compte d'énergie différée pour la période de deux mille douze (2012) à deux mille vingt (2020) grâce à ce bloc.

Si pour une raison ou une autre le Producteur refuse de fournir la puissance demandée par le Distributeur, ce dernier court donc le risque de voir le solde du compte d'énergie différée augmenter et d'avoir à écouler, de façon coûteuse par la suite, certaines quantités de surplus pour diminuer ce solde.

Je comprends très bien qu'à l'époque il aurait été difficile pour le Producteur de garantir la disponibilité de ce bloc pour dix-sept (17) années consécutives. Cependant, maintenant, si le

Distributeur renégocie la garantie pour une période plus courte, par exemple, de deux mille douze (2012) à deux mille dix-sept (2017), le Producteur pourrait être plus enclin à l'accepter puisqu'il peut prévoir plus facilement la disponibilité de ses équipements à court terme qu'à très long terme.

Concernant la capacité de la centrale de TCE, le Plan envisage la suspension complète des livraisons de TCE pour les trois prochaines années et l'utilisation partielle de la centrale par la suite jusqu'en deux mille vingt-cinq (2025). L'énergie de TCE est donc en surplus pour une période prolongée, c'est-à-dire pour environ quatorze (14) ans.

Cette situation suggère que la vente des surplus de TCE sur les marchés de court terme ne serait pas une bonne solution et il serait bon d'explorer d'autres avenues, par exemple, le partage de l'énergie de TCE sur une base de long terme avec d'autres fournisseurs. Selon moi, un tel partage réduirait considérablement les coûts de l'énergie de TCE que doit assumer le Distributeur.

Le Producteur pourrait s'intéresser à ces surplus pour diverses raisons, par exemple, le remplacement partiel de l'énergie de la centrale

nucléaire Gentilly 2, l'accès à une source thermique pour contrer un éventuel cycle de faible hydraulicité, ou encore, un approvisionnement supplémentaire à long terme considérant sa capacité énorme de stockage d'énergie.

À l'audience du sept (7) juin, le Distributeur a soutenu que s'il n'est pas bon pour lui de mettre sur les marchés les surplus de TCE, il le sera de même pour les autres. Je suis en désaccord avec le Distributeur sur ce point car, en général, les missions, objectifs, ressources et expériences du Producteur et du Distributeur ne sont pas les mêmes.

D'autre part, si le Distributeur se contentait de la suspension de TCE comme seule option majeure pour équilibrer ses bilans énergétiques pour les trois prochaines années, il demanderait indirectement à sa clientèle de contribuer des centaines de millions de dollars sans que celle-ci puisse recevoir un bénéfice quelconque en retour. Il vaut donc la peine d'explorer d'autres avenues.

(09 h 20)

Compte tenu de ce qui précède, je recommande respectueusement que la Régie demande au

Distributeur d'explorer le partage de l'énergie de TCE avec le Producteur sur une base de long terme, sans présumer a priori que ce dernier ne s'intéresse pas à un tel partage.

À mon avis, la Régie devrait rappeler au Producteur (sic) qu'il doit agir avec diligence et rapidement dans la recherche de partenaires pour l'énergie de TCE tout comme dans la discussion avec TCE sur les sujets qui le concernent afin d'éviter qu'il ne se retrouve qu'avec des solutions dispendieuses telles la revente à perte ou la suspension des livraisons pendant plusieurs mois de l'année.

Parlons maintenant de l'entente globale de modulation avec le Producteur. Dans cette éventuelle entente, la possibilité d'utiliser les surplus en été pour satisfaire les besoins d'hiver serait intéressante pour les consommateurs, en autant que le prix associé à cette possibilité soit raisonnable ou inférieur au prix de marché.

Toutefois, pour accroître l'utilité de cette éventuelle entente, le Distributeur devrait entreprendre deux actions selon moi. Premièrement, il devrait favoriser un cycle de deux ans ou plus du compte de modulation, considérant que le projet

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UC
Interrogatoire
Me Hélène Sicard

- 20 -

actuel de l'entente prévoit que le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif.

Deuxièmement, il devrait rediscuter avec le Producteur pour obtenir plus de puissance complémentaire que le niveau de quinze pour cent (15 %) de la puissance installée des parcs éoliens afin d'atténuer ses besoins en puissance et d'obtenir plus de flexibilité dans l'utilisation des surplus en été pour satisfaire les besoins d'hiver.

Bien sûr, le Distributeur devrait s'assurer, par des démonstrations appropriées, que les prix des services du Producteur sont raisonnables, sinon avantageux pour les consommateurs québécois.

Sur un autre plan, je soumets respectueusement que le Distributeur devrait rechercher du stockage saisonnier ou multiannuel, en complément aux moyens de gestion existants ou probables. Sans ces moyens complémentaires, les consommateurs québécois risqueraient d'avoir à payer longtemps à la fois pour les pertes financières liées aux surplus en été et pour le déficit énergétique en hiver.

J'aimerais maintenant réitérer une

proposition relativement à la vente des surplus.
Selon moi, lorsque le Distributeur doit revendre une certaine quantité d'énergie, cette vente doit se faire de façon progressive sur plusieurs années en fonction de l'évolution des besoins et de ses ressources et dans le respect des contrats signés. Une vente progressive des surplus permettrait au Distributeur de mitiger les risques reliés aux fluctuations des prix sur les marchés, notamment d'éviter de vendre de l'énergie au moment où le prix est le plus bas. En adoptant l'approche proposée, le Distributeur éviterait de vendre à perte de façon précipitée ses surplus chaque fois qu'il révisé à la baisse ses prévisions de la demande ou que le gouvernement lui impose l'achat de ressources supplémentaires.

J'aimerais maintenant ajouter certaines observations relativement aux transactions financières avec le Producteur. J'ai examiné la récente évaluation énergétique du quinze (15) mars deux mille onze (2011) du Distributeur. Le Distributeur y indique un solde nul du compte d'énergie différée deux ans avant l'échéance des contrats en deux mille vingt-sept (2027). Il serait donc raisonnable de présumer que le Distributeur

aura besoin de l'énergie entre deux mille vingt-cinq (2025) et deux mille vingt-six (2026) dont le coût sera certes plus élevé que celui du contrat de base de trois cent cinquante mégawatts (350 MW). Dans cette perspective, l'alternative « Différer l'énergie » serait fort probablement plus économique que l'alternative « Transactions avec le Producteur ».

Je recommande donc respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de fournir dans les plus brefs délais une comparaison économique de ces alternatives relativement aux transactions de deux mille onze (2011), en tenant compte de la possibilité pour le Distributeur d'étaler les ventes des surplus sur la période deux mille onze-deux mille vingt-sept (2011-2027).

Entre-temps, il serait prudent que le Distributeur cesse ses transactions financières avec le Producteur. Si le Distributeur le faisait de juillet à décembre deux mille onze (2011), il économiserait environ vingt-trois millions de dollars (23 M\$), sans compter les bénéfices reliés à l'utilisation de l'énergie différée à long terme. J'ai estimé ce montant sur la base des informations fournies par le Distributeur en réponse à

l'engagement numéro 4 demandé par UC, soit la pièce HQD-7, Document 2.

Je recommande également qu'à partir de deux mille douze (2012), la Régie exige une évaluation économique détaillée chaque fois que le Distributeur désire effectuer des transactions financières avec le Producteur, même si l'éventuelle justification du Distributeur sera soumise dans le cadre des dossiers tarifaires.

Parlons maintenant de la satisfaction des besoins en puissance en hiver.

À mon avis, le Distributeur devrait mettre plus d'accent sur les campagnes d'information et de sensibilisation pour inciter sa clientèle à réduire leur consommation aux heures de fortes demandes tous les ans, et non pas uniquement aux moments critiques du réseau qui ne surviennent qu'environ trois fois pendant la dernière décennie. Par ces campagnes, le Distributeur peut réduire non seulement ses coûts d'achat d'énergie de pointe, mais également sa facture de transport.

Par ailleurs, selon mon expérience, le coût de nouvelles interconnexions aux fins d'importation risque d'être très élevé si elles ne seront utilisées que pour la période de pointe, soit moins

R-3748-2010
14 juin 2011

- 24 -

PANEL UC
Interrogatoire
Me Hélène Sicard

de quatre pour cent (4 %) du temps environ.

Dans ce sens, le Distributeur devrait exploiter au maximum les moyens économiques de gestion de la pointe au Québec avant d'investir pour accroître la capacité des interconnexions en mode d'importation.

Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs, en terminant j'aimerais vous remercier de votre attention.

9 h 30

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [16] Merci, Monsieur Co Pham. J'aimerais juste je pense que vous avez une présentation que vous nous avez lue. À la page 3 au deuxième paragraphe, quand vous avez lu vous avez dit « À mon avis, la Régie devrait rappeler au Producteur », est-ce que c'est bien ce que vous vouliez dire?

M. CO PHAM :

R. Non, devrait rappeler au Distributeur.

Q. [17] Je vous remercie, alors.

R. Je m'excuse.

Q. [18] J'ai compris que c'était une erreur en essayant de lire. Monsieur Blain, je vous inviterais à faire votre présentation.

M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

Merci, Maître Sicard. Alors notre expert externe a particulièrement couvert les questions qui sont liées directement à la gestion des surplus d'approvisionnement compte tenu de la situation de surplus prévus, on peut dire maintenant à long terme et de façon durable par Hydro-Québec Distribution.

On est justement dans une situation de surplus d'approvisionnement prévisible à gérer au moins pour les dix à quinze prochaines années et pour ma part ma partie de la présentation va porter sur l'état de la situation en tirant les constats de l'historique de l'exercice prévisionnel qui a été faite depuis une décennie maintenant à un moment où on s'engage justement vers une deuxième décennie sous ce régime d'approvisionnement là. Il faut tirer les constats je pense de ce qui est derrière nous pour être en mesure de porter un jugement éclairé sur ce qui s'en vient.

Alors donc compte tenu des moyens de gestion existants et avant déploiement des moyens de gestion additionnels, selon ses propres prévisions des besoins en énergie le Distributeur prévoit avoir à gérer, disons, environ quarante-

cinq virgule trois térawattheures (45,3 TWh) selon la preuve au dossier, le surplus des ressources engagées par rapport aux besoins en énergie.

Pour UC compte tenu des prévisions qu'on a déposées au dossier, la valeur des surplus à gérer pourrait plutôt être de l'ordre à soixante-quinze à quatre-vingts térawattheures (75-80 TWh) suite aux ajustements apportés à certains détails en cours de dossier.

Comment maintenant on peut expliquer qu'en moins de dix ans de mise en oeuvre de ce régime de planification là Hydro-Québec Distribution se retrouve avec de tels surplus par rapport à ses prévisions antérieures des besoins en énergie tout en étant en déficit sur le plan prévisionnel par rapport aux besoins en puissance qui s'annonce.

Bien essentiellement il y a deux raisons. Le plafonnement de la demande industrielle à partir de l'année deux mille six (2006), deux mille sept (2007), en fait même au moins un an et demi avant l'impact majeur et additionnel qu'a occasionné la récession deux mille huit, deux mille neuf (2008-2009). Évidemment l'effondrement de cette même demande-là dans les années deux mille huit, deux mille neuf (2008-2009) qui tarde à commencer à

reprandre.

Et la deuxième raison c'est les caractéristiques des approvisionnements post-patrimoniaux engagés suite aux différents décrets ministériels qui ne correspondent pas ni dans le détail ni au total aux besoins en puissance que le Distributeur doit satisfaire et donc au profil annuel des livraisons de ces clients de charge locale.

Ces caractéristiques-là, le Distributeur avait peu de latitude. En fait il a dû mettre à exécution des décrets ministériels. On a vu en cours de dossier qu'en réponse à un contre-interrogatoire de Maître Sicard les témoins du Distributeur disaient qu'ils ne communiquaient pas avec l'actionnaire directement. C'est assez étonnant. Est-ce qu'on doit comprendre que c'est Hydro-Québec intégré qui discute de la pertinence de ces décrets ministériels là plutôt que la division qui est responsable d'assurer la livraison des besoins québécois au moindre coût. Si c'est le cas, ça serait extrêmement inquiétant.

Maintenant en ce qui concerne les coûts associés aux surplus d'approvisionnements post-patrimoniaux, bien évidemment il y a tous les coûts

des moyens de gestion, mais avant d'arriver dans le détail et c'est ce que je considère comme le plus déplorable dans le mode de traitement du dossier actuel, c'est qu'on évite de donner les valeurs globales qui nous donnent d'abord le portrait d'ensemble de la situation pour arriver de façon immédiate aux mesures de gestion.

Or, on n'est pas dans une situation où on pourra obtenir de meilleures solutions pour les clients d'Hydro-Québec au cours de la prochaine décennie en ce qui concerne la gestion des coûts d'approvisionnement. On ne peut qu'obtenir de moins mauvaises solutions. On ne peut qu'obtenir une moins grande quantité de coûts échoués, mais on est parti pour avoir des coûts échoués sur les bras pour dix à quinze ans.

Alors quand on fait la somme des approvisionnements post-patrimoniaux de long terme qui sont engagés par Hydro-Québec Distribution, je vous réfère à deux pièces principalement. La première pièce du dossier et la principale, HQD-1, Document 1, les tableaux 3.1-1 et 3.2-1 qui sont respectivement aux pages 23 et 26 ainsi que la réponse à la demande de renseignements numéro 2 je pense de la Régie qui est la pièce HQD-4, Document

1, page 21 pour ce qui est des précisions des livraisons annuelles en énergie attendues de l'appel d'offres éolien 3.

Alors quand on tient compte de tous ces éléments-là, toutes ces livraisons post-patrimoniales de long terme engagées par le Distributeur sur la période deux mille onze, deux mille vingt (2011-2020) on a un total maintenant révisé de cent soixante-quatorze virgule sept térawattheures (174,7 TWh). C'est des quantités évidemment très importantes.

Là-dessus selon la preuve du Distributeur et avant déploiement de nouveaux moyens de gestion il y aurait environ quarante-cinq térawattheures (45 TWh) en surplus par rapport à sa propre prévision des besoins. Quand je compare les engagements d'achat et les approvisionnements totaux disponibles aux prévisions de l'Union des consommateurs j'arrive plutôt à soixante-quinze à quatre-vingts térawattheures (75-80 TWh) qui vont devoir faire l'objet de moyens de gestion.

Maintenant quand on cherche à déterminer la valeur globale de ces engagements d'achat à long terme et bien on peut se référer à la pièce HQD-5, Document 6, au tableau R-22-1, plus

particulièrement de la page 12 et dans la section approvisionnements post-patrimoniaux de long terme, aller chercher le prix qui est exprimé en dollars par mégawattheures.

Ça nous donne pour chacune des années le coût moyen des approvisionnements post-patrimoniaux avant achat ou vente de court terme, simplement les approvisionnements de long terme. Et quand on fait le produit de ces quantités de cent soixante-quatorze virgule sept térawattheures (174,7 TWh) qui sont engagés à long terme avec les coûts unitaires moyens annoncés par Hydro-Québec elle-même, bien on se rend compte que le dossier qu'on a sous les yeux, Messieurs les régisseurs, c'est un dossier en fait qui implique la gestion qu'on espère optimale de plus de dix-huit milliards trois cent millions (18 300 000 000) d'engagements d'achats sur la prochaine décennie, dix-huit milliards trois cent dix-sept millions virgule sept (18 317 000 000,7).

9 h 35

Évidemment, déjà depuis plusieurs années, soit dans les premiers examens des demandes visant l'établissement des principes de gestion des approvisionnements postpatrimoniaux, le principe de

transfert intégral des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux dans les tarifs des clients a été établi. Ça porte peut-être à conséquence aujourd'hui dans la mesure où le Distributeur n'a aucun incitatif particulier, aucun risque financier qu'il n'est pas susceptible de récupérer à même les tarifs des consommateurs.

Il y a probablement plusieurs des actions, notamment parmi celles suggérées par notre expert monsieur Co Pham, qui ne sont considérées parce qu'elles ne portent à aucune conséquence financièrement pour le Distributeur ou pour son actionnaire.

Donc, le principal objectif, quand on constate une situation de surplus à long terme, consiste uniquement maintenant à minimiser les coûts - on peut parler de coûts échoués - qui sont susceptibles de se répercuter dans les tarifs des consommateurs.

On peut se demander également si, en lieu et place de tout ce régime d'approvisionnement-là qui nous a amenés à la situation actuelle, il n'aurait pas été préférable qu'Hydro-Québec Distribution ait tout simplement la latitude de combler ses besoins en puissance hivernale par des

achats de court terme uniquement de blocs de puissance, de façon ponctuelle.

Maintenant, on va rentrer dans la question de la fiabilité des prévisions et je vais vous amener au tableau que nous avons déposé en cours d'audience en contre-interrogatoire.

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est la pièce 26, UC-26.

R. Alors, brièvement, sans entrer dans le détail des chiffres, évidemment, je vais tout simplement expliquer la structure du tableau parce qu'il m'apparaît qu'il s'agit là d'une façon de représenter l'ensemble des prévisions antérieures dans le cadre de ce régime d'approvisionnement-là avec les valeurs réelles des ventes, c'est-à-dire les ventes publiées d'Hydro-Québec.

Sur la question des ventes publiées justement, le témoin du Distributeur, Panel 1, monsieur Nadeau, suggérait que la validité de cette comparaison-là puisse être douteuse du fait que les sommes des ventes publiées avaient tiré... étaient tirées des rapports annuels.

Or, il ne s'agit pas que des valeurs indiquées dans le rapport annuel et, de toute façon, elles concordent avec les ventes publiées

qui sont dans la pi e HQD-2, Document 2, à l'annexe 3-A, si ma mémoire est bonne.

D'ailleurs, les témoins du Distributeur ont confirmé que l'ensemble des valeurs des ventes publiées, que ce soit par... pour les principaux secteurs de consommation ou pour l'ensemble des catégories, correspondent, sauf pour l'année deux mille dix (2010), à ce qui est au dossier. Et en ce qui concerne l'année deux mille dix (2010), et bien, l'écart s'explique par des ventes ponctuelles à Rio Tinto et par la prise en charge des livraisons associ es à l'utilisation de la centrale McCormick.

Donc, ce tableau-là est structuré de telle sorte qu'on puisse comparer les ventes publiées réelles pour chacune des catégories, c'est le même modèle, ou pour l'ensemble des catégories de clientèle, avec chacune des prévisions antérieures pour l'année en question.

Ainsi, si on prend, par exemple, la prévision de l'année deux mille quatre (2004)... Pardon. Si on prend la prévision de l'année deux mille quatre (2004) dans le secteur résidentiel et agricole, on peut la comparer avec la prévision faite en deux mille quatre (2004) elle-même -

évidemment, le Distributeur est en mode prévisionnel à ce moment-là - on appellera ça l'année de départ - et chacune des prévisions antérieures, des prévisions faites en deux mille trois (2003), deux mille deux (2002), deux mille un (2001) qui deviendront, pour ce qui est de l'année deux mille quatre (2004), l'écart entre les ventes publiées et les prévisions des années de départ de l'année témoin 1, témoin 2, témoin 3.

Chacun des tableaux... dans chacun des tableaux, les écarts de chaque vente publiée pour chacune des années avec les prévisions antérieures sont exprimés tant en pourcentage qu'en valeur réelle, soit en térawattheure dans la partie inférieure.

Maintenant, quand on v a dans la section droite du tableau, on a le résultat pour chacune des années. Alors, par exemple, l'année deux mille deux (2002), de la moyenne des écarts, en pourcentage et en térawattheure, des prévisions faites antérieurement pour cette même année-là, sur la droite.

Et on a verticalement la moyenne des écarts pour chacune des prévisions à l'année témoin 4. Et puis, finalement, on a, dans la diagonale, la

moyenne des écarts par rapport à toutes les ventes publiées des années ultérieures de chacun des scénarios prévisionnels. Alors, ici, on voit descendre en rose les écarts spécifiques du scénario deux mille un (2001).

Grosso modo maintenant, il m'apparaissait important de mentionner le fonctionnement du tableau parce que cette présentation-là pourrait être utilisée et complétée pour les années suivantes, ce qui nous permettrait de garder un historique comparatif complet de l'ensemble des exercices prévisionnels avec les ventes réelles.

Pour l'ensemble de la décennie, donc j'en viens aux résultats, on constate, grosso modo, que pour le secteur résidentiel et agricole on a des ventes publiées qui étaient en moyenne deux virgule soixante-seize pour cent (2,76 %) supérieures à la moyenne de l'ensemble des prévisions, ce qui correspond à un virgule cinquante-trois térawattheure (1,53 TWh) en moyenne. Excusez-moi, je ne suis pas sûr que j'ai mentionné le bon...

(09 h 45)

En ce qui concerne maintenant le secteur général et institutionnel, on a pour l'ensemble de la décennie, je ne vais qu'aux résultats amalgamés

complets, des ventes réelles publiées d'un virgule zéro un pour cent (1,01 %) supérieures à la moyenne de l'ensemble des prévisions, donc un écart très mince, on est presque dans le mille de zéro virgule trente-deux térawattheure (0,32 TWh) en moyenne pour ce qui est de ce secteur-là.

Maintenant quand on va dans le secteur industriel les choses se gâtent sérieusement. Et c'est ce qui explique l'essentiel du problème de gestion de surplus avec lequel on est aux prises maintenant.

Alors, pour l'ensemble des prévisions de la décennie, et on se rend compte ici que pour certaines années les ventes publiées réelles après l'effondrement de la demande en deux mille huit (2008), neuf (2009) en particulier, la demande, les ventes réelles du secteur industriel ont été inférieures aux prévisions des années témoin 4, témoin 5, témoin 6, par une marge de vingt (20 %) à vingt-trois pour cent (23 %). Et en térawattheures c'est des écarts des ventes réelles par rapport aux prévisions faites quatre, cinq ou six ans auparavant, c'est l'horizon de planification pour engager des appels d'offres, qui s'élèvent à seize (16 TWh), dix-sept (17 TWh) et même presque dix-

neuf térawattheures (19 TWh).

Sur l'ensemble de la décennie, le secteur industriel a eu des ventes réelles publiées de sept virgule vingt et un pour cent (7,21 %) inférieures à la moyenne des prévisions, ce qui correspond à cinq virgule sept térawattheures (5,7 TWh).

Et maintenant les résultats globaux pour l'ensemble des ventes régulières du Distributeur montrent que les prévisions, en fait les ventes réelles publiées ont été dans les faits inférieures d'un virgule quatre-vingt-six (1,86 %), près de deux pour cent (2 %) à l'ensemble des prévisions, essentiellement parce que la sous-estimation de la croissance des secteurs résidentiel et agricole n'a compensé que très partiellement l'effondrement de la demande industrielle par rapport à toutes les prévisions antérieures. Sinon, bien, la situation aurait été bien pire.

Et pour ce qui est de l'ensemble des ventes d'Hydro-Québec, bien, c'est trois virgule trente-quatre térawattheures (3,34 Twh) en moyenne annuellement de moins en ventes réelles publiées que ce qui avait été prévu.

En ce qui concerne l'exercice de modélisation sur la base d'une moyenne mobile de

cinq ans à laquelle nous avons procédé, il y a peut-être une petite confusion qui s'est installée dans l'usage du terme « capter », capter les aléas, qu'il s'agisse d'aléas climatiques ou autres. J'ai compris de la présentation de monsieur Nadeau pour Hydro-Québec qu'il utilisait le terme « capter » dans le sens de neutraliser un aléa. Par exemple, neutraliser l'aléa climatique quand on veut travailler sur la base des données normalisées. J'avais peut-être en d'autres circonstances utilisé le terme « capter » pour ce qui est de l'utilisation des données réelles publiées dans le sens de n'exclure aucun des aléas, au contraire, et normaliser simplement sur une base de moyenne mobile cinq ans l'évolution des ventes par secteur ou pour l'ensemble des secteurs de ventes.

Ce qui ressort de l'examen des écarts entre les ventes publiées et l'ensemble des prévisions faites sur la dernière décennie, c'est que, comme en ont témoigné les gens du Distributeur, la prévision secteur industriel en particulier a été faite de telle sorte à conserver une marge en fait pour couvrir l'éventualité d'ajouts de charge significatifs. Une marge équivalente négative pour des fermetures ou des mises à l'arrêt n'a pas été

conservée de façon générale dans la prévision.

Le témoin du Distributeur, monsieur Nadeau, répondait je crois à une question du procureur de l'UMQ que le risque était néanmoins également réparti. Bien, l'examen des résultats contredit sa réponse, en fait le risque était beaucoup plus à l'effet que les ventes industrielles finissent nécessairement par être inférieures en moyenne de façon significative aux prévisions telles qu'elles étaient faites par le Distributeur.

L'exercice maintenant sur le plan prévisionnel qu'UC a présenté n'était, ne remet aucunement en cause les intrants économiques, démographiques et autres, tous les intrants en fait que HQD dans son exercice prévisionnel prend en compte.

Nous avons retenu les taux de croissance annuels qui sont projetés à partir de la première année du scénario prévisionnel d'Hydro-Québec pour les secteurs résidentiel et agricole, de même que général et institutionnel.

Nous avons également retenu le taux de croissance retenu par Hydro-Québec Distribution elle-même pour le secteur industriel, mais en l'appliquant aux ventes publiées connues au moment

de rédiger notre rapport de l'année deux mille dix (2010) alors qu'Hydro-Québec était partie de ses dernières ventes réelles normalisées disponibles, soit celles de deux mille neuf (2009).

On m'a demandé si le modèle basé sur la projection d'une moyenne mobile cinq ans aurait été plus performant de façon historique que la méthode utilisée par Hydro-Québec Distribution pour partir de ses données historiques, de l'ensemble des intrants qu'elle prend en compte dans sa prévision de la demande et de certaines indications particulières qu'elle a. Parce que ses prévisions de la demande sur un horizon de court-moyen termes sont aussi influencées année après année par la prise en compte de certaines éventualités comme la possibilité de devoir offrir une nouvelle charge au secteur industriel.

Bien, ça aurait pris effectivement un exercice de modélisation de l'ensemble des données depuis au moins vingt (20), vingt-cinq (25) ans, et il faut évidemment considérer que l'utilisation d'une moyenne mobile cinq ans du point de vue du Distributeur l'obligerait à ne tenir compte que des données réelles disponibles pour l'année témoin 2 compte tenu des échéanciers réglementaires.

Autrement dit, si j'avais dû faire le même exercice au moment où leur preuve était préparée, je n'aurais pas connu les ventes publiées réelles de l'année deux mille dix (2010). J'aurais donc eu comme dernière moyenne mobile cinq ans celle de l'année deux mille sept (2007) incluant les ventes publiées de deux mille cinq (2005) à deux mille neuf (2009).

9 h 50

Maintenant, sur l'horizon prévisionnel, il nous apparaît que les prévisions du Distributeur sont encore assez optimistes en termes de croissance, optimistes dans les circonstances évidemment, parce que si les besoins réels en énergie sont inférieurs à ces prévisions, bien, ça veut dire que les surplus qu'on a sur les bras sont encore plus élevés que ce qu'on pense aujourd'hui.

Par ailleurs, il a été également mentionné en cours de dossier que toute la réflexion quant aux moyens à déployer, toute la réflexion qui doit être faite dans le cadre d'un plan d'approvisionnement porte en fait sur un horizon de trois ans. Ça a été évoqué dans le cadre d'une question de contre-interrogatoire de la Régie.

Et, effectivement, c'est un peu ça le

problème. L'exercice prévisionnel doit... c'est quelque chose qui doit être révisé nécessairement aux six mois, un an. Et inscrire un processus de planification de la gestion des coûts découlant des surplus d'approvisionnement dans le cadre d'un dossier tarifaire annuel ou dans le cadre d'un examen d'un plan d'approvisionnement, bien, nous amène, nous incite à faire fi de la valeur des enjeux à long terme et des implications du maintien du cadre réglementaire actuel.

Ce qui m'amène tout proche de ma conclusion. Il ressort de l'ensemble de l'examen du dossier que j'ai effectué, largement appuyé sur la question d'une bonne compréhension de l'historique des écarts entre les ventes réelles publiées et une décennie complète maintenant d'exercice prévisionnel, cet exercice-là, évidemment menait à donner du dossier une impression d'ensemble qui fait défaut dans la présentation de la preuve telle que choisie par le Distributeur. On ne peut pas rester attaché uniquement et indéfiniment aux mesures de gestion des surplus d'approvisionnement engagés.

Et ça m'amène directement à ma conclusion principale qui est de demander à la Régie encore

une fois, ça ne sera pas la dernière non plus, de faire, de saisir l'importance des enjeux à long terme dans le cadre du présent dossier, de saisir l'occasion qui est donnée après une décennie de planification des approvisionnements pour faire usage de son pouvoir discrétionnaire de recommandation et indiquer, non seulement à Hydro-Québec Distribution mais à son actionnaire gouvernemental quels sont... quelle est l'importance des conséquences de l'adoption de décrets visant l'ajout de livraison dont les caractéristiques au bout du compte ne correspondent pas aux besoins des clients du Distributeur au profil annuel de ces besoins-là, ne satisfont pas non plus les besoins en puissance et occasionnent au demeurant l'accumulation dangereuse à long terme de coûts échoués d'une valeur considérable.

Messieurs les Régisseurs, merci. Ça conclut ma présentation.

Me HÉLÈNE SICARD :

Q. [19] Monsieur Blain, avant de conclure votre présentation. Vous avez produit, nous avons produit ce matin deux tableaux auxquels vous n'avez pas fait référence. Je vous demanderais de peut-être expliquer un peu ce que vous démontrez par ces deux

tableaux-là.

R. En fait, j'ai fait référence à ces deux tableaux, Maître Sicard. Il s'agit simplement de la réunion des données concernant l'ensemble des approvisionnements postpatrimoniaux qui sont soit déjà engagés, les appels d'offres conclus ou les appels d'offres en cours, et les approvisionnements prévus, incluant les ajustements relatifs à l'énergie qui sera reçue de l'appel d'offres éolien trois, qui avait été précisé en réponse à une demande de renseignements de la Régie.

Q. [20] Alors si...

R. Ce sont des éléments que j'ai mentionnés en cours de présentation, mais qui sont simplement des tableaux de synthèse et toutes les références sont là.

Q. [21] Ce que je cherchais à préciser, justement, c'est la synthèse des pièces au dossier...

R. Voilà!

Q. [22] ... auxquelles vous avez fait référence.

R. Incluant les corrections faites en cours d'audience.

Q. [23] Je vous remercie. Le témoin est disponible pour contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Est-ce qu'il y a des intervenants qui désirent
contre-interroger les représentants de l'UC?

Personne. Hydro-Québec?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

Q. [24] Oui, merci, Monsieur le Président. D'abord
bonjour, confrères, Messieurs les régisseurs aussi.
J'aurai quelques questions. Bonjour monsieur Pham,
bonjour, monsieur Blain.

M. CO PHAM :

Bonjour.

M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

Bonjour.

Q. [25] Peut-être avant que je ne l'oublie Monsieur
Pham dans votre présentation de ce matin, je crois
avoir entendu une information qui m'apparaissait
nouvelle. Vous demandiez que la Régie demande au
Distributeur de faire ou de justifier les
transactions financières pour deux mille onze
(2011). Est-ce que je rapporte vos propos
adéquatement?

M. CO PHAM :

R. Oui, c'est  a que je recommande pour deux mille
onze (2011).

Q. [26] Et à vous demandez à au banc qui est

présentement saisi du plan d'approvisionnement?

R. Oui, exact.

Q. [27] O.K. Donc je comprends que vous voulez dans le fond remettre en question la décision qu'il y a eu sur le dossier tarifaire où en mode prévisionnel a été justifié les transactions financières pour l'année deux mille onze (2011)?

R. Je ne remets pas en question la décision de la Régie dans le dossier tarifaire. La Régie dans le dossier tarifaire dans le dossier de l'an dernier a dit qu'elle a autorisé sur le plan budgétaire aux fins de la tarification deux mille... de la tarification la demande d'Hydro-Québec.

Cependant la Régie a indiqué que l'examen des outils de gestion à long terme doit être traité, doit être examiné dans le cadre du plan d'approvisionnement et c'est cet examen-là qu'on doit, qui est nécessaire à mon avis pour éclairer la Régie sur la pertinence du mode de gestion du solde du compte d'énergie différée en fonction de l'évolution du plan d'approvisionnement selon l'indication de la Régie. Ce n'est pas une remise en question au niveau tarifaire.

Q. [28] O.K. Mais donc je comprends bien que la justification, vous ne demandez pas une remise en

question des justifications qui ont déjà été
données dans le dossier tarifaire?

R. Non, c'est comme je viens de vous dire c'est un
éclaircissement de la Régie et ça appartient à la
Régie de prendre des décisions appropriées.

Q. [29] Donc vous voulez qu'on recommence l'exercice
qui a été fait en deux mille onze (2011) pour le
dossier tarifaire deux mille onze (2011)?

R. La situation, qu'est-ce qu'on doit examiner ici
c'est la situation énergétique, la gestion des
surplus selon la preuve dans le dossier. Ce n'est
pas nécessairement de recommencer le même chiffre
que le dossier tarifaire qu'Hydro-Québec a présenté
dans le dossier tarifaire.

Si la Régie il y a deux choses, d'abord
est-ce que la Régie veut avoir une vue claire sur
la gestion des surplus pour deux mille dix, deux
mille onze (2010-2011) selon les données, les
informations dans le dossier tarifaire, selon les
informations que le Distributeur a présenté dans ce
dossier. C'est une chose.

Et deuxième chose, c'est est-ce que la
Régie veut voir si avec les nouvelles données
qu'Hydro-Québec a soutenues dans le présent dossier
avec les, une perspective différente de gestion des

surplus, est-ce que c'est correct ou non de continuer le transfert, les transactions financières avec le Producteur, avec les nouvelles données, avec les nouvelles perspectives de gérer ces surplus. C'est deux choses différentes.

Q. [30] Je vous comprends.

R. Je soumetts le point et ça appartient à la Régie de décider qu'est-ce qu'elle veut, elle veut avoir les deux choses à la fois ou elle veut juste une chose. Ce n'est pas moi qui décide de ce genre d'importance là.

Q. [31] Moi je veux juste une chose. Je comprends que vous parlez dans une perspective long terme, on est dans le plan, donc vous parlez de transactions financières, vous voulez avoir une vision globale long terme. Moi je vous parle de deux mille onze (2011), en deux mille onze (2011) il y a eu un dossier tarifaire auquel vous avez participé. C'est exact?

R. C'est exact.

Q. [32] Pour deux mille onze (2011). Il y a été, il y a été fait une démonstration à l'effet je crois et je vous donne des chiffres là que j'ai de mémoire, mais qui sont approximativement exacts. Que les transactions financières démontraient une

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser

- 49 -

rentabilité de vingt et un millions (21 M) pour l'année deux mille onze (2011), vingt ou vingt et un millions (20-21 M). Vous êtes d'accord avec moi?

R. Je ne suis pas d'accord avec la façon d'Hydro-Québec présentait la rentabilité.

Q. [33] O.K.

R. Cette rentabilité-là est boiteuse, dans le sens que Hydro-Québec présentait comme si elle était forcée de vendre, elle n'était pas forcée de vendre en deux mille dix (2010) et en deux mille onze (2011), elle était en situation de surplus. Donc c'est une, c'est une, c'est une conclusion de rentabilité qui n'est pas appropriée. Qu'est-ce qu'on doit comparer? C'est est-ce que c'est rentable, c'est économique de différer ou de faire des transactions à perte avec le Producteur.

10 h

R. Oui.

Me ÉRIC FRASER :

Q. [34] Mais, vous ne contestez pas le fait qu'il y a eu une décision tarifaire pour deux mille onze (2011) qui a accepté les transactions financières sur une base prévisionnelle?

R. Moi, ce n'est pas à moi, un expert indépendant, de contester ou non. Je fais seulement mon travail

d'éclairer la Régie sur la gestion des surplus de deux mille onze (2011) à deux mille vingt-sept (2027). Et les transactions financières avec le Producteur ont été soumises dans le cadre du présent dossier par Hydro-Québec même.

Q. [35] Je vous remercie. Monsieur Blain, j'aurais peut-être quelques questions. Je comprends du mémoire de UC que... Vous êtes le rédacteur de ce mémoire-là?

M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

R. Oui, c'est exact.

Q. [36] Je comprends que vous faites un exercice - et vous me direz là je... Est-ce que vous faites une précision dans ce mémoire-là?

R. Non, on ne peut pas dire qu'il s'agit d'une prévision au sens d'une évaluation des différents intrants tels que les prévisionnistes d'Hydro-Québec Distribution procèdent.

Q. [37] O.K. Je comprends que vous arrivez, par contre, à une conclusion à l'effet que la prévision d'Hydro-Québec serait surestimée d'environ trente-huit térawattheures (38 TWh).

R. C'est exact.

Q. [38] Ce qui occasionnerait les surplus énergétiques supplémentaires, évidemment, vous en avez discuté.

Une fois que ça a été dit, qu'est-ce qu'on fait avec votre... j'allais dire « votre prévision », mais qu'est-ce qu'on fait avec votre conclusion à l'effet qu'il y a une surestimation de trente-huit térawattheures (38 TWh)?

R. Bien, on s'interroge, Maître Fraser, sur la méthode qu'Hydro-Québec Distribution emploie, notamment pour faire la transition des données historiques dont elle dispose vers ses propres données prévisionnelles. On s'interroge sur l'utilisation d'une année prévisionnelle qui est l'année courante comme base de projection des taux de croissance qui découlent de la mesure de l'ensemble des intrants qui sont pris en compte, par exemple.

Q. [39] Mais, est-ce que vous nous demandez d'utiliser votre trente-huit térawattheures (38 TWh)?

R. Les conclusions auxquelles j'en arrive?

Q. [40] Oui. Une fois que vous dites...

R. Oui.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je m'excuse, mais, Maître Fraser, pourriez-vous laisser terminer le témoin, s'il vous plaît.

Me ÉRIC FRASER :

Écoutez, il n'y a aucun problème. Alors, je vais poser ma question et je vais vous laisser terminer

après.

Me HÉLÈNE SICARD :

Bien, il était en train de répondre.

Me ÉRIC FRASER :

Q. [41] Bien, à ce moment-là, allez-y, Monsieur Blain.

R. Merci, Maître Fraser. L'exercice auquel on s'est livré, c'est la projection des taux de croissance annuels moyens retenus par Hydro-Québec Distribution elle-même, aux termes de son exercice prévisionnel, non pas à partir des ventes prévues pour l'année courante, mais à partir de la moyenne mobile des cinq ans, des cinq dernières années de ventes réelles publiées qu'il y a au dossier.

Et l'effet principal de cette différence méthodologique-là, entre l'exercice que j'ai fait et la façon dont Hydro-Québec procède, c'est de moins tenir compte ou de ne pas tenir compte, dans les faits, d'informations particulières dont Hydro-Québec dispose et qui sont généralement liées à des grands projets industriels dont elle partage... sur lesquels elle partage des informations privilégiées avec son actionnaire gouvernemental. Tant mieux. La différence aussi...

Q. [42] Je vais me permettre de vous interrompre

ici...

R. Oui.

Q. [43] ... et ma consœur pourra répondre. Mais à, vous ne répondez pas à la question. Je ne veux pas savoir que vous avez fait.

R. Oui.

Q. [44] Vous avez pris à peu près quarante-cinq (45) minutes pour nous l'expliquer. Je veux savoir que vous faites avec votre conclusion. Est-ce que vous avez une demande précise?

R. D'accord.

Q. [45] Est-ce que vous demandez à la Régie d'utiliser cette conclusion-là pour imposer à Hydro-Québec de revoir sa propre prévision? C'est ça que je veux savoir.

R. D'accord. Alors, la conclusion qui est d'ailleurs inscrite dans notre mémoire, c'est que la projection des taux de croissance annuels avec la méthode qu'on a utilisée nous amène à conclure que la prévision faite par Hydro-Québec, qui elle tient compte de plusieurs facteurs ponctuels à court et moyen terme, nous semble être encore surestimée par une marge considérable.

Le résultat de ça, c'est que la planification des moyens de gestion qui sont

actuellement proposés risque encore devoir être révisée significativement à la hausse dans un an puis dans deux ans. Et donc, nous demandons à la Régie de ne pas retenir la prévision déposée par Hydro-Québec au dossier et de considérer que, en fait, la croissance de la demande risque d'être encore plus faible que la dernière prévision d'Hydro-Québec et donc que l'ampleur des surplus sur l'horizon de la prochaine décennie risque d'être significativement plus élevée.

Q. [46] Je vous remercie. Donc, si je comprends bien, vous demandez à la Régie de réviser la prévision du Distributeur à la lumière de votre exercice.

R. Il y a d'autres prévisions, je pense, qui ont été suggérées par SÉ/AQLPA au dossier. Enfin, je ne sais pas si d'autres intervenants ont soumis des exercices prévisionnels.

Q. [47] Je parle de vous là.

R. Par rapport à la prévision de l'Union des consommateurs, nous demandons à la Régie de ne pas retenir la prévision déposée au présent dossier par Hydro-Québec qui est d'ailleurs la septième révision significativement à la baisse consécutive depuis la plus haute prévision de la demande qui a été faite dans la décennie, soit celle de deux

mille trois (2003).

Q. [48] Je comprends. Allez-y.

R. Et, Maître Fraser, si vous me donnez quinze (15) secondes. Je pense que l'examen de l'ensemble de l'exercice de planification d'Hydro-Québec Distribution sur la dernière décennie n'est pas très concluant, en tout cas, de façon favorable quant à la capacité de prévoir la croissance des ventes même en disposant - et je dirais peut-être justement - justement quand on essaie d'intégrer des informations ponctuelles spécifiques pour ne pas dire exclusives dans un horizon de court ou moyen terme.

Il en va de même de la question de la normalisation de la température. On peut, pour de bons motifs, préférer...

Q. [49] Je m'excuse, Monsieur Blain, mais je ne vous ai pas posé de question...

R. Vous me posez une question...

Q. [50] Je ne vous ai pas posé de question...

R. ... vous me posez une question sur la valeur de la prévision de la demande, Maître Fraser, j'ai un dernier élément à mentionner, j'y arrive.

Q. [51] Allez-y.

R. Alors, on peut pouvoir préférer travailler sur la

base de données historiques normalisées pour capter, dans le sens utiliser par votre prévisionniste - l'aléa climatique. Cependant, il s'agit déjà d'un exercice ou d'une intervention active dans la normalisation justement des ventes réelles publiées. Et cet exercice de normalisation, lui-même peut comporter un biais. J'ai décidé de conserver tous les aléas en travaillant avec les valeurs des ventes réelles publiées.

Q. [52] Ah! O.K. Vous venez de...

R. C'est une... Oui.

Q. [53] Et vous démarrez votre exercice sur deux mille dix (2010) non normalisées, si je comprends bien.

R. Je démarre mon exercice sur l'année... sur l'année deux mille dix (2010). Pour ce qui est du secteur industriel, les ventes publiées deux mille dix (2010) non normalisées, effectivement.

Q. [54] Ça m'amène à une question, effectivement.

Donc, vous démarrez sur deux mille dix (2010) non normalisées. Vous avez participé au dossier R-3740 qui est le dernier dossier tarifaire du Distributeur?

R. Oui.

Q. [55] Vous avez pris connaissance, dans le cadre de ce dossier-là, qu'il y a eu une disposition

ponctuelle du compte de nivellement de la
température de l'ordre de cent millions (100 M\$)...
de trente-trois millions (33 M\$), oui. Excusez-moi,
j'avais une... Est-ce que c'est un élément qui...

R. Oui, effectivement.

Q. [56] Vous vous souvenez que la raison pour laquelle
il y avait eu cette disposition ponctuelle était
l'aléa climatique deux mille dix (2010), une année
exceptionnellement chaude.

R. C'est exact, oui.

Q. [57] Parfait. Je vous remercie.

10 h 10

Pour revenir... Là, je comprends de votre
conclusion que vous demandez à la Régie de revoir
la prévision d'Hydro-Québec sur la base de vos
conclusions. J'ai eu, votre procureur m'a transmis
votre c.v. Je comprends que vous n'avez pas de
diplôme universitaire en mathématiques?

R. C'est exact.

Q. [58] Vous n'avez pas de diplôme universitaire en
économie non plus?

R. Non plus, Maître Fraser.

Q. [59] Vous n'avez pas de diplôme universitaire en
finances?

R. Non plus.

- Q. [60] Vous n'avez pas de diplôme universitaire en informatique?
- R. Et non plus.
- Q. [61] Je comprends également que vous n'avez jamais fait de la prévision pour une entreprise dans le domaine de l'énergie?
- R. Dans le sens du terme prévisionniste...
- Q. [62] Dans le sens du terme prévisionniste, oui.
- R. Exact.
- Q. [63] Je crois que vous n'avez jamais travaillé pour une entreprise distributrice d'énergie non plus?
- R. Non plus, pas directement.
- Q. [64] Je vous remercie. Vous nous avez longuement expliqué votre approche, donc votre exercice basé notamment sur une moyenne mobile cinq ans. Savez-vous s'il y a d'autres utilités qui utilisent ou qui font un tel exercice?
- R. Je n'ai pas fait de revue de littérature pour voir si d'autres distributeurs comparent leur système de prévision avec l'évolution d'une moyenne mobile cinq ans ou trois ans.
- Q. [65] Je vous remercie. Vous avez porté un jugement assez, assez direct autant dans votre mémoire que ce matin sur la gestion des surplus par Hydro-Québec. Moi, je comprends, entre autres, là, qu'il

y a certains outils que je qualifierai, mais c'est mon humble opinion personnelle, d'assez exceptionnel notamment en ce qui concerne les conventions d'énergie différée et aussi l'entente globale de modulation lorsqu'on y arrivera. Vous, avez-vous d'autres moyens de gestion dans une situation comme celle-ci, avez-vous connaissance de moyens de gestion qu'on ne connaît pas et qui pourraient nous aider présentement de la même nature que les conventions d'énergie différée?

R. De la même nature que les conventions d'énergie différée, votre question me mène au seuil d'une porte qui est la limite du cadre réglementaire et de l'exercice des pouvoirs de la Régie, nécessairement. Vous m'amenez là, Maître Fraser. Ce n'était peut-être pas votre intention.

De la nature des conventions d'énergie différée ou de l'entente globale de modulation, malheureusement, on pourrait certainement imaginer s'il ne s'agissait pas d'être au prise avec les limites de la séparation fonctionnelle et des responsabilités qui en ont découlé que la division Production d'Hydro-Québec pourrait être tenue responsable du stockage et de la gestion de l'ensemble des surplus d'approvisionnement engagés

par la division Distribution du fait même que ces surplus d'approvisionnement-là à long terme sont le résultat de décisions qui sont à la discrétion de l'actionnaire d'Hydro-Québec, société d'État intégrée.

Q. [66] Je vous remercie. Message reçu. Monsieur Co Pham, je vais m'adresser à vous présentement. J'ai une question à la rigueur un petit peu naïve. Je comprends qu'on a eu une petite discussion sur les conventions d'énergie différée... en fait, non, pas sur les conventions d'énergie différée, mais sur les transactions financières. Et je sais qu'une de vos conclusions est d'étaler l'exercice de revente, en fait qu'il s'agisse d'exercice de revente ou exercice de transactions financières. Vous conviendrez avec moi qu'avec la prévision de l'organisme qui a retenu vos services, il y a trente-huit térawattheures (38 TWh) en surplus qui n'ont pas... qui ont été sous-estimés. Vous conviendrez qu'il ne faudra pas étaler trop longtemps.

M. CO PHAM :

R. Ça dépend qu'est-ce que vous pensez pour très longtemps. Mais dans mon esprit, si la convention d'énergie a une fin en deux mille vingt-sept

(2027), Hydro-Québec Distribution peut étaler ses ventes sur la période de deux mille douze (2012) à deux mille vingt-six (2026). Alors deux mille vingt-six (2026) moins deux mille douze (2012), ça fait quatorze (14) ans qu'on peut étaler.

Q. [67] Et même si on rajoute le trente-huit térawattheures (38 TWh)?

R. Ça ne change pas la stratégie.

Q. [68] O.K.

R. Si c'est trente-huit térawattheures (38 TWh), Hydro-Québec Distribution devrait étaler ce montant-là. Mes propos ne sont pas, ne portent pas sur le volume. Plus le volume est important, plus on va faire attention à la politique, à la stratégie d'écouler ces surplus-là. C'est une raison de plus pour ne pas vendre à perte dès les premières années quand le prix du marché, les prix de marché sont très faibles. C'est la prévision même d'Hydro-Québec Distribution qui prévoit une hausse graduelle des prix de marché. Il faut être logique et cohérent avec nos propres visions. Je ne conteste pas les prévisions d'Hydro-Québec Distribution sur l'augmentation des prix de marché.

Q. [69] Mais je comprends que votre stratégie était motivée notamment dans votre témoignage de ce matin

afin de gérer le risque de prix?

R. C'est exact. Il faut gérer les risques des prix et les risques de l'évolution de la demande et des ressources.

Q. [70] D'accord. Donc, vous privilégiez qu'on étale afin de s'assurer d'aller chercher probablement ou d'avoir une chance d'aller chercher de meilleurs prix à l'avenir?

R. Pas nécessairement les meilleurs prix. C'est dans la politique, la stratégie prudente pour tous les investisseurs d'étaler ces décisions de faire de façon progressive pour équilibrer, pour mitiger les risques.

Q. [71] À la page 8 de votre rapport, et je suis au septième paragraphe.

R. Excusez-moi! Mon premier rapport, mon deuxième rapport?

Q. [72] Votre premier rapport.

R. Oui.

Q. [73] Du dix-neuf (19) avril. On retrouve une espèce de conclusion qui, je crois, résume passablement vos propos, et je cite pour les fins des notes sténographiques :

Le problème des surplus énergétiques
du Distributeur a des conséquences

financières négatives très graves sur les consommateurs québécois, mais on constate que le Distributeur ne semble pas avoir une approche globale pour trouver de solutions à ce problème.

Je dois vous avouer que je ne vous suis pas sur l'approche globale. Et question que j'ai posée à monsieur Blain. Il y a sur la table un ensemble d'outils que je qualifierais encore une fois d'assez extraordinaires. Je pense aux conventions d'énergie différée notamment; je pense à l'entente globale; je pense aux transactions financières aussi.

Et, là, vous arrivez avec un jugement « ne semble pas avoir une approche globale ». Je dois vous avouer que je ne comprends pas dans la mesure où il y a plein d'outils qui sont mis en place, et qui ont été jugés suffisants pour la plupart, jugés économiques, qui font le travail, et vous nous dites, il n'y a pas d'approche globale. Qu'est-ce que vous entendez par là?

R. Avec plaisir. Une approche globale doit tout d'abord regarder l'évolution à long terme des ressources et de la demande. Une approche globale doit tenir compte de l'évolution à la baisse comme

à la hausse de la demande, contrairement à l'approche déterministe qu'Hydro-Québec a affirmé dans plusieurs, dans plusieurs documents. Une approche globale doit regarder les outils qui sont nécessaires pour gérer les surplus.

Je prends comme exemple. Pour le stockage d'énergie, Hydro-Québec Distribution a actuellement la convention d'énergie différée. J'étais parmi les premiers à appuyer cette convention-là. Cette convention-là, c'est en quelque sorte un mode de stockage d'énergie à très long terme, sur dix-sept (17) ans, dix-huit (18) ans.

Et actuellement, Hydro-Québec est en train de soumettre à la Régie la proposition de l'entente globale de modulation qui permet en quelque sorte un stockage d'énergie juste pour un an, ou saisonnier. Il manque... Entre un an et dix-sept (17) ans, il y a toute une gamme. Donc, je suggère qu'Hydro-Québec examine le besoin de stockage multiannuel, mettons trois ans, cinq ans. Pourquoi? Parce que la demande pour baisser... une grève industrielle peut augmenter encore les surplus d'Hydro-Québec.

Et aussi il y a des variations de ressources. Donc, il faut regarder de façon globale

pour voir comment la demande peut évoluer à la baisse comme à la hausse, les ressources aussi, ça peut évoluer. Et l'estimation, les prévisions peuvent changer. Il faut avoir une stratégie globale pour prendre des décisions sur comment gérer ces surplus ou bien ces déficits en énergie.

Actuellement, Hydro-Québec ne fait que donner son point de vue et non pas traiter de façon globale selon une approche que, normalement, les entreprises d'exploitation des ressources font, de prendre une approche probabiliste, dire, qu'est-ce qui va arriver si, si, si dans tel cas. Alors, je ne vois pas, je ne vois pas ce genre d'approche-là dans la preuve d'Hydro-Québec. C'est l'approche probabiliste.

10 h 20

Q. [74] Mais là vous m'avez mentionné seulement qu'un outil, vous m'avez parlé de stockage. C'est le seul élément de solution dans votre réponse. Est-ce qu'il y a d'autre chose que le stockage?

M. CO PHAM :

R. Oui, il y a d'autre chose que le stockage. Par exemple, comment Hydro-Québec doit gérer la puissance de pointe, comment on peut avoir, on peut prévoir la gestion de la pointe avec les appels au

public, avec les campagnes d'information et avec la tarification différenciée dans le temps. Il faut tout regarder de façon globale pour voir la situation avant de proposer une stratégie qui semble une stratégie unique pour Hydro-Québec Distribution.

Q. [75] Donc, le stockage n'est pas la solution, parce que vous en avez parlé dans votre témoignage, c'est l'une des solutions?

R. Si vous permettez, c'est l'une des solutions et qu'il y a aussi, ne pas oublier, une approche globale comprend aussi le partage de l'énergie de TCE avec le Producteur ou bien avec tout autre fournisseur.

Actuellement, Hydro-Québec croit à sa position que la suspension temporaire de TCE pour les trois prochaines années comme une réalité. Je dirais que non, il faut avoir une approche globale plus proche du Distributeur, il y a le Producteur qui peut s'intéresser à l'énergie de TCE à cause de son problème avec Gentilly II, à cause d'autres problèmes, par exemple comment on peut, Hydro-Québec Production peut avoir une source thermique pour contrer ces effets, l'effet d'hydraulicité. C'est bien connu, Hydro-Québec Production peut

avoir besoin de l'énergie de TCE. Alors, pourquoi au Québec on dépense mettons un milliard (1 G\$) pour Gentilly II et pendant ce temps-là à côté Hydro-Québec Distribution dépense des centaines de millions pour fermer TCE. Il faut avoir une approche globale, si vous permettez.

Q. [76] O.K. Je vous entends. Lorsqu'on parle de TCE, donc on parle de la modulation de TCE, la proposition qui a été faite par Hydro-Québec. Là je comprends que, je vais vous poser une question, vous dites on pourrait partager avec le Producteur. Je vous soumets, vous êtes un expert, donc une question hypothétique. Le Producteur n'est pas ouvert à cette solution de partager l'énergie pour un ensemble de raisons, dont des raisons qui ont été données par monsieur Zayat sur le fait qu'il n'y a pas d'économique pour lui nécessairement là-dedans.

Donc, cette solution-là n'est pas...

Me HÉLÈNE SICARD :

Objection. Mon confrère vient de citer, il dit le Producteur n'est pas intéressé. Ce que monsieur Zayat a dit en témoignage c'est qu'il n'avait pas posé la question au Producteur. Alors, faire attention aux prémisses qu'on présente au témoin

que ce soit les prémisses qui sont vraiment celles du dossier.

Me ÉRIC FRASER :

Les prémisses sont hypothétiques. Je faisais référence à la preuve accessoirement. C'est une prémisse hypothétique, j'ai un expert, je peux lui poser des hypothèses.

- Q. [77] Mon hypothèse c'est que le Producteur n'en a pas besoin. Et votre recommandation, je crois, pour TCE c'est : partage de l'énergie. Dans la mesure où ce n'est pas disponible, quelle est votre opinion sur l'entente de modulation ou sur la perspective d'Hydro-Québec de faire une modulation de TCE.
- R. Dans la mesure, si votre hypothèse est vraie, avec un grand « SI », bon, il nous reste l'entente globale de modulation et la fermeture de TCE sur plusieurs mois ou la revente à perte. C'est des alternatives qu'on doit regarder.

Si vous me demandez mon opinion sur l'entente, l'entente de modulation avec TCE; l'entente de modulation avec TCE comme je comprends la preuve du Distributeur, le Distributeur a dit qu'il n'a pas de coûts estimés. C'est un exercice un peu théorique Hydro-Québec a dit.

Moi je vous soumetts que ce n'est pas un

exercice théorique, c'est un exercice qu'on doit prendre au sérieux pour évaluer les stratégies et les dommages qu'on va causer aux consommateurs si on traite de façon seulement, si on trouve les solutions de court terme.

Q. [78] Mais quelle est votre opinion de la modulation de TCE à la lumière de la preuve et en faisant abstraction de l'hypothèse de la possibilité d'un rachat par le Producteur? Vous êtes un expert, vous avez obtenu le statut d'expert en planification. Vous, comme expert en planification, la modulation de TCE c'est bon ou ce n'est pas bon?

R. La modulation de TCE j'ai écrit dans mon rapport que je ne peux pas me prononcer sur sa validité sans savoir quelles sont les alternatives. Je ne peux pas dire que c'est bon, c'est mauvais si on ne compare pas avec les différentes alternatives. Si on n'a pas, on ne sait pas c'est quoi ses coûts, les impacts financiers, quels sont les avantages et les bénéfices des alternatives. On ne peut pas dire que c'est bon ou c'est mauvais sans comparaison.

Mais je reprends un exemple qu'un témoin qu'Hydro-Québec a dit. C'est comme si vous voulez avoir un projet de construction d'une maison, on n'achète pas, on ne construit pas une maison si on

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser

- 70 -

ne connaît pas approximativement son coût. Je ne peux pas dire que la maison est belle, que le coût est correct sans savoir les conséquences. Qu'est-ce que je vois dans cette preuve-là c'est que le Distributeur a dit qu'il est en train de discuter, qu'il n'a fait seulement, qu'il n'a mis seulement TCE selon les besoins, mais sans connaître les implications financières.

Moi je dirais que ce n'est pas une approche correcte dans la planification.

Q. [79] Donc, vous me dites à titre de planificateur que l'entente de modulation ce n'est pas une bonne idée en l'absence de...

R. Maître, vous...

Me HÉLÈNE SICARD :

Objection. Je m'excuse, Monsieur Pham, j'ai une objection. Ça fait cinq fois qu'on repose la même question. On n'aime pas la réponse, on repose la question.

Me ÉRIC FRASER :

Non non, on aime la réponse.

Me HÉLÈNE SICARD :

Alors, peut-être penser à avancer.

Me ÉRIC FRASER :

Je n'ai aucun problème avec la réponse.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je pense que la question elle a été répondue.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard.

Q. [80] Monsieur Co Pham, vous vous apprêtiez à
fournir une réponse si je comprends bien?

R. Oui, j'apprécie bien de donner la réponse.

L'entente de modulation je vous signale qu'il n'y a
pas, selon Hydro-Québec il n'y a pas d'entente. il
n'y a même pas des coûts estimés.

Me ÉRIC FRASER :

Q. [81] Oui, effectivement.

R. Alors, je ne peux pas me prononcer sur la validité
ou bien l'intérêt du projet de l'entente de
modulation avec TCE.

10 h 30

Q. [82] Vous ne pouvez pas vous prononcer sur
l'entente de modulation avec TCE. Je vous remercie.
Je ne continuerai pas là-dedans, je ne voudrais
pas... Vous avez aussi une conclusion sur la
stratégie visant le quatre cents mégawatts (400 MW)
de puissance qui n'est pas garanti dans le cadre
des conventions d'énergie différée telles qu'elles
ont été amendées. Et je comprends de votre
conclusion que vous nous demandez de renégocier

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser

- 72 -

avec le Producteur afin d'obtenir ce quatre cents mégawatts (400 MW)?

M. CO PHAM :

R. C'est exact.

Q. [83] Moi je vous sou mets puis encore là je vous sou mets à titre hypothétique, mais je me base quand même sur une connaissance. Il n'y a pas vraiment possibilité de renégocier le quatre cents mégawatts (400 MW). C'est quoi votre conclusion à ce moment-là sur la stratégie du Distributeur?

M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

R. Maître Fraser, si vous me permettez. Vous soulevez à répétition des prémisses qui renvoient à la volonté de la division non réglementée d'Hydro-Québec, Hydro-Québec Production pour introduire finalement un doute qui relève de la preuve que la division Distribution a décidé de mettre au dossier.

Q. [84] Pas du tout.

R. Vous pouvez surfer sur des hypothèses d'absence d'intérêt, on peut facilement imaginer effectivement que le Producteur dans le cadre réglementaire actuel n'a aucun intérêt à reprendre ne serait-ce que partiellement les coûts qui incombent de toute façon aux clients du

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser

- 73 -

Distributeur pas plus que son actionnaire. Je vous laisser continuer de surfer sur vos prémisses, mais ce n'est pas fort.

Q. [85] Je vous remercie. Je vous posais pas de questions, puis je ne vous demanderai pas de porter de jugement sur mes questions non plus. Monsieur le Président, j'exigerai que le témoin soit relativement poli parce que je fais juste mon travail ici.

Alors et je pose une question hypothétique, UC a décidé de présenter un expert et j'ai le droit de poser des questions hypothétiques, c'est la pertinence d'un expert. La pertinence d'un expert c'est de pouvoir répondre à des questions hypothétiques pour nous aider, c'est de pouvoir naviguer dans les concepts au-delà de la politique. Alors Monsieur Co Pham pour le quatre cents mégawatts (400 MW), votre conclusion est à l'effet que l'on doit renégocier. Si on ne peut pas renégocier quelle est votre conclusion sur la stratégie présentée par le Distributeur?

M. CO PHAM :

R. C'est encore une question hypothétique, si on ne peut pas négocier, moi je dirais que si on ne peut pas négocier, bien il faut trouver une autre

alternative. Comment? L'alternative peut-être plus coûteuse. C'est l'achat de l'énergie, de la puissance à court terme, mais c'est toujours si on si, je ne suis pas ici pour dire que est-ce que le Distributeur peut négocier avec le Producteur ou non.

Comme ce matin je viens de soumettre à l'attention de la Régie que c'est toute une différence entre négocier une puissance de quatre cents mégawatts (400 MW) pour dix-sept ans et négocier pour cinq ans.

En tant que planificateur je crois que le Producteur sera plus enclin à accepter une garantie de quatre cents mégawatts (400 MW) sur cinq ans. Pourquoi quatre cents mégawatts (400 MW)? C'est une, c'est une, c'est une puissance que raisonnablement Hydro-Québec avec ses grandes puissances peut donner au Distributeur.

Je ne peux pas dire sur la, la volonté d'Hydro-Québec Distribution ou la volonté d'Hydro-Québec Production. Je dirais que c'est une question de volonté, mais moi en tant qu'expert je dirais que ça vaut la peine d'essayer de renégocier avec le Producteur.

Q. [86] Et est-ce qu'en tant qu'expert, je dois

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser

- 75 -

comprendre que vous ne portez pas de jugement sur
la stratégie alternative présentée par le
Distributeur au dossier?

R. Non. Je dirais que si je comprends bien
l'alternative aux quatre cents mégawatts (400 MW)
c'est l'achat de court terme. C'est une alternative
qui serait coûteuse.

Q. [87] Je vous remercie, Messieurs. J'ai terminé,
Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fraser. Maître Fortin.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai pas de questions, Monsieur le Président.

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Donc ça termine, vous n'avez pas de questions en
réinterrogatoire, Maître Sicard?

Me HÉLÈNE SICARD :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Vous allez ménager votre voix.

Me HÉLÈNE SICARD :

Si j'avais des questions je les aurais posées
malgré ma voix, Monsieur le Président.

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser
- 76 -

LE PRÉSIDENT :

Donc la Régie, il nous reste qu'à vous remercier Monsieur Blain, Monsieur Co Pham pour votre participation à ce débat. Donc là-dessus la Régie va prendre une pause de quinze minutes.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je vais vous demander de libérer les témoins.

LE PRÉSIDENT :

Oui. Messieurs les témoins vous êtes libérés, la Régie vous libère. Donc on prend une pause de quinze minutes, de retour à onze heures moins dix (10 h 50). Merci.

PAUSE

10 h 55

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour. Hélène Sicard pour l'Union des consommateurs. Avant que mes confrères présentent leur preuve, j'aimerais vous demander la permission, on avait prévu des plaidoiries orales, mais je vous demanderais la permission, si possible, de déposer ma plaidoirie par écrit et ce milieu ou fin d'après-midi jeudi pour me donner du temps et pour me donner le temps d'intégrer ce que mon confrère pourrait plaider. Comme la réplique doit être faite par écrit de toute façon, je ne

R-3748-2010
14 juin 2011

CO PHAM - UC
Contre-interrogatoire
Me Éric Fraser

- 77 -

pense pas que ça nuise au dossier.

LE PRÉSIDENT :

D'accord, Maître Sicard. Compte tenu des circonstances, votre état de santé, on va vous permettre, on va permettre à UC de déposer sa plaidoirie par écrit. Vous m'avez dit jeudi seize heures (16 h). Ça va?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, on était prévu pour plaider jeudi à neuf heures (9 h) le matin. Mais seize heures (16 h), j'apprecie beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. La Régie vous le permet. Merci, Maître Sicard. Maître Cadrin pour l'Union des municipalités du Québec.

PREUVE DE L'UNION DES MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC

Me STEVE CADRIN :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les Régisseurs. Steve Cadrin pour l'Union des municipalités du Québec. Nous avons préparé des documents additionnels pour la présentation Power Point, que vous avez affichée présentement. Et nous aurons également sept documents additionnels qui

seront utilisés pour les fins du témoignage de monsieur Raymond. On va les coter séparément, j'imagine. Ça va être plus facile pour les références. On va les distribuer peut-être dans l'ordre où ils sont. Ce sera l'ordre dans lequel ils seront présentés. On les cotera.

On va assermenter les témoins puis on va faire coter les documents d'emblée. Le témoin. Il y a un seul témoin qui va témoigner. On peut faire assermenter monsieur Yves Hennekens. Dépendant des questions, si ça vogue sur un autre sujet. Mais normalement le témoin, évidemment, monsieur Raymond, sur le rapport d'expertise, monsieur Hennekens... hors dossier, le rapport d'expertise, il ne l'a pas écrit, n'a pas participé à la rédaction.

LA GREFFIÈRE :

On va l'assermenter pareil.

Me ÉRIC FRASER :

Trop fort casse pas, c'est ce que certains ont dit.

R-3748-2010
14 juin 2011

- 79 -

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), le quatorzième (14e)
jour de juin, ONT COMPARU :

YVES HENNEKENS, économiste, ayant son adresse
d'affaires au 277, rue Riverside, Saint-Lambert
(Québec);

MARCEL PAUL RAYMOND, consultant en énergie, ayant
son adresse d'affaires au 1595, boulevard Alexis-
Nihon, Montréal (Québec);

LESQUELS, après avoir fait une affirmation
solennelle, déposent et disent :

INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN :

Nous allons le produire à l'instant. En fait, on
pourra faire le détail de l'ensemble des documents
qui sont à produire de façon formelle, avec votre
permission.

- Q. [88] Donc, Monsieur Raymond, essentiellement.
Alors, on va parler des documents qui ont été
préparés dans ce dossier-ci. Adoptez-vous pour
valoir votre preuve en la présente instance, preuve
écrite en la présente instance, les pièces
suivantes, comme étant préparées sous votre

R-3748-2010
14 juin 2011

- 80 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

supervision ou préparées directement par vous ou des pièces évidemment annexes? Tout d'abord, il y a la pièce UMQ-C-0014 et 0015 qui sont respectivement le mémoire et annexes.

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. Oui.

Q. [89] Il y a également la réponse à la demande de renseignements de la Régie, il n'y en avait pas eu d'Hydro-Québec finalement, donc réponse aux demandes de renseignements de la Régie, C-0017?

R. Oui.

Q. [90] Nous sommes rendus à adopter maintenant les pièces supplémentaires que l'on fournit actuellement. Donc, tout d'abord la présentation Power Point que nous avons remise à la Régie déjà sous UMQ-C-0026. Ça va? C'est vous qui avez préparé ça?

R. Oui.

C-UMQ-26 : Présentation Power Point de l'UMQ par
Marcel Paul Raymond.

Q. [91] Nous avons également certains documents de référence qui sont produits les uns derrière les autres. Dans l'ordre, pour votre témoignage et pour

éviter les déplacements pendant le témoignage, il serait peut-être bien que vous ayez une copie immédiatement des sept documents en question. Alors, il y aura tout d'abord, et on va les coter un après l'autre. Vous pourrez simplement nous dire oui, Monsieur Raymond, pour déposer ces documents-là. C'est des documents que vous avez trouvés vous-même sur Internet ou des documents de référence pour les fins de votre témoignage. Et on va les faire les uns après les autres. Donc, dans le cas du premier document, c'est le « Monthly Market Report, January 2011 » de l'IESO.

R. Oui.

Q. [92] Je n'en ai pas laissé à mon confrère maître Fraser pour l'instant. Je vous ai donné tous les documents. Ce serait la pièce 27 pour les fins des notes sténographiques au niveau de la cotation.

C-UMQ-27 : Monthly Market Report, January 2011,
IESO.

Ensuite, nous avons le « Monthly Historical Interface Flows, Schedules, Transmission Transfer Capability » IESO encore une fois.

R. Oui.

Q. [93] Et c'est le vingt-cinq (25), « created » le vingt-cinq (25) janvier deux mille onze (2011). Mais en fait c'est plus spécifiquement pour le mois de janvier deux mille onze (2011). Le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) pour être plus spécifique. C'est la cote 28.

C-UMQ-28 : Monthly Historical Interface Flows, Schedules, Transmission Transfer Capability, IESO.

Ensuite, le « Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment for Summer 2011, Final Report, April 2011 ».

R. Oui.

Q. [94] Cote 29.

C-UMQ-29 : Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment for Summer 2011, Final Report, April 2011.

« NPCC 2010 New England Annual Interim Review of Resource Adequacy » trente (30) novembre deux mille dix (2010).

R. Oui.

R-3748-2010
14 juin 2011

- 83 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

Q. [95] Ce sera le document 30.

C-UMQ-30 : NPCC 2010 New England Annual Interim
Review of Resource Adequacy, November
30, 2010.

Ensuite, toujours de l'IESO, « Methodology to
Perform Long Term Assessments ».

R. Oui.

Q. [96] Document du vingt-quatre (24) mai deux mille
onze (2011).

R. Oui.

C-UMQ-31 : Methodology to Perform Long Term
Assessments, May 24, 2011, IESO.

Q. [97] Ensuite, un extrait... Excusez-moi! C'est 31
pour celui-là. Nous sommes rendus à celui-ci. C'est
un extrait du site Internet IESO.

R. Oui.

Q. [98] En date du treize (13) juin deux mille onze
(2011) spécifiquement.

R. Oui.

Q. [99] Et du sept (7) juin deux mille onze (2011).
Sous la cote 32.

R-3748-2010
14 juin 2011

- 84 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

C-UMQ-32 : Extraits du site Internet IESO du 13
juin 2011 et du 7 juin 2011.

Et finalement, NPCC. Je vous fais grâce du reste du
titre. Mais ça sera décembre deux mille neuf
(2009). Parce qu'il y a le mot « Reliability ».

R. Oui.

Q. [100] Ce sera le 33 au niveau des documents de
présentation.

C-UMQ-33 : NPCC Regional Reliability Reference
Directory # 1 Design and Operation of
the Bulk Power System, December 1,
2009.

11 h 16

Évidemment, pendant votre témoignage, Monsieur
Raymond, peut-être référer directement au cote des
différentes pièces si vous faites référence. Ce
sont toujours des extraits de certains documents
qui sont disponibles sur Internet systématiquement,
donc publics, mais on n'a pas fait venir le
document complet. On a choisi l'extrait particulier
qui ferait l'objet du témoignage de monsieur

R-3748-2010
14 juin 2011

- 85 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

Raymond, donc référez peut-être aux cotes avec les bons numéros. S'il y a un oubli, vous me faites signe. Et je laisse madame la greffière compléter les...

Alors, peut-être pendant que madame la greffière complète les différents paquets de documents pour vous, le statut d'expert n'a pas été contesté pour monsieur Marcel Paul Raymond. En fait, c'est planification... expert en planification et optimisation des approvisionnements en électricité, le statut qui est demandé. Simplement vérifier si ça pose problème, également pour la Régie, sinon je demanderais le statut d'expert pour monsieur Marcel Paul Raymond.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Le statut d'expert pour monsieur Raymond est reconnu, le statut d'expert que vous venez de décrire. Je l'avais sous les yeux il y a quelques minutes là.

Me STEVE CADRIN :

Planification et optimisation des approvisionnements en électricité, pour les fins de la sténographie. Merci beaucoup, Monsieur le Président. Et au début du témoignage, malgré votre

R-3748-2010
14 juin 2011

- 86 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

reconnaissance du statut d'expert de monsieur Raymond, peut-être ce serait peut-être pertinent de quand même regarder rapidement quelques éléments du curriculum vitae de monsieur Raymond qui, je crois, a été produit sous une cote distincte du rapport, si je ne me trompe pas. Ce sera également un document additionnel à déposer, votre curriculum vitae, évidemment, pour le présent dossier. C'est sous la pièce... la cote C-UMQ-003, pour les fins des références, ce sera une pièce additionnelle.

C-UMQ-003 Curriculum vitae de M. Marcel Paul
Raymond, expert en planification et
optimisation des approvisionnements en
électricité

Q. [101] On passe à votre curriculum vitae, Monsieur Raymond. Alors, je vous demanderais peut-être de commencer immédiatement par une présentation sommaire disons de vos qualifications.

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. D'accord. Alors, je possède un baccalauréat en informatique et recherche opérationnelle et aussi une maîtrise en informatique et recherche opérationnelle à l'Université de Montréal, les

deux, avec une spécialisation en optimisation mathématique.

Alors, j'ai travaillé plus de trente et un (31) ans à Hydro-Québec où j'ai évolué dans divers domaines dont la planification et l'optimisation de l'exploitation du système de production, transport et l'interconnexion d'Hydro-Québec. Les domaines où j'ai démontré une expertise ont été nombreux et j'en cite quelques-uns.

Alors, la gestion optimale de la production et des ressources hydriques; la négociation et la gestion de contrats d'échange avec les réseaux voisins; le développement de modèles mathématiques d'optimisation et de simulation; la caractérisation de la production éolienne et son intégration dans le système d'Hydro-Québec; la prévision des apports naturels et de la demande d'électricité. J'ai aussi participé à plusieurs projets à l'international dont au Brésil, aux États-Unis, en Pologne et en Russie.

Dans ma carrière d'Hydro-Québec de trente et un (31) ans, les vingt (20) dernières années... les dix-neuf (19) dernières années, j'ai agi comme gestionnaire avant de prendre ma retraite en mai deux mille neuf (2009). Et dans cette période-là,

j'ai aussi été président directeur général d'HydroSoft Énergie Inc., une filiale d'Hydro-Québec impliquée dans le développement et le commerce international de systèmes de gestion de la production et des ressources hydriques.

Q. [102] Également, je voyais dans votre curriculum vitae un certain nombre de publications. Je comprends que ce sont des publications de votre cru?

R. Oui.

Q. [103] Et est-ce qu'il y en a quelques-unes sur lesquelles vous voudriez attirer notre attention qui seraient en lien avec le présent dossier, utiles pour le présent dossier.

R. Bien, je ne les citerai pas toutes là, mais j'en ai quelques-unes qui pourraient être plus pertinentes pour le présent dossier dont, par exemple, la première qui est sur le curriculum vitae qui s'appelle... dont le titre est « Impact of Climate Change on Operations and Planning of Hydro-Quebec's Generation System », une autre qui s'appelle « Outage Planning at Hydro-Quebec ». Je verrais aussi « Hydro-Quebec's Planning and Operating Experience with Curtailable Loads » et finalement, une qui est... une référence qui est déposée dans

le dossier comme annexe 1 de la preuve, du rapport d'expertise, pardon, dont le titre est « Operation Planning of Hydro-Quebec Generation System Using Chronological Simulation ».

Q. [104] Alors, je vous remercie pour cette présentation rapide de vos qualifications et également de certaines de vos publications. Peut-être maintenant débiter avec la présentation de la preuve elle-même et les commentaires que vous avez à faire plus particulièrement suite au témoignage d'Hydro-Québec. Ah! Oui, il y avait des corrections, c'est vrai. On me fait signe. Est-ce que vous avez des corrections à apporter dans le cadre du mémoire? Je pense qu'il y avait quelques corrections.

R. Oui, j'aurais deux corrections dans le rapport d'expertise, toujours sous la cote C-UMQ-0014. D'abord, à la page 17, au quatrième paragraphe de la page 17 apparaît une information qui dit :

« [...] sur la période 2010-2010
[...] »

Alors, vous aurez compris que je voulais mentionner la période deux mille dix, deux mille vingt (2010-2020). Aussi, la deuxième correction est à la page 114. Alors, il y avait beaucoup de référence de bas

de page dans le document. J'en ai... j'ai une petite correction. À l'annotation de bas de page à la page 114, la référence numéro 179, la référence au document est la bonne, sauf que ce n'est pas une référence du présent dossier, c'est une référence du dossier R-3648-2007.

Q. [105] Ça va pour les corrections?

R. Ça va pour les corrections.

Q. [106] Alors, je vous laisse aller pour la présentation comme telle de la preuve.

R. D'accord. La présentation portera sur deux volets, le premier volet, ce sera vraiment une... une présentation très rapide du rapport d'expertise, et le deuxième sera un certain nombre de précisions que j'apporterai suite aux témoignages des témoins d'Hydro-Québec Distribution.

Alors, d'abord, je vous remercie d'avoir lu le rapport d'expertise. L'UMQ m'a donné le mandat de faire le diagnostic du Plan. Je dois avouer que j'avais beaucoup de matières à examiner. Et le diagnostic et les justifications des soixante-trois (63) recommandations que j'ai faites, j'ai réussi à résumer ça dans un document de cent dix-huit (118) pages.

Alors, d'abord pour les principales

conclusions. Donc, en puissance, je vous dirais que la conclusion la plus importante que j'ai trouvée là dans le dossier, c'est que, moi, je ne vois pas de besoin additionnel dans l'horizon du Plan en puissance. Et je vous réfère au tableau 4 de la page 107 du rapport d'expertise où je résume les conclusions sur ce point-là.

Alors, ce qui fait que aussi la production de TCE ne serait pas requise avant deux mille vingt (2020), donc ce qui fait un impact en puissance, mais ce qui fait aussi un impact en énergie parce que si vous regardez le document HQD-1, Document 1, page 52, le tableau 4.4-3, dans la période avant deux mille vingt (2020), bien, il y a six virgule sept térawattheures (6,7 TWh) de prévus pour TCE, donc selon ma conclusion que les besoins de puissance ne montrent pas de besoin additionnel avant deux mille vingt (2020). Alors, cette énergie-là qui accompagne la puissance de TCE ne serait pas requise.

Alors, ce qui fait que toute la gestion de l'énergie dont je vais parler plus tard s'en trouve affectée. Et il est possible à ce moment-là qu'il n'y ait pas de besoin de transaction financière pour deux mille onze (2011) parce qu'on se souvient

que les transactions financières de deux mille onze (2011) et d'autres qui pourraient venir, bien, dépendent de tout ce qui va se passer d'ici deux mille vingt-sept (2027).

(11 h 15)

Pour illustrer un petit peu plus pourquoi notre rapport mentionne qu'on n'a pas besoin de puissance additionnelle, alors le rapport recommande un certain nombre de puissance qu'on pourrait retenir.

Alors, ici si je vous guide dans le tableau, la première colonne est une liste de moyens. Si on prend New York, par exemple, alors dans notre rapport on a montré que dans la zone de réglage New York ici on a pris une photo prévue pour deux mille quinze-deux mille seize (2015-2016). Alors, le marché de New York montre des surplus de neuf mille mégawatts (9000 MW).

La limite d'interconnexion actuelle avec New York encore là tous les chiffres sont dans le rapport, est de onze cents mégawatts (1100 MW). Le Distributeur recommande de retenir onze cents mégawatts (1100 MW) comme achat à court terme sur l'horizon du plan et nous sommes d'accord avec cette recommandation-là.

Si on va au Nouveau-Brunswick, on en a longuement parlé, alors le surplus du marché est de mille sept cents mégawatts (1700 MW) toujours pour la période deux mille quinze-deux mille seize (2015-2016). La limite de l'interconnexion est de sept cent quatre-vingt-cinq mégawatts (785 MW). Le Distributeur recommande zéro mégawatt et nous recommandons cinq cents (500 MW) qui peut même apparaître comme une valeur conservatrice à mes yeux.

En Nouvelle-Angleterre, alors on parle de l'interconnexion actuelle. Le marché comme tel, la Nouvelle-Angleterre présente des surplus de sept mille mégawatts (7000 MW). Les limites des interconnexions actuelles sont de mille huit cent soixante-dix mégawatts (1870 MW). Le Distributeur nous dit qu'à certaines périodes il y a des contraintes à l'obtention de cette puissance-là liées à la configuration du réseau. Nous n'avons pas réussi à avoir beaucoup de détails là-dessus, mais pour l'instant disons que nous conserverons la recommandation du Distributeur de ne pas compter de puissance sur ces interconnexions-là.

Par contre, l'interconnexion Northern Path qui, selon les informations que le Distributeur

nous a fournies, sera, est prévue être disponible en deux mille quinze (2015). Alors, évidemment, elle est en aval du même surplus de sept mille mégawatts (7000 MW) et la limite de l'interconnexion devrait être de douze cents mégawatts (1200 MW).

Dans notre rapport on n'a pas suggéré de puissance non plus, mais on n'en avait pas vraiment besoin pour déterminer que les besoins étaient comblés jusqu'en deux mille vingt (2020). Alors, il y aurait encore là, nous avons une recommandation conservatrice de zéro mégawatt.

En Ontario, le marché montre des surplus de deux mille mégawatts (2000 MW). La limite des interconnexions avec Hydro-Québec est de mille neuf cent quarante mégawatts (1940 MW). Le Distributeur ne compte sur aucune puissance de ce réseau-là. Nous avons recommandé, toujours de façon conservatrice, quatre cents mégawatts (400 MW).

L'Énergie La Lièvre nous montre une limite d'interconnexion de deux cent cinquante mégawatts (250 MW). Il n'y a pas de recommandation là-dessus. La procureure d'Énergie Brookfield lors des audiences a mentionné que Brookfield était possiblement vendeur de puissance aussi.

Du niveau du Québec, Hydro-Québec

Production a des surplus de marché de deux mille trois cents mégawatts (2300 MW). Dans le rapport vous verrez que c'est des chiffres qu'on obtient du plan stratégique d'Hydro-Québec. Il n'y a pas vraiment de limite d'interconnexion à toutes fins pratiques. Le Distributeur ne recommande pas de recours à ce marché et nous, de façon très conservatrice, non plus.

L'appel au public on va en parler tantôt. Alors, le Distributeur ne compte nullement sur ce moyen dans sa planification. Nous recommandons une valeur de sept cents mégawatts (700 MW).

Ce qui fait qu'au total le Distributeur recommande une utilisation de marché à court terme de onze cents mégawatts (1100 MW) et nous recommandons des moyens pour deux mille sept cents mégawatts (2700 MW), toujours à mon avis de façon conservatrice. Ça va.

Si on va du côté de l'énergie. Alors l'énergie en gros c'est toute la gestion des ententes qu'Hydro-Québec Distribution possède et, notamment, jusqu'en deux mille vingt-sept (2027) parce qu'il y a comme un stockage qui expire en deux mille vingt-sept (2027).

Donc, l'entente globale de modulation, comme on l'a mentionné, va être une pièce maîtresse de cette gestion-là et nous attendrons d'avoir les informations détaillées avant de la commenter plus longuement. Nous en ferons quelques remarques plus tard aujourd'hui.

Le rapport dit aussi que donc toute l'optimisation du stock d'ici deux mille vingt-sept (2027), alors tout ce qui se passe d'ici deux mille vingt-sept (2027) a une influence sur les décisions qui seront prises aujourd'hui, demain, après-demain, jusqu'en deux mille vingt-sept (2027). C'est comme un gros gros problème et nous mentionnons dans le rapport le besoin qu'il y aurait d'une méthode d'optimisation stochastique pour démontrer l'optimalité et la robustesse de chacune des décisions qui sont prises dans le cadre de toutes les ententes qui affectent l'énergie.

Aussi, quelques mots sur la démonstration de fiabilité en énergie du Producteur qui est faite trois fois par année. Nous avons mentionné que le Distributeur, pardon, le Producteur, contrairement à ce que le Distributeur fait au niveau de l'aléa climatique sur la demande, le Producteur n'a pas jugé bon de tenir compte de l'effet des changements

climatiques sur la démonstration de fiabilité en énergie.

Au cours des audiences, le Distributeur a mentionné que le Producteur ne trouvait pas que c'était significatif. Par contre, nous avons déposé dans notre rapport une pièce qui mentionne sensiblement le contraire, qu'il pourrait y avoir des effets jusqu'à quinze pour cent (15 %) sur les apports sur certains systèmes hydriques d'Hydro-Québec Production.

Aussi, une autre lacune que j'ai découvert dans la démonstration de fiabilité c'est que le Producteur montre l'utilisation d'un stock et ne tient pas compte que, lorsque ce stock sera utilisé surtout dans les bas niveaux des réservoirs, des divers réservoirs, bien il y aura une perte de rendement qui n'a pas été comptée dans la démonstration. Alors, ce sont ces deux éléments que je recommande comme améliorations dans le futur pour la démonstration de la fiabilité en énergie du Producteur.

11 h 20

Si on va maintenant, donc le rapport, je ne vous les citerai pas toutes, mais montre certaines recommandations. De façon générale, je suis d'avis

que quand on fait une démonstration, que ce soit de fiabilité ou dans un système de production, transport, distribution, bien, les choses sont dynamiques, les données bougent, ça bouge à tous les jours, à toutes les semaines.

Or, de façon générale, mon rapport mentionne un certain nombre d'intrants ou d'évaluations que le Distributeur a faites qui, à mon avis, doivent être plus dynamiques, mises à jour de façon plus fréquente, notamment le taux d'entretien des centrales. Les chiffres que vous avez entre parenthèses, ce sont les références aux recommandations qui apparaissent dans le rapport que j'ai écrit. Donc, les taux de pannes des centrales. Alors, aussi, on recommande que les mises à jour soient faites basé sur les historiques des cinq dernières années.

Les données de production réelles des parcs éoliens en service. Alors, c'est sûr que les études qui sont mentionnées dans le rapport qui viennent du Producteur mentionnent que les historiques reconstitués ne sont pas toujours de la qualité, d'une qualité aussi bonne que si on avait des données de production réelles. Donc, je recommande que le plus rapidement possible on profite de ces

données réelles-là même s'il n'y a pas beaucoup de parcs en production.

La contribution en puissance de l'éolien. L'étude a été faite en deux mille neuf (2009). Beaucoup d'intrants, encore là, dans le rapport, on le mentionne, beaucoup d'intrants qui ont fait l'objet de cet... qui ont été les ingrédients de cette étude-là, bien bougent. Ça bouge constamment. Alors, il y a lieu de revoir cette étude-là. Et j'ai d'autres recommandations dans le rapport qui disent même de l'intégrer dans une étude de fiabilité globale.

La contribution en puissance de l'électricité interruptible. Même principe que l'éolien. Ça a été fait une fois il y a quelques années. Les intrants, les ingrédients qui ont permis de calculer cette contribution-là, certains ont changé. Donc, il faut faire une mise à jour.

Le critère de conception du réseau de transport a été déterminé, j'en parlerai plus tard aussi, d'une façon qu'on a essayé de découvrir, mais qu'on n'a pas trouvée. Et puis ça aussi, bien, il faut le mettre à jour de façon régulière.

La réserve requise de l'électricité patrimoniale, j'en parlerai plus tard, doit aussi

être mise à jour régulièrement. Les intrants de la démonstration de fiabilité énergétique du Producteur, je ne ferai pas la liste ici. C'est dans le rapport. Et les simulations horaires chronologiques de la demande, aussi, j'en parlerai un peu plus longuement tantôt.

D'autres types de recommandations. Alors, c'est sûr que, pour faire le travail, le mandat que j'ai obtenu, bien, il y a certaines données que je ne possédais pas. J'ai tenté d'en obtenir. Je n'en ai pas obtenu beaucoup. Et je recommande à la Régie d'ajouter, de demander d'ajouter ces informations au Guide pour permettre les évaluations futures du Plan d'approvisionnement. Notamment la démonstration annuelle de la fiabilité en puissance qui est un suivi administratif suite à une décision passée de la Régie. Actuellement, elle n'est faite que sur un an. Et je recommande qu'elle soit faite sur quatre ans, qui est toujours l'horizon de démonstration du critère de fiabilité en puissance.

Et je ne referai pas la liste ici, mais il y a une liste d'éléments dans les recommandations 53 à 63 qui, à mon avis, sont utiles pour bien comprendre les évaluations faites par le Distributeur.

Ce qui m'amène aux précisions additionnelles suite aux audiences à date. Alors, la plupart des soixante-trois (63) recommandations du rapport qu'on a écrit n'ont pas été contestées, mais certaines ont été discutées. Et j'aimerais apporter des commentaires, des précisions additionnelles suite aux témoignages à date sur certains sujets précis.

Je vais commencer par le critère de fiabilité en puissance. C'est très important de bien l'établir et de comprendre les objectifs du jeu avant de commencer. C'est comme dans n'importe quel exercice. Il faut bien comprendre l'objectif. Le critère du NPCC dit, et je cite, bien je le traduis, par exemple, j'interprète en français, on accepte une espérance de délestage de zéro virgule une journée par année. Dit autrement, c'est un LOLE, en anglais, c'est le « Loss of load expectation », de deux virgule quatre heures par année en moyenne ou vingt-quatre (24) heures par dix ans.

Que dit le Distributeur? Alors, dans les notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011) aux pages 95 et 96, monsieur Zayat dit, suite à une question de maître Falardeau... La

question de maître Falardeau dit, et je cite :

Q. Est-ce qu'on comprend bien, si on dit que... on parle d'une probabilité de perte qui ne doit pas excédée une journée entière par dix (10) ans, c'est ça?

Monsieur Zayat de répondre, je cite :

R. C'est bien ça, oui. Pas une journée entière, hein, on s'entend. C'est un événement par dix (10) ans.

J'insiste sur « un événement par dix (10) ans ». Et plus tard dans la même réponse, il mentionne :

Ça ne veut pas dire que le délestage a lieu pendant la journée.

Je comprends qu'il voulait dire « ça ne veut pas dire que le délestage a lieu pendant la journée au complet ». Et je continue un peu plus tard dans la même réponse.

Les exercices de fiabilité sont basés dans le fond à la pointe, donc c'est à la pointe du réseau, il n'y a pas d'espérance de délestage plus qu'une fois par dix (10) ans.

C'est la fin de la citation. Premièrement, les exercices de fiabilité ou le critère de fiabilité

ne porte pas sur un événement par dix ans. Ce serait beaucoup plus sévère que ce que le critère nous demande présentement. Deuxièmement, ce n'est pas seulement regarder à la pointe du réseau seulement. La démonstration doit porter sur toutes les heures de l'année. Ça, c'est vrai pour tous les réseaux. C'est le critère du NPCC. Dans le cas d'Hydro-Québec, on peut accepter que l'exercice ne soit fait que sur les mois d'hiver. C'est suffisant vu la grande variabilité entre la demande en hiver et en été.

Et pour faciliter la chose, et c'est vrai encore là pour tous les réseaux, les évaluations sont faites indépendamment d'une année à l'autre. Et c'est pour ça qu'on parle d'une notion de non pas vingt-quatre (24) heures en dix ans, mais deux virgule quatre heures par année ou encore zéro virgule une journée par année. Donc, si on était basé sur un événement par dix ans, je vois mal comment on pourrait démontrer une défaillance d'une fois par dix ans si on analyse que sur une seule année.

D'autres citations, le sept (7) juin, donc toujours dans les notes sténographiques, aux pages 101 à 102. Monsieur Zayat nous répond :

R. C'est... J'allais dire, c'est essentiellement le même critère. Je vais enlever le « essentiellement ». C'est le même critère. C'est peut-être différentes façons de l'exprimer. Et ça peut être différentes façons de le modéliser. C'est plus dans la modélisation qui est en arrière de ce critère-là. Mais ce que ça représente, ce que ça décline, c'est que, dans le fond, il faut qu'on soit fiable tout le temps. Le tout le temps a un coût. Donc, on est prêt à supporter un événement une fois par dix ans.

Si je vais un peu plus loin dans la même réponse, pas dans la même réponse, mais dans une réponse, la prochaine réponse, monsieur Zayat dit :

R. Comme je le mentionnais hier, ce n'est pas un délestage pendant vingt-quatre (24) heures. C'est un événement. J'aime mieux l'expression un événement par dix ans. Donc, c'est un délestage à la pointe dans le fond, une fois aux dix ans. C'est sûr que ce n'est pas un délestage qui dure vingt-

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 105 -

quatre (24) heures. Ce que les modèles mesurent, c'est la fiabilité à la pointe.

Alors, ce n'est pas ça. Le NPCC dit, et maintenant je le cite textuellement, une partie du critère que d'ailleurs la Régie a déposé la semaine dernière :

Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of load expectation (LOLE) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year.

Fin de la citation. Et j'insiste sur le « on average ».

11 h 30

Que veut dire une espérance de délestage ou toujours le même fameux « lost of load expectation » de zéro virgule un (0,1) jour en moyenne par année ou dit autrement deux point quatre (2,4) heures, deux virgule quatre (2,4) heures par année toujours en moyenne.

Alors je vais vous expliquer comment fonctionne ces modèles qui évaluent la fiabilité et là je ne me prononce pas sur aucun des modèles.

Tous les modèles font sensiblement la même chose.

Alors ce que ces modèles-là font c'est qu'ils font plusieurs simulations. La beauté de ces modèles-là c'est qu'ils peuvent vivre à l'avance, dans le cas d'Hydro-Québec on parle des hivers, ils peuvent vivre à l'avance un certain nombre d'hivers. O.K.

Ça peut être vingt mille (20 000) hivers différents et dans chacun de ces hivers-là chaque simulation va faire des tirages dans divers aléas qui sont présents et qu'on a pu modéliser. Ça peut être sur la demande, ça peut être sur l'offre.

Alors tous ces aléas-là il y a un tirage qui se fait un peu comme si vous tirez des boules de 6/49 puis on constate au bout de la ligne sur toutes ses heures de l'hiver et non pas seulement à l'heure de pointe, sur tous ses heures de l'hiver, mais qu'est-ce qui s'est passé.

Alors par exemple la première simulation peut, toujours aléatoire, peut nous donner plusieurs courts événements où on n'a pas réussi à rencontrer la demande. Donc plusieurs courts événements où on a un délestage. Peut-être que sur cette première simulation-là tous ces événements-là totalisent exemple dix heures de défaillance.

Je fais une deuxième simulation, toujours dans mes vingt mille (20 000) puis là peut-être que cette deuxième simulation-là a tiré des aléas moins sévères et il y a zéro défaillance. Alors mes deux premières simulations m'ont donné une moyenne de cinq heures de défaillance. Et ainsi de suite jusqu'à vingt mille (20 000) ou le nombre qui me permettra de, il y a un nombre qui va me permettre de stabiliser cette mesure-là.

Et puis j'arrive au bout de ça et si j'ai deux virgule quatre (2,4) heures de défaillance ou moins mon système est fiable. Si j'en ai moins que deux virgule quatre (2,4) je peux enlever un petit peu de puissance et puis déterminer quelle sera la puissance qui va arriver à deux virgule quatre (2,4) heures.

Donc on ne parle pas d'un événement par dix ans, on parle de plusieurs événements qui en moyenne ou en espérance nous donnent deux virgule quatre (2,4) heures ou moins ou plus dépendant de l'analyse qu'on fait, mais on veut arriver à deux virgule quatre (2,4) heures.

J'insiste sur certaines phrases dans le rapport qui pour certains peuvent sembler anodines, mais prennent toutes leur sens lorsque je constate

la réaction du Distributeur aux critères de fiabilité. Si on va à la page 22 du rapport d'expertise que j'ai produit et je cite :

On doit maintenant assumer pleinement la signification de ce critère. Même si on ne le souhaite pas, on peut s'attendre, sur une période de 10 ans, à avoir 24 heures de défaillance pendant lesquelles le contrôleur du réseau devra procéder à un délestage cyclique, affectant habituellement la clientèle 15 minutes à la fois.

Et à la page 23 du même rapport, je cite :

Mais le Distributeur et la clientèle doivent assumer une telle situation. La tentation de se suréquiper peut être naturelle mais elle entraîne des coûts non nécessaires pour la clientèle qui, en principe, doit accepter la défaillance intrinsèque au critère.

Alors avec un seul événement au maximum en dix ans comme le conçoit le directeur monsieur Zayat, je ne suis pas sûr que le Distributeur est totalement conscient de ce qu'implique le critère en réalité.

D'ailleurs si je cite les notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011) à la page 181, monsieur Zayat nous dit :

Mais, on ne planifie pas pour se rendre jusqu'au délestage, je veux juste...

Puis sa phrase s'est arrêtée là. Alors je comprends que dans sa tête lui il ne voit pas de délestage, mais encore là il faut être bien conscient que le système dans sa conception devrait toujours en moyenne nous donner deux virgule quatre (2,4) heures de délestage par année.

Évidemment lorsqu'il se situe dans un bilan équilibré. On voit que pour les premières années le bilan du Distributeur est en surplus donc. Et dans les exercices de fiabilité c'est ce qui est montré, la fiabilité ou l'espérance de délestage est de moins que deux virgule quatre (2,4) heures et c'est bien, c'est bien correct en autant qu'il n'y ait pas de coût additionnel pour le faire.

Et je rappelle aussi dans le rapport, la page 23 que jamais on n'a vu de délestage cyclique par manque de ressource d'Hydro-Québec. Pour conclure sur ce point, j'ai une citation de monsieur Nadeau dans les notes sténographiques du

premier (1er) juin deux mille onze (2011) à la page
75 et je cite :

[...] Je pense qu'on a toujours eu
comme usage d'avoir une approche
prudente, une approche conservatrice.

Maintenant si on va au prochain sujet, les
entretiens et les pannes. Alors encore là.

Me STEVE CADRIN :

- Q. [107] Je m'excuse, Monsieur Raymond, je peux peut-être vous arrêter sur la conclusion que vous venez de citer. Peut-être juste nous expliquer un peu pourquoi ça c'est votre conclusion sur cet aspect-là ou pourquoi vous voulez conclure sur ce point avec monsieur Nadeau.
- R. Bien ce n'était pas ma conclusion, c'est simplement pour...
- Q. [108] Ce n'est pas votre conclusion, effectivement.
- R. C'est ma dernière remarque pour terminer ce point-là et pour aller un peu plus loin c'est sûr que monsieur Nadeau se prononçait sur sa façon de faire des prévisions, mais je constate que cet, cet esprit je le retrouve un peu partout dans, que ce soit dans la prévision de la demande ou dans l'utilisation des moyens de l'offre, dans l'ensemble de la preuve du Distributeur.

- Q. [109] Est-ce à dire qu'on n'accepte pas finalement notre critère du deux point quatre (2,4) heures par an ou de zéro virgule un (0,1) jour par an lorsqu'on prend comme considération ou comme idée de base ce type d'esprit si je peux dire ça comme ça?
- R. Bien c'est sûr qu'il y a un chapitre que j'ai titré dans le rapport si je ne m'abuse à la section 5.2 qui s'appelle tous les moyens sont bons. Alors c'est sûr que si je néglige de compter un moye ou si ma prévision est trop conservatrice ou si, si encore là certains éléments de l'évaluation est mal faite, mais c'est comme si j'accepte le critère, mais je me donne des, des réserves additionnelles pour être sûr de, de ne pas devoir subir ou expliquer des délestages cycliques.

Alors c'est ce que l'ensemble du rapport, c'est ce que j'ai constaté et j'ai fait un tableau résumé tantôt de certains moyens qui même s'ils ne sont pas totalement garantis peuvent être comptés. Le Distributeur ne les compte pas et j'affirme aussi que d'ailleurs aucun des moyens n'est, n'est jamais garanti en fiabilité, en puissance.

11 h 35

Ça va?

Q. [110] Vous pouvez continuer. Oui, excusez.

R. Alors, je passe donc aux précisions sur les entretiens et les pannes. Le deux (2) juin deux mille onze (2011), aux notes sténographiques en page 60, monsieur Dufresne nous mentionne, et je cite :

La pratique courante qui est utilisée à Hydro-Québec c'est de prendre un historique de cinq ans, donc ça va être le cas cette année, il va y avoir un historique de cinq ans qui va être considéré pour les taux de pannes et comme le fournisseur, évidemment le fournisseur principal de puissance au Québec c'est Hydro-Québec Production, ils vont remettre à jour au besoin les taux d'entretien typique pour les centrales notamment au mois de janvier, mais aussi pour tous les mois de l'année considérée.

Alors, ça, c'est bien en ligne avec nos recommandations. Nous avons aussi demandé plus de précisions sur ces taux et c'est dans notre rapport, les recommandations sur les informations additionnelles que le Distributeur pourrait fournir

R-3748-2010
14 juin 2011

- 113 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

à l'avenir. Et aussi, c'est sûr que de tels nouveaux taux vont influencer le calcul de la réserve en puissance sur l'électricité patrimoniale, mais nous y reviendrons plus tard.

Je compare cette citation de monsieur Dufresne avec une autre de monsieur Zayat du sept (7) juin deux mille onze (2011) à la page 132 qui nous dit :

Maintenant si les taux de pannes sont identiques entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille sept (2007), ce n'est pas parce qu'on utilise les hypothèses de quatre-vingt-dix-sept (97), c'est parce qu'on pense ou que l'opérateur de la centrale, l'exploitant pense que les hypothèses sont toujours bonnes et qu'elles sont maintenues.

Ce n'est pas une, donc ce n'est pas qu'on vit sur des vieilles hypothèses, on vit avec des hypothèses à jour qui se trouvent être reconduites, mais tant qu'à moi le dossier est à jour.

Je dois avouer que cette réponse m'a un peu surpris, d'autant plus que notre rapport a cité des

plans stratégiques d'Hydro-Québec qui suggèrent que les taux devraient baisser. Et les taux de pannes utilisés dans les exercices de fiabilité proviennent, comment monsieur Dufresne l'a dit, des historiques de cinq ans et non de ce que pense l'opérateur de la centrale ou l'exploitant. Donc, je dois constater une contradiction entre les deux citations que je viens de faire.

Si on va rapidement au niveau du projet sujet, donc l'intégration de TCE et de la centrale de Churchill Falls. Alors, une autre citation de monsieur Zayat le sept (7) juin deux mille onze (2011) aux notes sténographiques à la page 123, sur le fait de représenter la centrale Churchill Falls et son contrat de façon moyenne. Alors, je cite :

Ce n'est pas une particularité de Churchill, hein, on représente de la même façon la centrale de TCE. Donc lorsque c'est un contrat dans le fond, on tente, on tente de représenter qu'est-ce qui est le critère de fiabilité qui est associé et dans le cas de TCE donc on, on représente le contrat avec une certaine réserve qui est associée. Et de la même façon pour

le contrat de Churchill, on illustre
le contrat avec une réserve qui y est
associée.

Fin de la citation.

Alors, je vous rappelle que, dans notre rapport, on a aussi fait la recommandation pour TCE, la recommandation numéro 14 qu'on a faite pour Churchill Falls, la recommandation numéro 25, soit de l'intégrer comme une centrale dans l'exercice de fiabilité et non comme une moyenne.

Un des points importants de notre rapport, c'est, que ce soit pour ces deux centrales, que ce soit pour l'éolien ou que ce soit pour l'interruptible, l'utilisation d'une valeur moyenne dans le modèle de fiabilité, dans ce cas-ci MARS qu'utilise le Distributeur, n'est pas satisfaisante, même si l'évaluation a été faite par un autre modèle, dans ce cas-ci, FEPMC parce que le modèle MARS n'était pas capable de faire ces évaluations-là. Alors, ce n'est pas satisfaisant de prendre une valeur d'un modèle, prendre une moyenne et de l'intégrer dans l'autre modèle. Ça nous prive de tout le phénomène de variabilité qui est le propre justement de ces analyses de fiabilité-là. Nous l'avons mentionné à plusieurs endroits dans le

rapport. Et surtout que c'est possible à intégrer dans un modèle unique, comme notre rapport l'a démontré, on se demande pourquoi le Distributeur s'en prive.

Maintenant, si on va sur la production éolienne en puissance, donc la contribution de la production éolienne en puissance. Alors, je me réfère toujours aux citations des témoins du Distributeur le deux (2) juin deux mille onze (2011) aux notes sténographiques à la page 92, monsieur Zayat nous dit :

Alors, l'ensemble des moyens qui sont sous contrat avec le Distributeur, donc on parle des contrats éoliens qui sont issus des deux appels d'offres, donc du premier mille (1000) en Gaspésie et du deuxième appel d'offres de deux mille mégawatts (2000 MW). Donc, ce qu'on a représenté, c'est l'ensemble des parcs éoliens qui sont issus de ce trois mille mégawatts (3000 MW) là. Et c'est ce qui est inclus dans les bilans du Distributeur. C'est ce qui est représenté. Et ces analyses ont été

faites pour ces parcs-là.

Alors, je suis d'accord que ces analyses ont été faites pour... C'était la fin de la citation, excusez-moi. Je suis d'accord que ces analyses ont été faites pour ces parcs-là, mais ce n'est pas tout à fait vrai que les analyses ont été... pardon, que ce sont ces parcs-là qui sont inclus dans les bilans du Distributeur.

Présentement, dans les bilans du Distributeur, ce ne sont pas les mêmes parcs que ceux qui ont été simulés ou des parcs qui sont issus des deux appels d'offres, notamment en ce qui a trait au parc Les Méchins, Bas St-Laurent à Ste-Luce et d'Agouanish.

Je continue toujours dans les notes du deux (2) juin deux mille onze (2011), aux pages 92 et 93, monsieur Zayat qui nous dit, et je cite :

Évidemment, lorsque le Distributeur aura d'autres parcs et qu'il les inclura à son bilan en énergie, bien, il y aura des exercices similaires qui seront faits pour tenir compte de l'ajout de ces parcs-là. Et on regardera aussi la contribution en puissance. Donc, on regardera

R-3748-2010
14 juin 2011

- 118 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

l'ensemble.

Fin de la citation.

Alors, ça, je suis content que le directeur nous dise ça parce que c'est exactement notre recommandation numéro 22, mais ça n'a pas été fait par le Distributeur pour ce plan avec les parcs qui ont été annulés ou déplacés. D'ailleurs, ce que nous dit monsieur Zayat dans cette citation-là est complètement différent de ce que dit la réponse 8.2 du Distributeur à notre demande de renseignements, voir la pièce B-0040, aux pages 13 et 14.

(11 h 45)

Alors, si je poursuis toujours dans l'éolien, le deux (2) juin deux mille onze (2011) monsieur Dufresne nous disait, et c'est aux notes sténographiques aux pages 102 et 103, et je commence au milieu de la citation :

On a trois hivers de plus de connaissance d'historique de production éolienne réelle. C'est tout ce dont on dispose comme données par rapport à une reconstitution théorique sur la période soixante et onze-deux mille six (71-2006) de tous les parcs de trois mille mégawatts (3000 MW).

Donc, ce n'est pas des éléments significatifs qui nous amènent à dire que le trente pour cent (30 %) doit être évalué à chaque année pour tenir compte de la mise en service année après année d'un cent mégawatts (100 MW) de plus.

Fin de la citation.

Ce que je comprends de ce que monsieur Dufresne nous dit c'est que les données réelles, à son avis, pour les parcs en exploitation n'ont pas une grande valeur ajoutée. Mais c'est le contraire que nous avons montré dans notre rapport aux pages 49 et 51 basés sur notamment des affirmations de la Société Hélimax Énergie inc. qui a produit des études sous contrat avec le Distributeur.

Par exemple, à la page 50 de notre rapport nous citons Hélimax ainsi, et je cite :

La nature de la ressource éolienne variable dans le temps et dans l'espace ainsi que la qualité souvent variable des données de base ont posé des défis importants. Le produit de l'exercice ne représente donc pas un niveau de fiabilité équivalent à celui

de la production mesurée ou à celui qui découlerait de mesures directes de vent sur les sites de production.

Par ailleurs, les résultats des premières années sont moins fiables puisque le nombre de stations météorologiques en exploitation dans les régions mentionnées ci-haut étaient plus faibles et que les données recueillies ont fréquemment posé des problèmes de validité.

Fin de la citation.

Alors, d'où l'importance à mon avis d'intégrer au fur et à mesure les données réelles des parcs éoliens même si seulement quelques-uns de ces parcs sont présentement en exploitation.

Une autre citation le deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 113 des notes sténographiques. Monsieur Zayat en réponse sur les analyses de contribution éolienne faites par le Distributeur nous dit, et je cite :

La réponse est non on ne l'a pas fait pour les mille huit cents mégawatts (1800 MW).

Fin de la citation.

Alors, on doit se rappeler que le dix-huit cents mégawatts (1800 MW) c'est la puissance installée d'éolien prévue pour la pointe deux mille douze-deux mille treize (2012-2013).

Nous recommandons de faire les analyses de contribution éolienne pour chaque pointe d'ici deux mille quinze (2015) et nous donnons les détails dans notre analyse faite aux pages 54 à 56 de notre rapport.

Maintenant, le trois (3) juin à la page 47 des notes sténographiques, monsieur Zayat cite :

Les éoliennes elles fournissent l'énergie en fonction du vent. Et là le vent a un caractère incertain. Il y a des fluctuations. Des fois c'est dix pour cent (10 %), des fois c'est vingt pour cent (20 %), des fois c'est cent pour cent (100 %).

Fin de la citation.

Alors, je vous rappelle que notre rapport a indiqué, en se basant sur les études d'Hélimax toujours, que dans le cadre du premier appel d'offres de mille mégawatts (100 MW) d'éolien le maximum qui a été atteint sur les trente-six (36) années d'historique reconstituées étaient de

quatre-vingt-deux pour cent (82 %), une heure sur ces trente-six (36) années-là. L'heure a pu se produire en été, en hiver, on n'a pas les informations pour le dire.

Pour l'ensemble de tout l'éolien, donc le trois mille mégawatts (3000 MW), on ne peut pas le mentionner, on n'a pas les informations. On espère qu'on les obtiendra un jour.

Monsieur Bernier, à la page 124 des notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011), nous parle plus de quatre-vingt-dix pour cent (90 %) au lieu de notre quatre-vingt-deux pour cent (82 %), mais ne nous fournit aucune étude ou donnée à l'appui de ce chiffre.

Mais on est d'accord que ce n'est pas cent pour cent (100 %), ni même proche de cent pour cent (100 %). Et si monsieur Bernier nous dit que les études d'Hélimax ne sont peut-être pas nécessairement les meilleurs, mais on pourrait avoir une raison de plus pour le Distributeur de refaire les études de contribution de la production éolienne en pointe.

Si on passe maintenant au marché de court terme, et je commencerais par la Nouveau-Brunswick. Dans ses témoignages, le Distributeur nous a

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 123 -

apporté plusieurs contraintes à l'accès à ce marché-là, d'abord la limite d'exportation lorsque la production éolienne de la Péninsule gaspésienne serait à cent pour cent (100 %).

Nous avons amplement montré que ça ne se produirait pas à toutes fins pratiques que la production d'éolienne de la Péninsule gaspésienne soit à cent pour cent (100 %). D'ailleurs, le Distributeur ne m'a pas fourni de démonstration convaincante à cet effet-là. Et on ne nous a pas fourni les données de production reconstituées des parcs éoliens.

Toutefois, maître Fraser, dans les notes sténographiques du deux (2) juin à la page 134, suggère que cette série pourrait se retrouver à l'avenir dans un état d'avancement, et je trouve que c'est une excellente idée et que la Régie devrait la retenir.

Toutefois, dans le cas du Nouveau-Brunswick des contraintes liées à la production éolienne ne se présentent pas en ce qui concerne l'interconnexion Madawaska tel que nous l'a mentionné monsieur Bernier à la page 137 des notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011). Donc, ça confirme ce qu'on pensait c'est

qu'il n'y a aucun obstacle de ce côté-là au niveau de l'interconnexion Madawaska qui est de l'ordre de trois cent quatre-vingt-cinq mégawatts (385 MW) de capacité.

D'autre part, le Distributeur doute des surplus de la zone de réglage des Maritimes. Notre rapport est claire là-dessus et cite des études du NERC qui démontrent des surplus de l'ordre de mille sept cents mégawatts (1700 MW) à compter de deux mille douze (2012), deux mille treize (2013). Et ce ne sont pas des exercices déterministes contrairement à ce que craint monsieur Dufresne. Et je vous réfère aux notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 142. Ces études-là nous montrent une réserve de vingt pour cent (20 %) qui démontre donc qu'il y a un aspect stochastique à la démonstration de la zone des Maritimes.

11 h 50

Un autre argument du Distributeur le deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 144, monsieur Dufresne spécifie que le Nouveau-Brunswick n'a pas répondu aux appels d'offres de puissance dans le passé. Alors c'est sûr que si vous regardez les démonstrations que la zone de réglage a fait

auprès du NERC au cours des dernières années, la zone des Maritimes ne montrait pas de surplus comme elle le fait maintenant à partir de l'hiver deux mille douze, deux mille treize (2012-2013). C'est pourquoi elle ne pouvait pas répondre à ces appels d'offres là.

Il y a deux facteurs qui expliquent ce changement maintenant. Pourquoi la zone présente des surplus à compter de deux mille douze, deux mille treize (2012-2013). La première c'est la réfection prolongée de la centrale nucléaire Pointe Lepreau d'une capacité de six cent trente-cinq mégawatts (635 MW) au Nouveau-Brunswick. Et aussi la présence de la demande dans la zone qui montre maintenant une décroissance de la demande avec les efforts d'efficacité énergétique qui ont été faits.

Présentement le retour, la prévision pour le retour de la centrale Pointe Lepreau, c'est un retour qui est prévu pour l'automne deux mille douze (2012). Alors en conclusion on ne peut pas se servir du passé pour affirmer ce qui se passera au cours des prochaines années dans le cas des surplus au Nouveau-Brunswick et dans la zone des Maritimes.

Donc ça va pour le Nouveau-Brunswick. Je vais aller plus vers l'est, en Ontario. Alors le

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 126 -

Distributeur nous dit et je résume, il n'y a pas de marché de puissance en Ontario, c'est-à-dire que le Distributeur ne peut réserver de puissance pour l'hiver comme il l'a fait en novembre dernier pour six cents mégawatts (600 MW) sur un autre marché.

Donc ce que le Distributeur nous dit je ne peux pas réserver d'avance de la puissance en Ontario parce qu'il n'y a pas de marché de puissance. Ce n'est pas grave. Ça vaut quand même quelque chose s'il y a des surplus qui sont présents dans la zone de contrôle comme actuellement et je vais vous en montrer un peu plus tantôt.

Donc qu'on ne puisse pas réserver à l'avance de la puissance, pour moi ce n'est pas un problème en autant qu'on évalue bien le risque de par exemple accéder à ce marché-là qui est en surplus comme on l'a mentionné.

Le Distributeur dit on peut acheter de l'énergie, mais pas de puissance. Ce n'est pas grave. L'énergie est livrée avec de la puissance et ça vaut quelque chose même si ce n'est pas réservé à l'avance, comme je l'ai dit tantôt.

Le Distributeur nous dit l'Ontario peut rappeler l'énergie pour ses besoins. Ce n'est pas

grave. C'est vrai pour tous les réseaux en réalité et je ne les blâme pas, ils vont, ils vont utiliser la puissance ou l'énergie pour leurs besoins avant de le faire pour les voisins.

Alors c'est toujours un risque que l'énergie qui vient toujours avec de la puissance, je le répète, soit rappelable ou soit pas toujours disponible et c'est un risque qui s'évalue et surtout avec les surplus importants qu'on a en Ontario, c'est un risque qui s'évalue et il y a des gens qui le font.

Le Distributeur nous dit aussi les prix pourraient être trop élevés. Alors suite aux réponses du Distributeur la semaine dernière à propos de la pointe du vingt-quatre (24) janvier, nous avons analysé la situation de l'Ontario plus en profondeur.

Tout d'abord l'IESO de l'Ontario produit un rapport mensuel après chaque mois qui se trouve à être le premier document qu'on a déposé sous la cote 26, si je ne m'abuse, Maître Cadrin.

Me STEVE CADRIN :

27.

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

27, d'accord. Je continue sur la lancée, on n'est

pas chanceux avec nos numéros. Alors ce document-là, bon la page couverture vous l'indique c'est le « Monthly Market Report » qui a été produit après la fin du mois de janvier par l'IESO de l'Ontario. Je vous réfère à la page, je vous laisse la page 1 pour référence et je vous réfère à la page 2.

Donc à la page 2 de 26, bien il y a un graphique qui vous montre les prix d'énergie « Hourly Ontario Energy Prices » et je vous réfère au petit tableau qui est sous le graphique qui nous montre que pour le mois de janvier dans les périodes « on pic », donc les périodes de pointe, bien le prix peut avoir varier entre vingt-huit dollars dix-huit (28,18 \$) et soixante-quinze dollars soixante-dix (75,70 \$) ce qui, que je considère des prix très raisonnables et pas du tout élevés. Alors ça n'a rien à voir avec le mille dollars (1000 \$) par mégawattheure qu'un témoin du Distributeur nous a mentionné au cours de l'audience.

Si on va maintenant à la page 8 de 26 qui est la prochaine. Alors vous, je voulais illustrer, vous voyez ici ce que l'IESO nous montre dans le graphique du premier (1er) au trente et un (31) janvier à toute les, probablement à toutes les

heures, je n'ai pas le détail fin, mais à toutes les heures de ce mois-là.

La demande, en pâle, c'est la demande de l'Ontario et en plus foncé c'est la demande totale du marché, donc on voit que, qu'il y a une différence entre les deux, on verra tantôt. On voit aussi que la pointe est comme le Distributeur nous l'a mentionné de la ligne pâle est survenue le vingt-quatre (24) janvier et c'est écrit en bas pour une valeur de vingt-deux mille sept cent trente-trois mégawatts (22 733 MW).

On voit aussi que la pointe sur le marché donc le trente et un (31) janvier l'Ontario a alimenté une pointe qui est un peu plus haute dans la ligne foncée et si on regarde en bas pour une valeur de vingt-six mille six cent quatorze mégawatts (26 614 MW). Alors ça ça nous dit dans un premier temps que même en pointe l'Ontario a livré des exportations assez importantes.

Et si je tourne la page à la page 9, bien vous voyez justement ce graphique-là. La partie pâle en haut de la, en haut de la ligne zéro, ce sont des importations et la partie en bas ce sont des exportations. Alors à l'oeil on voit rapidement que l'Ontario a beaucoup plus de capacité à

exporter dans ce cas-ci en janvier deux mille onze (2011).

Et si vous regardez la petite note en bas « Average Export Schedule for the month » deux mille soixante-six mégawatts (2066 MW) en moyenne. Et on voit que des fois c'est allé jusqu'à entre trois mille et quatre mille mégawatts (3000-4000 MW).

Ça m'amène à la page 18 qu'on vous a donné en couleur parce qu'évidemment il faut être capable de faire des distinctions. Alors ce que le graphique, c'est le graphique du haut, ce qu'il nous montre, c'est encore toujours, bien ici c'est de janvier deux mille dix (2010) à janvier deux mille onze (2011), vous voyez la légende en bas.

Pour les cinq marchés limitrophes de l'Ontario, ça vous montre les quantités en énergie qui ont été, donc en gigawattheures, vous voyez l'ordonnée à gauche, qui ont été livrés par l'Ontario à ses marchés. J'insiste particulièrement sur le dernier bâtonnet, c'est-à-dire le bâtonnet plutôt en rose qui représente le Québec.

Alors par exemple vous voyez qu'en septembre, octobre, en décembre par exemple ce bâtonnet montre que l'Ontario a vendu au Québec

entre, plus de sept cents gigawattheures (700 GWh).
Mais si on regarde le mois de janvier plus
particulièrement, le petit bâtonnet arrive sur
quatre cents gigawattheures (400 GWh).

Alors pour votre information quatre cents
gigawattheures (400 GWh) sur le mois de janvier en
moyenne sur les sept cent quarante-quatre (744)
heures du mois de janvier bien ça nous donne une
puissance moyenne de cinq cent trente-huit
mégawatts (538 MW), jour et nuit en moyenne.

Évidemment la puissance qui a été livrée
varie et on peut s'attendre qu'il y en ait un petit
peu plus en pointe. Alors ça ça vous donne une idée
générale de ce que le marché de l'Ontario est
capable de faire pour un mois de forte demande en
janvier deux mille onze (2011).

11 h 55

Si on s'intéresse maintenant plus
particulièrement à la journée du vingt-quatre (24)
janvier deux mille onze (2011) qui était la pointe
en Ontario et aussi la pointe au Québec. Alors, je
vous présente le document donc coté la cote numéro
28. Ici, pour vous guider, alors toujours l'IESO
nous fournit beaucoup d'informations, donc il y a
une belle transparence. Et ici, c'est un document

R-3748-2010
14 juin 2011

- 132 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

qui est produit le vingt-cinq (25) janvier à six heures vingt minutes neuf secondes (6 h 20:09) le vingt-cinq (25) janvier, et qui nous montre - je ne vous ai pas donné toutes les pages là - mais qui nous montre tout ce qui s'est passé depuis le premier (1er) janvier jusqu'au vingt-quatre (24) janvier.

Si vous tournez la page, vous avez effectivement ce qui s'est passé le vingt-quatre (24) janvier. Les chiffres en haut de 1 à 24, sont les heures se terminant à une heure, deux heures, trois heures (1 h 00-2 h 00-3 h 00), et caetera. Et vous avez plusieurs zones. Donc, vous avez la zone du Manitoba - Manitoba SK, je présume que c'est Manitoba Saskatchewan - Michigan, Minnesota, New York et celles qui m'intéressent... celles qui m'intéresse le plus sont toutes celles qui commencent par PQ. Alors, vous avez PQ.AT, PQ.B5D.B31L, de mémoire, ça, c'est dans la région de Beauharnois. Et vous avez un, deux, trois, quatre, cinq, six, sept... vous avez neuf PQ différents. Ce sont toutes les interconnexions entre l'Ontario et le Québec, mais je m'intéresserai particulièrement à la PQ.AT que vous avez donc à la page qui est notée 49 of 50.

Et vous voyez que, toujours dans la journée très occupée du vingt-quatre (24) janvier, vous avez la ligne « scheduled », donc ce qui était prévu entre les parties, vous avez la ligne « Actual ». Donc, la ligne « Actual », vous avez la ligne « TTC(IN) », donc c'était la... TTC, c'est la... voyons « Transmission Transfer Capability » IN, donc en entrée vers l'Ontario et, OUT, en sortie.

Alors, si on regarde le « Actual » qui m'intéresse particulièrement, vous voyez qu'à toutes les heures là, jusqu'à mettons « Ending » sept heures (7 h 00), même huit heures (8 h 00), neuf heures (9 h 00), dix heures (10 h 00), onze heures (11 h 00), même midi (12 h 00). Alors, on a au moins onze cent quarante-cinq mégawatts (1145 MW) qui sont livrés en direction du Québec. Notamment à l'heure qui se termine à huit (8 h 00) parce qu'on se souvient que la pointe le vingt-quatre (24) janvier s'est produite à sept heures trente, sept heures trente-huit (7 h 30-7 h 38) pour être plus précis. Donc, on avait mille deux cent trente... mille deux cent trente-sept mégawatts (1237 MW) de l'Ontario vers le Québec. Alors, on constate que le Québec n'a pas été coupé

pendant l'heure de pointe le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) en provenance de l'Ontario.

Ce qu'on peut constater par contre, à l'heure « Ending » 13, il y avait un TCC(OUT) qui était limité à cent quatre-vingt-dix (190) et la livraison de l'Ontario a peut-être triché un peu sur le TCC, elle était de deux cent quatre-vingt-six (286). On peut comprendre ici que la coupure qui a été faite là, peut-être c'est celle que le Distributeur nous a mentionnée et qu'on a eu des questions là-dessus là, monsieur Carrier en particulier. On peut penser que ce n'est pas par manque de puissance en Ontario, mais ça nous semble - et on n'a pas les détails là-dessus là, mais sans doute le Distributeur pourrait les avoir - ça nous semble un problème ou un entretien qui était prévu sur l'interconnexion. Donc, ça n'a rien à voir, à mon avis, avec le marché en Ontario.

Alors, ça, ça nous donne une bonne idée de... pour bien apprécier la qualité du marché auquel on peut accéder en Ontario, autant pour le mois de janvier que pour une pointe plus sévère.

En parlant de la pointe du vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), bien, d'abord,

j'ai été un peu surpris quand le Distributeur nous a mentionné, le deux (2) juin, à la page 161, que monsieur Dufresne nous a mentionné que le Distributeur ne faisait pas de bilan de puissance à posteriori. C'est un petit peu surprenant là qu'il ne puisse pas faire une analyse après coup de ce qui s'est passé.

Et je vous fais grâce de toutes les réponses du Distributeur quand on a essayé d'avoir des informations sur ce que nous demandions. Mais, heureusement, on a pu trouver des informations ailleurs et c'est le document 3... c'est-à-dire...
Me STEVE CADRIN :

Q. [111] 29.

R. ... la pièce numéro 29, le troisième document qu'on a déposé aujourd'hui. Et puis, donc c'est « Northeast Power Coordinating Council Liability Assessment for Summer 2011 ». Alors, vous vous demandez peut-être pourquoi je vous donne l'évaluation du prochain été, mais si vous allez à la page suivante, qui est la page 59, bien, les réseaux profitent quand même de l'occasion pour évidemment faire un survol de ce qui s'est passé l'hiver dernier. Alors, c'est un peu ce que je dis, c'est toujours intéressant de voir comment notre

prévision s'est concrétisée.

Donc, rapidement, si je vais... Les Maritimes ont eux aussi eu leur pointe le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), comme nous l'avait mentionné le Distributeur. Une demande de cinq mille deux cent cinquante-deux mégawatts (5252 MW) n'a pas eu besoin de ses actions de contrôle. Et on constate qu'ils ont procédé à un appel au public.

La Nouvelle-Angleterre a eu aussi sa pointe le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) et n'a pas eu de problématique particulière. New York, par contre, a eu une pointe le vingt (20) décembre deux mille dix (2010) et, encore là, mentionne « no particular issues », donc pas de danger particulier de ce côté-là.

Alors, l'Ontario, on le savait là, la pointe le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) et puis ils ne mentionnent pas de problème particulier.

À la page 60, le Québec fournit les informations, plusieurs informations qu'on avait demandées. Alors, on mentionne qu'il y a eu un nouveau record. Alors, ça, on avait cette information-là. Et puis qu'il y a aussi « post-

seasonal assessments are presently ongoing in the Quebec Reliability Coordinator area ». Ça nous dit qu'il y a encore des... parce que toute l'information qui suit est préliminaire, donc il y a encore de l'information, que ce soit pour l'appel au public ou d'autre chose que... ou le Transporteur ou le Distributeur doivent évaluer avec des données qui seront plus valables que des données qui sont collectées quelques jours après un événement.

Alors, je vous amène un peu plus bas où ça dit :

« Net transfers to and from neighboring Reliability Coordinator areas are detailed as follows »

Donc, ce que Hydro-Québec nous dit, c'est qu'elle exportait, toujours à la pointe du vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), sept cent vingt-deux mégawatts (722 MW) vers le Nouveau-Brunswick. Donc, on peut penser que ces exportations-là n'étaient pas garanties, donc il y a une marge de manoeuvre ici dont Hydro-Québec pouvait disposer.

Aussi, elle exportait quinze mille cinquante-quatre mégawatts (15 054 MW) (sic) vers

la Nouvelle-Angleterre via certaines interconnexions. Et encore là, on peut supposer que ce ne sont pas des... toute cette puissance-là ne fait pas l'objet de contrat ferme ou garanti avec la Nouvelle-Angleterre, alors il y aurait possiblement une autre marge là.

De New York, on a importé cent dix mégawatts (110 MW). Alors, vous vous souvenez que dans ce que le Distributeur compte, il compte mille cent mégawatts (1100 MW) dont cent mégawatts (100 MW) de Dennison. Alors, ici, cent ou cent dix (100-110 MW), on peut mentionner c'est la même chose là. Et on verra tantôt ce qui est arrivé avec l'autre bout de New York.

Et, bien, on l'a vu tantôt là, l'Ontario importait mille cinq cent quatre-vingts mégawatts (1580 MW), soit le douze cent trente-sept (1237 MW) qu'on a vu tantôt, plus... c'est-à-dire on importait de l'Ontario le douze cent trente-sept (1237 MW) plus les autres petites interconnexions qu'on n'a pas nécessairement regardées en détail, qui sont énumérées ici. Donc, quinze cent quatre-vingt-quatre mégawatts (1584 MW) en provenance de l'Ontario qui, selon le Distributeur, est un marché qui peut difficilement nous fournir de la

R-3748-2010
14 juin 2011

- 139 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

puissance.

Ici, je vous rappelle, ce n'est pas un contrat de puissance qui a été négocié au mois de novembre, mais quand je reçois quinze cent quatre-vingt-quatre mégawatts (1584 MW) à une heure donnée, bien, c'est de la puissance qui, multiplié par une heure, se transforme en énergie. À la ligne suivante, on mentionne :

At peak time mille cinq cent soixante
mégawatts (1560 MW) of interruptible
Load was called

Alors, il y a certains qui peuvent avoir des points d'interrogation, moi le premier. Alors, si je vous résume... Encore là, c'est dans notre rapport à la page 57, le Producteur dispose de cinq cents mégawatts (500 MW) de puissance interruptible, et le Distributeur, toujours dans ses documents, dans le suivi qu'il nous a fait à l'automne, dispose de cinq cent soixante et onze mégawatts (571 MW) de puissance... d'électricité, pardon, interruptible.

Alors, ça, ça donne mille soixante et onze (1071 MW). Alors, d'où vient le quinze cent soixante (1560 MW), malheureusement je n'ai pas la réponse, mais ça me donne comme réflexe que le marché de l'interruptible est très intéressant. Et

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 140 -

c'est ce qu'on a dit aussi dans notre rapport. Et d'autant plus intéressant si, au moment où on aura des coûts évités qui seront plutôt de quarante dollars (40 \$) du kilowatt/hiver que de dix dollars (10 \$) du kilowatt/hiver comme présentement.

Et dans notre rapport, toujours à la page 57, on a aussi mentionné que le seize (16) janvier deux mille neuf (2009), Hydro-Québec avait obtenu mille huit cent cinquante-huit mégawatts (1858 MW) de puissance interruptible. Alors, ça confirme un peu ce que je disais. Il y a un excellent marché de puissance interruptible au Québec. Et tantôt, dans le tableau que je vous ai montré, évidemment, on n'a pas compté sur cette marge additionnelle-là.

(12 h 05)

Alors, le document vous détaille plein d'informations qui permettraient justement de mettre en place un bilan de puissance. Mais je vous amène à la page 61. Alors, ce qu'on nous dit c'est que la réserve d'exploitation trente (30) minutes au moment de la pointe était de mille neuf cent soixante mégawatts (1960 MW), soit quatre cent soixante mégawatts (460 MW) de plus que le besoin de réserve trente (30) minutes.

Mais je vais vous rappeler qu'avant de

R-3748-2010
14 juin 2011

- 141 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

procéder au délestage, le Transporteur dans ce cas-ci qui conduit le réseau, va baisser sa réserve à deux cent cinquante (250 MW). Alors, on peut voir qu'avant de délester ici on aurait encore eu une réserve, une marge de mille sept cent dix (1710 MW).

Alors, cette marge-là s'ajoute à ce que je vous ai mentionné tantôt toutes les exportations qu'Hydro-Québec faisait. Alors, selon mon évaluation rapide on peut penser qu'on avait une marge additionnelle de trois mille sept cents mégawatts (3700 MW) avant de procéder à un délestage.

Et c'est intéressant de mentionner aussi qu'à l'heure de pointe il y avait quatre cent cinquante mégawatts (450 MW) de puissance qui avaient été obtenus de Rio Tinto Alcan. Et c'est conforme à ce qu'on avait justement démontré dans le cadre du dossier R-3740 qu'il y avait une possibilité d'importer de la puissance de Rio Tinto Alcan indépendamment de sa faible hydraulité.

Ici il y a une information intéressante. C'est que, et on l'a vu tantôt, Hydro-Québec, dans ce cas-ci le Transporteur sous les ordres du Distributeur, n'a pas pu avoir accès aux mille

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 142 -

mégawatts (1000 MW) de New York étant donné un refus de démarrage du convertisseur à Châteauguay.

Donc, c'est un peu ironique qu'Hydro, le Distributeur dans ses démonstration dit le seul marché qui est garanti c'est New York, et puis dans ce cas-ci il n'a pas pu y accéder. Mais, évidemment, je comprends très bien puis ça fait partie du jeu. C'est que, comme j'ai dit, tous les éléments ont une incertitude. Dans ce cas-ci, bien, l'incertitude n'était pas sur le marché de New York, elle était sur l'équipement qui nous permet d'importer cette quantité-là. Et je comprends très bien que dans les analyses de fiabilité tous ces éléments-là doivent être pris en compte. Alors, ça complète cette pièce-là.

Et, à mon avis, le six cent mégawatts (600 MW) que le Distributeur a contracté en quelque part au mois de novembre qui, évidemment, représente des coûts, bien, à mon avis il n'était pas nécessaire. Puis je ne le base pas seulement sur cette pointe du vingt-quatre (24) janvier, je le base sur l'ensemble de l'hiver étant donné ce qu'on connaît de tous les surplus qui existent partout à l'extérieur du Québec, et on sait que quand on a un besoin on appelle tout ce monde-là

puis en toute probabilité on va obtenir ce qu'on veut.

Le six cents mégawatts (600 MW), le Distributeur ne nous dit pas de quel marché il vient et je douterais qu'il vienne du Nouveau-Brunswick, l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre. Parce qu'avec tous les arguments que le Distributeur nous a donnés, mais probablement qu'il peut venir de New York en partie. Et, malheureusement, en pointe on ne l'a pas eu. Alors, c'est le risque que je comprends très bien et que le Distributeur doit toujours bien évaluer.

Pendant qu'on est dans les marchés à court terme, quelques mots sur le partage de réserve. Le Distributeur, ou Hydro-Québec, a pris une décision à un certain moment donné de ne compter que sur ce qu'il peut réserver comme puissance.

Alors, à plusieurs endroits dans notre rapport on a mentionné que tous les moyens sont bons en autant qu'on les évalue correctement en termes de distribution probabiliste et qu'on évalue bien le risque.

Alors, chaque moyen a une valeur et ça se simule dans les modèles de fiabilité appropriés. C'est d'ailleurs ce que le NPCC fait et c'est ce

qu'il appelle le « partage de réserve ».

Dans notre rapport à la page 78 on a mentionné que le Québec peut compter sur un partage de réserve de l'ordre de deux mille mégawatts (2000 MW). Que le Distributeur décide ou non de raffermir au début de chaque hiver cette quantité, on peut être d'accord ou non. Mais à long terme on peut compter sur ce partage de réserve, ce que le Distributeur ne fait pas totalement présentement.

Encore là que ça soit seulement de l'énergie, pour moi ce n'est pas grave, c'est toujours livré avec de la puissance et avec les risques associés qu'on peut évaluer. Et les surplus existent ailleurs, c'est d'ailleurs pourquoi une des raisons pour lesquelles le NPCC encourage les réseaux à échanger leurs informations quelques fois par année.

Monsieur Dufresne, toujours dans son témoignage aux pages 202 et 203 des notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011), et je résume un peu ce qu'il dit, il dit ça faisait partie des risques, donc l'Ontario ait coupé le vingt-quatre (24) janvier. Bien, on a vu que c'était pour d'autres raisons. Et c'est pour ça qu'on ne compte pas de façon induue sur le, excusez-

moi l'expression, le « tie benefit », le partage de réserve. Actuellement avec l'Ontario c'est ce qu'on peut faire. Et il ajoute :

Je vous dirais que c'est un moyen qui est toujours disponibles pour la gestion de la pointe et ça va être un moyen qui va continuer d'être utilisé.

Alors, je me répète, comme c'est un moyen qui est disponible, si on ne le compte pas, bien, on sous-estime, on surestime notre fiabilité. C'est-à-dire qu'on sous-estime notre fiabilité et ce qui a comme tendance d'amener un suréquipement si on ne compte pas ces moyens-là, toujours avec le risque associé.

Alors quand il dit « ne tient pas compte de façon indue sur le partage de réserve », bien, moi je dirais non seulement il ne compte pas de façon indue, mais à court terme il ne compte pas du tout. Parce qu'ils exigent toujours une réservation de puissance. C'est comme réserver à un restaurant qui est toujours vide ce n'est pas vraiment nécessaire de réserver.

Alors, tous les moyens sont risqués et ça s'évalue, c'est ce que font les études du NPCC régulièrement sous le « tie benefit ». Et je me suis posé la question que font nos voisins, et ça

m'amène au prochain document qui est coté sur le numéro 30 qui nous dit ce que fait le New England, dans le fond ce que la Nouvelle-Angleterre dépose, a déposé le trente (30) novembre deux mille dix (2010) au NPCC dans le cadre de sa revue annuelle de démonstration de la fiabilité.

Alors, la page 7 qu'on vous a fournie, à la section 3.7. Je vais vous lire la petite citation :

The interconnection benefits from neighbouring areas are considered in the LOLA assessments in both reviews. Since the 2008 comprehensive review, ISEO-NE has conducted additional tie benefit studies to investigate the amount of tie reliability assistance New England can rely on from its neighbour for resources adequacy studies. Table 6 summarises the tie benefit assumption for these two reviews.

Alors, ce que ça dit c'est que dans ces évaluations de fiabilité ils vont compter sur une certaine quantité qu'on voit apparaître au tableau 6. Alors, lors du dernier rapport en deux mille dix (2010) on compte sur mille huit cents mégawatts (1800 MW) en

R-3748-2010
14 juin 2011

- 147 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

deux mille onze (2011), mille six cent soixante-cinq mégawatts (1665 MW) en deux mille douze (2012) et mille sept cents mégawatts (1700 MW) en deux mille treize (2013). Je vous rappelle c'est la Nouvelle-Angleterre qui, elle, dans ses analyses de fiabilité compte sur ce partage de réserve et elle nous réfère, chaque chiffre est une référence dans le bas de la page.

12 h 15

Et comme on a parlé beaucoup de l'Ontario, bien je me suis intéressé aussi à ce que l'Ontario faisait. Et le prochain document qui est coté 31, on a extrait la page 13. L'Ontario procède un petit peu différemment. Je vous réfère à la page 13, à la section 3.2.4, où l'IESO nous rappelle qu'elle a des interconnexions avec cinq systèmes dont le Québec.

Et si je vous réfère au troisième paragraphe de la section 3.2.4 et je vais le lire :

At the deterministic calculation stage, Available Resource values include external purchases that are backed by firm contracts.

Alors je vais m'arrêter sur cette phrase-là. Ça dit que déjà dans leur, en base dans leur évaluation

ils vont mettre de façon déterministe les contrats fermes qu'il possède déjà. Ensuite je recite, je continue la citation :

The inclusion of only firm purchases in the assessment represents a conservative assumption.

Alors le fait, ce que ça dit, c'est que le fait de ne pas compter sur le partage de réserve, mais seulement sur les contrats fermes est nettement conservateur. Je poursuis la citation :

Therefore, whenever reserves are lower than required, the necessary level of assistance from neighbouring systems is considered as a possible control action. The confidence level in the availability of such an assistance level is also assessed, using past operational information, as well as latest load and capacity reports issued by the neighbouring jurisdictions, in which forecast levels of spare capacity are included.

Alors ce qu'il nous dit c'est qu'il regarde ce que tous les autres voisins font, il se fait une bonne idée de ce qu'il peut compter et ce qu'il nous dit

c'est qu'actuellement en Ontario bien là on le sait, le réseau, le système est en surplus.

Donc il fait un peu comme j'ai fait dans mon petit tableau il ne compte pas sur tous ses moyens, mais si jamais il arrivait une situation plus serrée bien ce qu'il nous dit c'est que dans ses évaluations il pourrait aller à cette étape-là.

Alors je suis prêt pour aller à un autre sujet qui a amené beaucoup de discussions, l'appel au public. Donc je résume plusieurs choses qui ont été dites à ce sujet-là. D'abord le Distributeur n'a pas pu nous donner pour le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) ce qu'on appelle nous dans notre rapport, la réduction confirmée. Je réfère à notre rapport, le tableau de la page 83.

Une telle donnée normalement doit être calculée quelque temps après les faits, alors que le Transporteur dispose de données validées et non le lendemain matin comme la valeur du trois cents mégawatts (300 MW) qui nous a été donnée par le communiqué de presse d'Hydro-Québec qu'on a déposé.

Monsieur Zayat a une opinion sur le succès mitigé du trois cents mégawatts (300 MW) de cet appel qui a été fait le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011) et je cite. Malheureusement

je n'ai pas le numéro de page, mais au besoin je pourrais le fournir. Alors il nous cite :

Je pense qu'il faut aller au-delà de l'effritement. C'est un paquet de contextes. C'est les conditions climatiques, la pointe elle-même, le moment où elle survient. Je pense celui de deux mille onze (2011), bien, c'est une pointe le lundi, mais l'appel au public a eu lieu je crois le dimanche. Et dans les échos qu'on a eus c'est que la couverture médiatique disons n'a pas été très, ça n'a pas été très bien entendu. Tout le monde ne s'en est pas rendu compte. Donc, c'est sûr que l'ensemble de ces paramètres fait en sorte que la réaction est plus ou moins importante. Je ne voudrais pas dire que le public, on peut constater que le public a moins répondu en deux mille onze (2011) qu'en deux mille quatre (2004), mais il y a une série de facteurs qui peuvent expliquer ça.

Et fin de la citation. Donc on peut penser que le

Distributeur a quand même dans sa façon de, d'annoncer ses besoins, a un certain contrôle. O.K. Alors on peut voir qu'il y a des situations où la réponse a été moins bonne que peut-être en deux mille quatre (2004) ou en deux mille neuf (2009) et monsieur Zayat nous donne un élément de réponse sur la façon peut-être que ça a été fait ou la couverture médiatique.

La même façon le Distributeur n'a pas pu compléter notre fameux tableau de la page 83 pour les trente-neuf (39) heures d'appel au public qu'on a vécu au cours des dix dernières années. Et monsieur Deslauriers nous a dit le premier (1er) juin deux mille onze (2011) à la page 37 des notes sténographiques et je cite : « Ça donnerait un tableau assez important. »

Alors j'espère que ce n'est pas la seule raison qui fait que le Distributeur n'est pas capable de nous donner ces trente-neuf (39) chiffres-là parce que si le Transporteur avec ses modèles est capable de nous dire qu'à telle date il y a eu tel effacement vérifié par ses modèles. Bien je, je, je suppose et encore là selon mon expérience qu'il est capable de faire la même chose pour les trente-neuf (39) heures que nous avons

mentionnées.

Alors monsieur Zayat nous dit aussi que le besoin peut se faire sentir pendant cent (100) heures par année. Il nous a dit ça le deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 36 des notes sténographiques.

Alors nous dans notre rapport ce qu'on recommande c'est plutôt que l'appel au public soit utilisé en dernier recours avant le délestage qui, il ne faut pas l'oublier, n'a une espérance d'utilisation de moins de deux virgule quatre (2,4) heures par année. Alors si l'appel au public est juste avant le délestage bien ça m'étonnerait beaucoup que ce soit un besoin de cent (100) heures. C'est nettement exagéré. Il y a beaucoup de moyens entre le cent (100) heures qui vient peut-être de l'interruptible et l'appel au public.

Alors un peu plus loin aux pages 38 et 39, toujours des notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011), monsieur Zayat voudrait comparer l'appel au public avec l'électricité interruptible, mais à mon avis ce n'est pas pertinent.

Nous on suggère plutôt d'évaluer l'appel au public en dernier recours avec sa distribution

propre qui proviendrait des trente-neuf (39) heures d'utilisation connues et on imposerait dans un premier temps une limite pour l'instant de six périodes de pointe par hiver, une période de pointe étant une période a.m. ou une période p.m.

Alors mon expérience des modèles de fiabilité et d'utilisation de ceux-ci me montre qu'on pourrait être agréablement surpris de la valeur qu'un tel moyen de dernier recours peut avoir dans une analyse de fiabilité en termes de puissance équivalente.

Pour revenir sur la comparaison que monsieur Zayat tente de faire entre l'électricité interruptible et l'appel au public, bien lorsqu'on évalue l'électricité interruptible, bien on ne se dit pas l'interruptible n'est pas disponible, n'est disponible que cent (100) heures par année, on ne le prendra pas parce qu'on ne peut pas comparer son service avec une centrale hydroélectrique ou thermique qui elle est disponible huit mille sept cent soixante (8760) heures par année.

On, ce qu'on fait c'est qu'on évalue la valeur de l'interruptible à sa juste valeur. C'est un petit peu répétitif. Et on pourra faire la même chose avec l'appel au public toujours connaissant

ses contraintes, sa distribution et ses risques.

12 h 25

Maintenant, sur la fréquence d'utilisation de l'appel au public, le Distributeur nous dit plusieurs choses différentes qu'on a pu constater dans les notes sténographiques. Alors, parfois on dit « on ne peut pas l'utiliser à tous les ans ». Parfois, on ne dit « seulement une fois aux trois ans » ou parfois « on ne peut pas l'utiliser deux jours de suite ».

Alors, on peut quand même se demander comment il se fait que l'appel au public - et on le retrouve toujours dans le tableau 83 de... à la page 83 de notre rapport, on peut se demander comment il se fait que l'appel au public ait couvert avec succès six périodes de pointe différentes en deux mille quatre (2004), et ça, avec une efficacité de huit cents mégawatts (800 MW) lors de la cinquième de ces périodes d'utilisation.

Monsieur Zayat nous dit aussi que l'appel au public est un déplacement de la charge, et ça, on le retrouve à la page 45 des notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011). Alors, que ce soit un déplacement de la

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 155 -

charge, pour moi, ce n'est pas grave ça non plus.
C'est l'effacement aux heures critiques qui est important. D'ailleurs, la reprise hors pointe, c'est quelque chose qui se simule très bien lorsqu'on utilise un bon modèle de fiabilité.

Et en plus, bien, le Distributeur devrait être content qu'il y ait une reprise hors pointe parce que ça veut dire qu'il n'y a aucun impact en énergie et qu'il va pouvoir vendre son énergie tel que prévu. Et on sait que la vente de l'énergie est un enjeu important.

Madame Labrecque aussi pour sa part, nous dit, le six (6) juin deux mille onze (2011), à la page 237, et je cite :

Ce qu'on fait c'est qu'on regarde ce que nos collègues des autres utilités publiques font et on fait une vigie et on regarde si c'est intéressant et lorsqu'une mesure est intéressante bien on l'intègre, mais pour l'instant ces mesures-là ne sont pas, ne semblent pas démontrer d'intérêt suffisant pour qu'on puisse dans le fond demander de l'argent pour faire une campagne de sensibilisation dans

ce sens-là.

Alors, j'espère que madame Labrecque va remplir ses promesses parce qu'on a cherché à trouver quelque chose d'intéressant et puis elle nous dit que si on trouvait quelque chose d'intéressant, bien, le Distributeur pourra l'intégrer.

Et devant les objections du Distributeur, bien, nous nous sommes demandés ce que font nos voisins. Et je vous réfère à la pièce numéro 32 qui sont des extraits du site Web de l'IESO. La première page, bien, je voulais vous montrer, c'est la page d'entrée au site Web. Alors, vous voyez que, encore là, l'IESO nous fournit beaucoup d'informations. Le graphique que vous voyez, j'ai pris cet extrait hier soir, peut-être vers six, sept heures (18 h 00-19 h 00). Alors, vous voyez que déjà l'IESO est capable de nous montrer la courbe prévue et la courbe réelle de la demande de la journée courante.

Aussi, bien, elle prévoit que... la demande actuellement est de seize mille trois cent cinquante-cinq mégawatts (16 355 MW) et la demande de pointe prévue pour cette journée-là était de seize mille sept cent sept mégawatts (16 707 MW) à deux heures p.m. (14 h 00). Ça, c'est une photo que

j'ai prise hier sur le site Web.

Aussi, bien, un peu plus bas, vous voyez que l'IESO, il y a un petit lien qui s'appelle « Energy Saving Tips ». Ça donne de l'information à sa clientèle pour l'encourager à sauver de l'énergie. Et aussi à gauche « Business and Industry », bien « Prenez le contrôle » :

Take control of your electricity
costs.

et caetera. Il y a de l'information pour le client. Il y a de l'information de marché et il y a de l'information pour les médias.

Si on va au second extrait, alors on voit que l'IESO, donc le marché de l'Ontario, dans son site Web, donne de l'information pour encourager toujours sa clientèle à réduire sa consommation lorsque IESO le demandera. Alors, ce n'est pas un appel improvisé. Déjà il y a des choses qui sont en place pour informer les clients de ce qu'ils devraient faire. Et si je vous emmène au quatrième paragraphe là et je cite :

In extreme situations the IESO would
implement rotating blackouts.

Alors, ils expliquent qu'est-ce que c'est que le délestage cyclique. Donc, ce n'est pas quelque

chose qui est caché, c'est quelque chose... Donc, l'IESO explique exactement à sa clientèle « Bien, je vais faire un appel au public. Quand je vais vous appeler, ça va ressembler à ça et il se peut même qu'on procède à autre chose qui s'appelle « Délestage cyclique » ». Alors, c'est quand même bien expliqué.

Et si vous allez à la partie du bas qui est titré « Public Appeals », et je vais vous référer seulement dans le bas là, pour résumer, ça dit :

Appeals to reduce consumption are issued to the news media. These appeals and tips on how to conserve energy are also posted on the IESO website.

Alors, le « tips », il est souligné, ça veut dire que c'est un autre lien qui vous permet, à la clientèle, d'aller voir - et ici, ce n'est pas un appel qui a été fait là, c'est toujours sur le site - d'aller voir quelles sont les choses que vous pouvez faire pour nous aider. Et en même temps, évidemment, vous aider parce que si vous nous aidez, ça va coûter moins cher parce qu'on va moins s'équiper.

Vous voyez, toujours sur cette page-là, en

haut à droite, il y a un petit lien qui s'appelle « Public Appeal Archive ». Alors, j'ai appuyé sur ce bouton-là, ça donne la prochaine page. Et « Public Appeal Archive », ça vous donne la liste de tous les avis qui ont été demandés au public depuis... le plus ancien date du neuf (9) juin deux mille deux (2002).

Alors, rapidement, je constate qu'en deux mille deux (2002) il y a eu douze (12) avis de ce type-là; en deux mille trois (2003), il y en a eu neuf; en deux mille cinq (2005), il y en a eu treize (13); en deux mille six (2006), il y en a eu deux, puis en deux mille sept (2007), il y en a eu deux.

On peut se demander pourquoi il n'y en a pas eu depuis. Alors, je vous signale que la pointe historique du marché de l'Ontario, elle date déjà du premier (1er) août deux mille six (2006), donc beaucoup moins de difficultés depuis quelques années à remplir sa pointe. Et on le voit, ça concorde avec ce qu'on a montré tantôt, que le marché de l'Ontario présente des surplus.

Je me suis intéressé aussi au « Voltage Reduction » parce qu'il y avait un autre lien intéressant, simplement pour information. Et je

vous amène à l'avant-dernier paragraphe et je cite :

Province-wide implementation of a five per cent voltage reduction reduces demand for electricity by about 500 MW, and any decline in this amount through exclusions encreses the possibility of rotating blackouts during emergencies.

Encore là, l'Ontario nous dit « bien, on fait des abaissments de tension, mais évidemment si ça répond moins, on ira plus rapidement au délestage cyclique ». Et je vous fais grâce des détails, mais ça explique même qu'on peut demander une exclusion de cet abaissement de tension si on considère que nos équipements chez nous sont trop sensibles.

Et la dernière page, j'ai trouvé ça intéressant aussi. Alors, le vingt-six (26) mars deux mille onze (2011), dans un communiqué de presse, l'IESO nous informe que, dans le cadre de la Journée de la Terre, bien, ils ont fait une demande qui... on voit qui a porté fruit et on n'était pas en période de pointe là, donc qui a porté une réduction de la demande de deux virgule un pour cent (2,1 %) ou, dans ce cas-là, trois cent

soixante mégawatts (360 MW). Alors, on voit que le trois cent soixante mégawatts (360 MW) a l'air être bien évalué de façon assez précise aussi par eux.

Alors, pour conclure... Et aussi, dans ses documents de démonstration de fiabilité, on sait aussi que l'Ontario - et on voit que quand même il fait ce qu'il faut pour obtenir les résultats là - compte, dans ses exercices de fiabilité, elle compte sur un pour cent (1 %) d'appel au public et sur deux virgule six pour cent (2,6 %) d'abaissement de tension. Le cinq pour cent (5 %) tantôt que j'ai mentionné, c'est... donc ça, c'est une notion plutôt du Transporteur, mais ça nous amène à une réduction de deux virgule six pour cent (2,6 %) de la demande.

Alors, l'Ontario compte, dans ses exercices de fiabilité, des moyens, appel au public et abaissement de tension, pour trois virgule six pour cent (3,6 %) de sa demande de pointe. Alors, si on applique un trois point six pour cent (3,6 %) juste par curiosité sur notre... sur le Québec, sur une demande de pointe de trente-sept mille mégawatts (37 000 MW), bien, ça nous donne mille trois cent trente mégawatts (1330 MW) alors qu'actuellement le Distributeur ne compte que sur deux cent cinquante

mégawatts (250 MW), c'est-à-dire l'abaissement de tension.

(12 h 30)

Ça complète ce bout sur les marchés de court terme.

Le prochain point il y a eu certaines discussions sur le choix des modèles d'évaluation de la fiabilité. Et plusieurs choses ont été dites sur ce sujet que je me dois de soulever.

Alors, le deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 184 des notes sténographiques, monsieur Zayat mentionnait, et je cite :

Donc, je... Oui, le Québec a des particularités et je pense que effectivement... Par contre, ces particularités sont parfaitement modélisables à l'intérieur de MARS et c'est ce qui a été fait donc. Alors, j'ai peut-être dû mal comprendre parce que le Distributeur a plutôt dû utiliser un autre modèle que MARS pour modéliser l'interruptible et l'éolien.

Alors, si tout était parfaitement modélisable dans MARS, bien, je ne pense pas qu'il aurait utilisé les autres, l'autre modèle. Et notre rapport a très

R-3748-2010
14 juin 2011

- 163 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

bien couvert ces points-là.

Nous mentionnons, c'est-à-dire pardon, le Distributeur mentionne aussi à la pièce B-004, HQD-1, Document 1 aux pages 36 et 37 qu'il doit apporter une correction ou une provision dans la représentation sur les aléas sur la demande parce que, justement, le modèle MARS a certains problèmes à représenter parfaitement ces aléas-là.

Dans un autre ordre d'idée, toujours dans les modèles d'évaluation, monsieur Dufresne nous dit à la page 102 et 103 des notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011), et je cite :

Et aussi il faut se conformer à ce qui est fait par ailleurs au niveau du NPCC. Il y a différentes choses qui sont normées ou qui sont, je dirais, statuées au niveau du NPCC. C'est-à-dire il y a une courbe normale qui doit être représentée dans la distribution de la demande et les probabilités qui sont associées. Donc, le NPCC a dicté à différents points d'occurrence, de points de probabilité sur la courbe. Il y a sept points et

nous on doit se conformer à ça.

Fin de la citation.

D'abord, comme mentionné dans notre rapport et appuyé par des citations d'Hydro-Québec, il est dit que l'aléa climatique ne répond pas justement à une distribution normale. C'est référé à la page 32 de notre rapport. Et avec le modèle que nous avons déposé en annexe 1 qui est la pièce C-UMQ-0015, on a mentionné et démontré dans notre rapport que ce problème ne se présenterait pas.

Mais encore là, pour être sûr on est allé voir les normes du NPCC en matière de démonstration de la fiabilité en puissance. Il s'agit du Directory 1 qui est la pièce 33, dont d'ailleurs un extrait a été déposé par la Régie la semaine dernière pour parler du critère de fiabilité en puissance. Et j'ai extrait l'annexe D, alors qui sont les « Guidelines for Area Review of Resource Adequacy ». Alors, ça ce sont les normes ou les instructions ou les « guidelines » en bon français, les directives que le NPCC donne aux réseaux pour quand ces réseaux-là vont devoir faire la démonstration de leur fiabilité en puissance.

Et je ne vous demanderai pas, je ne vous lirai pas tout le document, mais je l'ai lu et vous

l'avez, et en nulle part dans ce document-là c'est inscrit qu'on doit utiliser le modèle MARS, puis en nulle part c'est écrit qu'on doit utiliser ce que monsieur Dufresne a dit les courbes à sept points.

Au contraire, si je vous ramène à la page 4 au dernier paragraphe qu'on voit ici de la section 5.0, et je cite :

Sections A and B should describe the reliability model and program used for the resource adequacy studies discussed in Section 4.5.

Alors, ça me suggère qu'évidemment le Distributeur ou n'importe quel joueur sur ces réseaux-là peut utiliser le modèle qu'il veut en autant qu'il le décrive à tous ses partenaires.

Et un petit peu plus bas ça nous dit que dans la description du modèle il y a certains éléments dont 1.1.1 « Description of the load model and basis of period load shapes » et 1.1.2 « All load forecast uncertainty is handled in model ». Alors nulle part là-dedans ça dit vous devez utiliser les sept points, et caetera, comme monsieur Dufresne nous a dit. Et encore moins comme on l'a mentionné dans notre rapport, le « load », les incertitudes climatiques ne répondent pas à une

distribution normale comme on l'a cité dans un document d'Hydro-Québec.

Alors, je ne vois pas donc pourquoi le Distributeur s'oblige à utiliser un modèle qui, à mon avis, et on l'a démontré, pourrait être, c'est-à-dire pourquoi il n'utilise pas un modèle qui pourrait être meilleur que celui-là basé sur les particularités du Québec.

Pour clarifier sur les modèles auxquels nous faisons référence et pour compléter l'historique fait par monsieur Zayat la semaine dernière, je me dois de souligner que le modèle d'Hydro-Québec que nous avons déposé à la pièce C-UMQ-0015 et dont je suis l'auteur principal n'est pas FEPMC comme monsieur Zayat le mentionnais.

Mais par contre, autant ce modèle que FEPMC peut avoir été utilisé au cours des années pour évaluer la fiabilité du parc d'Hydro-Québec dans le passé.

Et nous avons montré que ces deux modèles en fait ce sont deux, les deux modèles sont deux implantations de technique semblable. Alors, on a démontré que ça serait préférable au modèle MARS étant donné les particularités du Québec comme j'ai dit tantôt.

R-3748-2010
14 juin 2011

- 167 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

D'autres petites remarques que monsieur Zayat a faites suite à une demande de la Régie, donc je vous réfère à la page 111 des notes sténographiques du sept (7) juin où monsieur Zayat nous dit :

Donc, plutôt que de développer une expertise de programmation pour maintenir à jour le modèle FEPMC qu'uniquement pour nos besoins, on a opté pour une approche qui est plus une approche de marché, un logiciel qui est disponible qui est maintenu à jour, qui évolue et qui est utilisé par l'ensemble des utilités et des zones de réglage du nord-est.

Alors, mon expérience de ces modèles-là c'est qu'il y a des avantages d'un modèle comme FEPMC ou celui qu'on a déposé en annexe 1, bien, c'est le peu de support qu'il requiert. Je vous dirais quelques jours par année seulement et non une équipe de programmeurs comme le dit monsieur Zayat à la page 116 des notes sténographiques du sept (7) juin.

Et personnellement, je suis inquiet si une telle expertise n'existe pas déjà chez le Distributeur parce que, premièrement, ça serait bon

R-3748-2010
14 juin 2011

- 168 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

que certaines personnes puissent juger de la pertinence de MARS. Et, d'autre part, on sait qu'avec les lacunes de MARS, le Distributeur doit utiliser FEPMC et, par conséquent, le maintenir pour évaluer l'interruptible, l'éolien et peut-être éventuellement l'appel au public.

Donc, ce support-là pour FEPMC que monsieur Zayat nous dit qu'il ne veut pas maintenir, bien, je vous soumetts qu'il doit être maintenu de toute façon et que, bien comme je vous ai dit, de toute façon ce n'est pas tellement compliqué ces modèles-là. L'avantage des modèles simulation Monte Carlo c'est la simplicité de programmation et de maintenance.

12 h 40

Invité par la Régie à commenter notre rapport sur les lacunes de MARS, monsieur Zayat, débutant à la page 111 des notes sténographiques du sept (7) juin, mentionne « MARS n'est pas un modèle déterministe, il tient compte de l'incertitude ». Alors là pour moi c'est une évidence et notre rapport ne dit pas que c'est un modèle déterministe.

Notre rapport dit de MARS à la page 92 :
« Il considère la demande de façon déterministe »

R-3748-2010
14 juin 2011

- 169 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

et non c'est un modèle déterministe. Et je dois vous signaler que la citation ne vient pas de moi, elle vient d'un document du Distributeur, c'est le Distributeur qui a dit : « Il considère la demande de façon déterministe » en parlant de MARS, il a dit ça à la pièce B-0004, HQD-1, Document 1, aux pages 36 et 37.

Donc quand je lis la réponse de monsieur Zayat appelé à commenter les lacunes de MARS dans sa réponse aux pages 111 à 113 des notes sténographiques du sept (7) juin, je constate qu'il n'a pu contester aucune des huit lacunes exprimées dans notre rapport sur le modèle MARS aux pages 92 et 93.

À la page, pardon, à la page 114 de ces mêmes notes sténographiques du sept (7) juin deux mille onze (2011), monsieur Zayat invité à parler des avantages que nous mentionnons du modèle que nous avons déposé mentionne et je cite :

Quand il parle des avantages, ces avantages-là ne sont pas limités. En tout cas, quand je lis les avantages qu'il énumère, on sent qu'il a évidemment une connaissance très particulière du modèle FEPMC. Et c'est

ça qui est récurrent dans ce
mémoire-là. Ce n'est pas limité, ce
n'est pas limité au modèle de
simulation Monte-Carlo tel que FEPMC.

Fin de la citation. Alors je suppose qu'il parlait
de moi. Et pour rassurer monsieur Zayat comme je
l'ai dit plus tôt le modèle dont j'ai déposé la
description et pour lequel je souligne les
avantages aux pages 93 et 94 de notre rapport. Ce
n'est pas FEPMC, mais je suis aussi familier avec
FEPMC parce que le Distributeur en a déposé des
descriptions dans certains dossiers précédents.

Alors dans son témoignage je considère que
monsieur Zayat n'a commenté convenablement qu'un
seul des huit avantages du modèle en question, soit
la capacité de représenter les contraintes de
transport, mais je dois avouer que dans son étude
de fiabilité à l'aide du modèle MARS, le
Distributeur ne considère toutefois pas... J'ai dit
je dois avouer, je m'excuse, je recommence. Mais je
dois ajouter que dans son étude de fiabilité à
l'aide du modèle MARS, le Distributeur ne considère
toutefois pas les contraintes de transport et leurs
aléas.

Enfin à la page 117 des notes

sténographiques du sept (7) juin deux mille onze (2011), monsieur Zayat répondait à une question de la Régie sur la corrélation, il mentionne et je cite :

Je vais vous répondre deux exemples précis. Le premier, c'est la corrélation d'aléa de la demande et de l'aléa climatique. Donc, évidemment, ça, la combinaison est faite en amont. Et on est capable de la représenter à travers, à travers tous les modèles, y compris le modèle MARS.

Malheureusement d'abord l'aléa de la demande et l'aléa climatique ne sont pas corrélés statistiquement. D'ailleurs c'est pourquoi le Distributeur peut arriver à les combiner comme deux distributions indépendantes. En autant bien sûr que l'aléa climatique réponde à une distribution normale, ce que nous ne suggérons pas au contraire.

Alors donc cette corrélation n'existe pas et je constate donc que monsieur Zayat n'a pas répondu à la question de la Régie en ce qui a trait aux corrélations mentionnées dans notre rapport.

Alors je serais prêt à passer à un autre sujet. La fiabilité en puissance de l'électricité

patrimoniale. Alors monsieur Zayat nous dit aux pages 71 et 72 des notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011) que le taux d'entretien des centrales du Producteur n'affecte pas la réserve patrimoniale de trois mille cents mégawatts (3100 MW).

Je suis évidemment pas d'accord avec cette affirmation. Au contraire c'est un des paramètres importants de l'évaluation d'une telle réserve. Le deux (2) juin toujours à la page, pardon, à la page 75 des notes sténographiques le deux (2) juin, monsieur Zayat indique que la réserve de trois mille cent (3100) a été cristallisée dans une entente pour le service complémentaire.

Alors ça non plus je n'ai pas vu ça que le trois mille cent (3100) figurait à l'entente, ce qui figure à l'entente c'est plutôt un quatre virgule cinq pour cent (4,5 %) qui représente l'aléa climatique qui apparaît dans l'entente et notre rapport a montré que la formulation de l'entente sur les services complémentaires ne correspondaient pas tout à fait à l'intention exprimée dans le décret.

Le deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 88, monsieur Zayat mentionne et je cite :

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 173 -

[...] Donc, cette réserve est demeurée à trois mille cent (3100), elle est restée fixe. On a continué de l'appliquer. On considère que c'est quelque chose d'intrinsèque au contrat patrimonial.

Alors évidemment je ne suis d'accord que c'est intrinsèque avec un chiffre trois mille cent (3100) au contrat patrimonial.

Le deux (2) juin deux mille onze (2011) aux pages 184 et 185 des notes sténographiques monsieur Zayat mentionne et je cite :

Ce n'est pas la réserve qui est associé à la réserve patrimoniale qui est passée de trois mille six cents à trois mille cent (3 600-3 100 MW). La réserve associée à l'électricité patrimoniale a toujours été de trois mille cent (3 100 MW). C'était ce qui a été présenté dans les dossiers. La première fois dans l'entente globale cadre, je pense, qui date de février deux mille cinq (2005), de mémoire, je pense, un dossier qui a été... qui avait été présenté à la Régie, qui

R-3748-2010
14 juin 2011

- 174 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

avait été débattu à la Régie.

Alors si vous regardez notre rapport à la page 100, une station issue du dossier R-3550-2004 indique et je cite :

Dans son dernier État d'avancement, le Distributeur retenait le chiffre de 11 % pour établir les besoins de réserve en puissance à long terme. Pour les deux premières années, ce taux était établi à environ 10,5 %. Il retenait conséquemment une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale de 3 600 MW.

Alors cette affirmation vient un peu contredire ce que monsieur Zayat nous disait, donc le trois mille six cents (3600) a déjà été retenu comme une puissance associée, une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale.

Le Distributeur nous a indiqué la semaine dernière dans un engagement que l'étude qui a servi à établir la réserve patrimoniale de trois mille cent mégawatts (3100 MW) date de deux mille quatre (2004). Alors nous sommes d'avis que la Régie devrait exiger premièrement d'avoir une copie de cette étude et une mise à jour de celle-ci avec les

données à jour.

Un dernier point sur ce point-là, dernier item. Le sept (7) juin deux mille onze (2011) aux notes sténographiques aux pages 105 et 106, monsieur Zayat mentionne que la réserve patrimoniale doit couvrir l'aléa global.

Or c'est en contradiction avec l'interprétation faite par le Producteur et le Distributeur qui est citée dans notre rapport à la page 99. Je ne vous ferai pas la citation, mais vous pourrez constater qu'il s'agissait alors seulement de l'aléa climatique et non de l'aléa global.

12 h 50

J'ai quelques points variés maintenant. Le premier, c'est la conception du réseau de transport, la conception, le critère déterministe qui dit que le Distributeur aimerait bien que le Transporteur s'équipe pour transporter la pointe, la prévision de la pointe moyenne plus quatre mille mégawatts (4000 MW).

Dans les notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011) aux pages 113 et 114, monsieur Zayat explique que ce qui justifie le choix du critère de conception du réseau de

R-3748-2010
14 juin 2011

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

- 176 -

transport, qui est de s'équiper pour quatre mille dollars (4000 \$) de plus que la prévision moyenne de la demande en puissance...

Me STEVE CADRIN :

Quatre mille mégawatts (4000 MW).

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. Qu'est-ce que j'ai dit?

Q. [112] Dollars.

R. Quatre mille mégawatts (4000 MW) de plus que la prévision moyenne de la demande en puissance. Et je ne vous lirai pas l'explication, mais je dois vous admettre que ça ne m'a pas tellement satisfait. J'aurais aimé une réponse plus rigoureuse, plus économique, plus scientifique pour démontrer que c'est le bon choix.

De plus, en réponse à nos questions 24.1 à 24.4 de notre demande de renseignements, le Distributeur ne m'a pas convaincu non plus que le choix du quatre mille (4000) était optimisé de concert avec les analyses de fiabilité. Notre rapport aux pages de 88 à 91 propose des méthodes qui nous permettraient de mieux démontrer la validité de ce critère de conception ou encore de déterminer un choix plus optimal.

Prochain point, l'entente globale de

modulation. En discussion avec le Producteur. C'est sûr qu'on va attendre le dépôt de l'entente pour en faire une analyse plus complète. Mais j'ai quelques remarques déjà. Le six (6) juin deux mille onze (2011) à la page 16, monsieur Zayat nous dit, et je cite :

Le but de l'entente de modulation est d'en arriver à un coût global qui est inférieur à ce qu'on a là. Donc, en termes d'évaluation de coût ce qu'on cherche à obtenir c'est un coût qui est inférieur au coût qu'on a présentement dans la planification pour la gestion des approvisionnements.

Un peu plus tard dans la même journée, le six (6) juin deux mille onze (2011), à la page 17, maître Fraser nous dit, et je cite une partie :

[...] aller de l'avant sur la compréhension de l'entente puis les objectifs qu'on avait en termes de minimisation de coûts.

Alors, pour moi, selon mon expertise d'optimisation mathématique, il y a une différence fondamentale entre obtenir un coût inférieur à nos coûts et une

R-3748-2010
14 juin 2011

- 178 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

minimalisation de nos coûts. C'est totalement différent. C'est beaucoup mieux de minimaliser que de simplement trouver un coût inférieur. C'est la différence entre optimiser et se contenter de battre nos coûts.

Et d'autant plus que dans cette négociation-là, le Producteur a beau jeu parce qu'il connaît les coûts que le Distributeur essaie de battre et une bonne partie de sa stratégie. Alors, nous espérons que le Distributeur fera tout en son possible pour optimiser l'entente malgré ces quelques remarques-là

Maintenant, sur l'urgence de procéder à des discussions avec TCE sur une éventuelle modulation. Je cite monsieur Dufresne aux notes sténographiques du deux (2) juin deux mille onze (2011) à la page 199.

Je dirais que pour ce qui est des discussions ou ce qu'on a présenté comme étant un scénario de modulation de la centrale de TCE, l'horizon est moins... l'urgence est moins là. Cette modulation est requise aux bilans, on l'a intégrée dans les bilans à partir de deux mille quinze (2015). Donc,

non, le calendrier est certainement moins urgent que dans le cas de l'entente de modulation, l'entente globale de modulation.

Fin de la citation. Bien sûr, on l'a montré, le besoin en puissance n'est pas imminent et pour nous encore moins imminent que ce que le Distributeur pense. Toutefois, dépendant du degré de modulation que le Distributeur pourra convenir avec TCE, l'effet en énergie est important. On l'a vu plus tôt, comme TCE, selon nous, n'est pas nécessaire en puissance avant deux mille vingt (2020), la réduction des quantités d'énergie prise peut avoir un impact déjà sur les transactions financières de deux mille onze (2011). Ayant moins d'énergie de TCE, ça affecte notre prévision de la date à laquelle on videra le stock d'énergie différée. Et ça affecte les transactions financières deux mille onze (2011).

À l'autre extrême, dans le cas où la production de TCE ne pourrait pas être modulée, et le Distributeur l'a mentionné, l'impact d'énergie serait beaucoup important, beaucoup plus important, il serait de quatre virgule trois térawattheures (4,3 TWh) par année au lieu de un virgule quatre

(1,4 TWh). Ce qui aurait un effet indéniable sur le stock d'énergie différée et, par conséquent, sur les décisions qui pourraient être prises dès cette année.

Donc, pour nous, il est important de connaître les règles du jeu avec TCE le plus tôt possible parce que, comme j'ai dit au début, tout ce qui se passe d'ici deux mille vingt-sept (2027) peut avoir une influence sur les décisions qu'on est en train de prendre aujourd'hui sur nos décisions en énergie.

Parlant de l'énergie, mon prochain point touche justement sur l'optimisation d'énergie. Or, j'ai cherché à voir comment le Distributeur gère de façon optimale son énergie et en particulier le stock d'énergie jusqu'en deux mille vingt-sept (2027) et, bien sûr, en tenant compte de toute l'incertitude sur tous les paramètres.

Monsieur Dufresne nous fournit une première explication aux notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011) à la page 58. Et à la lecture de ces explications-là, c'est toujours pas clair pour moi qu'on optimise. Mais on ferait peut-être plutôt une certaine simulation. Ce qui est évidemment différent. Monsieur Dufresne à la page

60 nous parle, toujours des notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011), nous parle d'une nouvelle approche serait déposée au cours de l'été. Alors, ça nous fera plaisir de l'analyser cette nouvelle approche à ce moment-là.

Aux notes sténographiques du sept (7) juin deux mille onze (2011), aux pages de 52 à 58, monsieur Dufresne tente tant bien que mal de décrire sa méthode de prise de décision d'énergie, notamment sous le stock d'énergie différée. Il apporte certains éléments, mais pas de description à mon avis qui est rigoureuse d'une stratégie basée sur des principes d'optimisation.

Je suis d'avis que la Régie devrait exiger du Distributeur une description rigoureuse de sa prise de décision en général et une justification économique complète à chaque fois qu'une nouvelle décision est prise. C'est un peu dans le même sens que ce que monsieur Co Pham a mentionné dans sa présentation plus tôt aujourd'hui. Les quantités économiques en jeu peuvent être très importantes, d'où l'importance de bien utiliser les bonnes méthodes pour justifier les choix.

Nous avons mentionné l'importance pour nous d'ajouter des...

R-3748-2010
14 juin 2011

- 182 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant, Monsieur Raymond. On arrête ça

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. C'était le dernier point qui s'en vient.

Me STEVE CADRIN :

Le prochain, c'est le dernier.

LE PRÉSIDENT :

Malgré tout, j'ai un gars qui, lui, manque
d'énergie

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. Je suis conscient que je parle vite parfois.

LE PRÉSIDENT :

Donc on va suspendre l'audience jusqu'à deux heures
(2 h) cet après-midi.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

14 h 05

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Maître Cadrin, on est prêt à poursuivre?

Me STEVE CADRIN :

absolument, Monsieur le Président. Avant de
poursuivre, peut-être un petit pas en arrière. Il
manquait une référence tout à l'heure lors de la
présentation de monsieur Raymond, à la diapositive

numéro 17 qui parlait spécifiquement de l'appel au public. C'est une citation de monsieur Zayat, on n'avait pas donné la référence précise. On l'a retracée pendant la période du lunch pour vous la fournir maintenant. Je vais peut-être laisser monsieur Raymond vous expliquer un peu, rapidement là, le contexte et donner la référence exacte aux notes sténographiques.

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. Merci. Oui, l'endroit où on parlait de monsieur Zayat qui a donné son opinion sur le succès mitigé du trois cents mégawatts (300 MW) de l'appel au public et qui mentionnait que, bon, c'était arrivé un lundi, donc l'appel avait peut-être été fait le dimanche et que la couverture médiatique n'avait pas été aussi bonne qu'il aurait voulu ou et caetera, et que tout le monde ne s'en était peut-être pas rendu compte. Alors, la référence, c'est les notes sténographiques du six (6) juin deux mille onze (2011) aux pages 229 et 230.

Q. [113] Avec ce pas en arrière, nous pouvons retourner à l'avant-dernière diapositive du PowerPoint. Vous étiez rendu au dernier point « Extension de l'historique climatique », c'est exact? Vous me corrigerez si je me trompe.

R. C'est exact.

Q. [114] Allez-y, Monsieur Raymond, s'il vous plaît.

R. Allons-y. Alors, dans notre rapport, on avait la recommandation numéro 52 qui était de recommander de toujours profiter des dernières données climatiques disponibles pour bâtir l'historique climatique. Alors, aux notes sténographiques du premier (1er) juin deux mille onze (2011), aux pages 24 et 25, monsieur Nadeau s'est dit en désaccord avec cette recommandation-là.

Et lorsqu'on l'a questionné, donc toujours le premier (1er) juin deux mille onze (2011) aux pages 58 et 59, il nous disait qu'il n'était pas sûr que les données nouvelles étaient meilleures que les anciennes et il nous a référé à Environnement Canada.

Alors, justement, notre rapport contient des citations sur la qualité des données météo depuis soixante et onze (71). Ce sont des citations d'Hélimax qui réfère aux stations d'Environnement Canada aux pages 50 et 51 de notre rapport, et qui conclut effectivement sur la meilleure qualité des données plus récentes.

Sans avoir fait l'exercice d'ajouter les années, donc la suggestion que nous faisons

R-3748-2010
14 juin 2011

- 185 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

d'ajouter les années depuis deux mille sept (2007) à l'historique, sans faire cet exercice-là, monsieur Nadeau nous a quand même indiqué, toujours le premier (1er) juin deux mille onze (2011) aux notes sténographiques à la page 63 et je cite :

Si on parle d'un impact de cinquante mégawatts (50 MW), je pense que ça ne vaut pas nécessairement le coût, ça ne change rien dans la planification du Distributeur de faire ça.

Alors, par curiosité, je l'ai fait de façon simpliste. Je me suis demandé ce que pouvait bien valoir un cinquante mégawatts (50 MW). Et j'ai fait un exercice que je ne traiterais pas de scientifique là, mais juste pour se donner un ordre de grandeur, avec la romaine qui serait six virgule cinq milliards de dollars (6,5 G\$) pour quinze cent cinquante mégawatts (1 550 MW) et j'obtiens une valeur de deux cent millions (200 M\$) pour un cinquante mégawatts (50 MW) là, le cinquante mégawatts (50 MW) de monsieur Nadeau. Ça fait que pour moi, je pense que c'est quand même assez significatif.

Et il faut aussi se rappeler que la dernière fois que des années ont été rajoutées à la

R-3748-2010
14 juin 2011

- 186 -

PANEL UMQ
Interrogatoire
Me Steve Cadrin

normale climatique, le Distributeur avait ajouté les six ans entre deux mille un (2001) et deux mille six (2006), et l'effet était d'environ trois cent soixante mégawatts (360 MW). Et je vous réfère au dossier R-3648-2007, HQD-1, Document 2, annexe 2E à la page 149. Alors, ça me semble quand même assez loin du cinquante mégawatts (50 MW) de monsieur Nadeau.

Mais, pour finir sur une note positive, je vous citerais monsieur Nadeau à la page 65 des notes sténographiques du premier (1er) juin deux mille onze (2011) qui admet quand même, en parlant d'Ouranos, et je cite :

Nous les consultons pour avoir leur avis à cet effet et ils nous donnent une recommandation comme ils l'ont fait la dernière fois d'utiliser toute la série historique et j'imagine que lorsqu'à l'issue des travaux de cette année, ils vont sûrement nous recommander d'ajuster les dernières années.

Et je pense que dans le contexte... Fin de la citation, je m'excuse. Et moi, je pense que dans le contexte le mot était plutôt « ajouter les

dernières années » que « ajuster les dernières années ». Alors...

Q. [115] Je pense que c'est à une erreur des notes sténographiques à laquelle vous faites référence, mais effectivement, c'était lors du témoignage. Dites pas « bien là », Maître Fraser, à côté de moi là. Alors, le témoin fait juste un commentaire par rapport à ce qu'il avait entendu là. Et ce qu'il suggère, c'est une correction aux notes sténographiques et c'est pour ça que j'interviens.

Me ÉRIC FRASER :

C'est parce que le témoin ne peut pas suggérer une correction aux notes sténographiques alors que c'était quelqu'un d'autre qui parlait là, je m'excuse.

Me STEVE CADRIN :

Bien...

Me ÉRIC FRASER :

C'est pour ça que j'ai eu une exclamation là. On ne peut pas corriger des notes sténographiques lorsque ce n'est pas nous qui avons tenu les propos.

LE PRÉSIDENT :

O.K. On poursuit.

Me STEVE CADRIN :

De toute façon, Monsieur le Président, je ne veux

pas faire un long débat sur cet aspect-là, mais par contre, il fallait le faire. J'en fais une demande formelle. Les notes sténographiques, moi aussi j'ai pris des notes cette journée-là, on écoutait tous les deux la preuve, monsieur Raymond et moi, c'était « ajouter » et non « ajuster » là. Et de toute façon, si vous lisez l'extrait en question, ça tombe sous le sens. Je comprends, mon confrère a raison de dire que le témoin ne peut pas simplement lancer ça, mais il vous dit ce qu'il pense qu'il a compris, effectivement, de la réponse et qui est différent des notes sténos.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Moi, j'ai compris le cas.

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

Merci beaucoup. C'est tout.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Raymond.

Me STEVE CADRIN :

Je n'aurai pas d'autres questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Donc, on va passer au contre-interrogatoire. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle qui désirent contre-interroger? Maître Falardeau.

14 h 11

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DENIS FALARDEAU :

Monsieur le Président. Denis Falardeau pour l'ACEF
de Québec.

Q. [116] Monsieur Raymond, j'aurais quelques brèves questions. Si nous avons bien compris, vous privilégiez en termes de méthode d'optimisation la méthode stochastique, la méthode aléatoire. Et, ça, selon vous, c'est une méthode qui est quand même assez optimale pour évaluer justement la justesse des décisions concernant des choix qu'Hydro-Québec veulent faire, et vous avez mentionné, concernant des décisions sur le stock d'Hydro. Pourriez-vous préciser quand vous dites « pour évaluer des décisions d'Hydro-Québec sur le stock d'Hydro »? On parle d'Hydro-Québec, le Producteur, le Distributeur, de qui on parle?

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. O.K. Si j'ai dit « le stock d'Hydro », là, c'était un lapsus ou quelque chose comme ça. Quand je parle de stock ici aujourd'hui, je parlais toujours du stock d'énergie différée, le solde du compte d'énergie différée. Personnellement, je l'appelle un stock parce que c'est effectivement... visuellement, je vois toujours ça comme un stock

d'eau qui est dans les réservoirs d'Hydro-Québec Production et qui a comme une couleur différente. C'est l'eau du, on peut dire que c'est l'eau ou le stock d'énergie qui appartient au Distributeur. C'est pour ça que j'utilise le mot « stock ». Mais à chaque fois que je l'ai utilisé aujourd'hui, je mentionnais ce solde du compte d'énergie différée que le Distributeur, on peut le dire comme ça, là, a réussi à stocker dans les réservoirs d'Hydro-Québec Production.

Q. [117] Est-ce qu'on a bien compris si on dit que vous favorisez une méthode stochastique?

R. Oui, ce que je mentionnais, c'est que c'est un problème qui me semble un problème d'optimisation qui pourrait être résolu par une approche déterministe si on veut se limiter à ne pas tenir compte des incertitudes. Quand on veut tenir compte des incertitudes, bien, là, on embarque dans une complexité un peu additionnelle qui est de tenir compte de l'incertitude. J'ai mentionné dans le rapport une méthode qui, à première vue, me semble bien utilisable et qui est une méthode qui a déjà été utilisée par Hydro-Québec.

J'ai écrit des références aussi là-dessus.
Pour gérer un stock en présence d'incertitudes,

bien, la programmation dynamique stochastique est une technique bien connue, là, qui est connue depuis mil neuf cent cinquante-cinq (1955) quand monsieur Bellman l'a inventée, et qui a déjà été utilisée, qui a fait l'objet de plusieurs rapports publics d'Hydro-Québec.

Q. [118] Donc, le nom de la méthode, c'est la programmation dynamique, c'est bien ça?

R. La programmation dynamique.

Q. [119] Et je reformule, si j'ai bien compris, ça a déjà été utilisé par le passé chez Hydro. Mais dans un passé disons plus récent, à votre connaissance, est-ce que c'est utilisé?

R. Bien, je ne peux pas dire dans un passé plus récent. Il existe des articles, ça existe depuis les années soixante-dix (70) et quatre-vingt (80). L'IREQ a développé ses choses. Je me fie sur ce que je sais du domaine public. Et puis, comme j'ai dit, c'est un problème qui pourrait être résolu par cette technique-là à première vue. Évidemment, quand on verra un peu plus l'entente globale de modulation et tous les éléments, on pourra se prononcer de façon un peu plus précise. Mais à première vue, si on me dit quelle technique pourrait être à tout le moins considérée, bien,

c'est sûr que la programmation dynamique est celle qui me vient à l'idée le plus rapidement possible.

Q. [120] Allons-y maintenant avec un extrait des notes sténos du six (6) juin. Les notes sténos du six (6) juin deux mille onze (2011) pages 57, 58, 59 et 60. C'est un extrait des questions que l'ACEF de Québec a posées à monsieur Dufresne. Et pour les fins de la sténographie, je vais citer les extraits. Pour les personnes qui ont la copie que j'ai remise, vous avez en surligné bleu les extraits que je vais citer. Donc, au dernier paragraphe de la page 57, et c'est le début de ma question :

Q. Si on considère les incertitudes du côté de la demande, les moyens d'approvisionnement et de gestion de cette demande ainsi que les incertitudes concernant le prix des approvisionnements, quels sont les méthodes ou les outils que vous avez utilisés pour minimiser les coûts d'approvisionnement du long terme? Et là-dedans justement est-ce que vous avez pensé entre autres à l'approche, la programmation dynamique stochastique ou d'autres méthodes?

Un petit peu plus loin, à la page 58, et là je donne en référence le paragraphe qui est entre accolades.

R. Donc les bilans qu'on présente...
Et c'est... Excusez-moi! J'ai oublié de vous préciser. C'est la réponse de monsieur Stéphane Dufresne.

R. Donc les bilans qu'on présente dans le plan d'approvisionnement sont établis selon le scénario moyen, ça ce n'est pas nouveau, c'est depuis le premier plan.

Maintenant lorsqu'on regarde, lorsque vient le temps de conclure une entente ou de, comme exemple, le cas de l'entente globale de modulation c'est un bon cas, nous on ne va pas établir nos paramètres, voir l'ensemble des paramètres si ça tient la route pour viser la minimisation des coûts.

Un petit peu plus loin, encore une section entre accolades. Et, c'est à la page 59 à la quatrième ligne du deuxième paragraphe.

Je vous dirais aussi que l'aspect

stochastique qui est utilisé ou dans le modèle de fiabilité en puissance, donc ce n'est pas un modèle, ce n'est pas un modèle déterministe le modèle MARS, c'est un modèle qui utilise, c'est la compulsion des deux éléments, l'offre et la demande et ça tient compte de l'incertitude. Donc oui c'est des modèles Monte-Carlo qui tiennent compte des différents cas de demandes, ça peut être jusqu'à cinq mille (5000) itérations.

Donc on utilise autant en fiabilité qu'en énergie. Évidemment la planification on l'établit sur un scénario moyen, mais lorsque vient le temps de combler une entente particulière qui nécessite une meilleure connaissance de quelle serait l'utilisation de cette entente-là, la modulation ça c'est un cas précis, c'est une entente qui va devoir faire face à des aléas sur la demande et à des aléas sur l'offre.

Ce qui m'amène les deux questions suivantes.

(14 h 19)

Selon vous, le modèle MARS est-ce que c'est un modèle qui permet de minimiser les coûts d'approvisionnement? Et deuxièmement, pour minimiser les coûts d'approvisionnement mais de long terme, quelle est selon vous la meilleure approche pour tenir compte de l'ensemble de tous les facteurs d'incertitude?

M. MARCEL-PAUL RAYMOND :

R. Deux, trois questions. Vous me demandez est-ce que le modèle MARS est un modèle qui permet de réduire les coûts ou d'optimiser.

Q. [121] Qui permet de minimiser les coûts d'approvisionnement.

R. O.K.

Q. [122] D'évaluer cette facette-là.

R. Bon. Le modèle MARS de ce que j'en connais, parce que GE ne fournit pas de description détaillée pour le comprendre, c'est un modèle qui fait de la simulation sur simplement comme j'en ai parlé longuement, pour mesurer la fiabilité en puissance. Et donc, c'est sûr que ce n'est pas un modèle comme MARS ou même un modèle comme ceux que les autres FEPMC ou ces modèles-là qui ont, qui peuvent résoudre le problème d'optimiser l'énergie sur une

période par exemple d'ici à deux mille vingt-sept (2027). C'est sûr que c'est complètement, c'est un outil complètement différent qui n'a pas pour but de faire ça.

Par contre, quand je lis votre...

Q. [123] L'extrait.

R. Les notes qui sont ici ce que j'en comprends c'est que le Distributeur s'est donné une solution que je ne suis pas capable pour l'instant de définir d'optimale, mais de solution qu'il a basée sur un scénario moyen. Alors, on base une solution sur un scénario moyen. Alors, on prend tous les éléments, on peut le faire par optimisation si on veut. Souvent la programmation linéaire est un bon outil. Mais monsieur Dufresne ici n'a pas mentionné et il nous dit qu'au dépôt de l'entente globale de modulation on aura plus de détails et on pourra l'analyser à ce moment-là.

Mais on peut penser qu'ils ont déterminé une solution basée sur le scénario moyen. Ensuite ce qu'on peut faire c'est de vouloir voir la sensibilité de cette solution-là. Alors, on garde toujours la même solution ou la même décision et on change des éléments. Donc, on fait de la simulation, on ne change pas la décision. On prend

cette décision-là, on simule avec d'autres paramètres, on peut changer la demande, on peut changer à peu près ce qu'on veut. Puis on dit ah! O.K., cette décision-là si la demande ne se produit pas comme le scénario moyen mais comme un scénario faible, bien voici devant quoi on va se retrouver. Et à l'inverse d'autres types de scénarios. Ça c'est de la simulation.

De l'optimisation dynamique, programmation dynamique c'est que la décision ne sera pas prise sur un scénario moyen, mais elle va être prise sur un ensemble de scénarios. Donc, ce sera la solution pour une décision donnée qui peut être prise cette année qui va minimiser, minimaliser, je m'excuse, non pas la solution pour un scénario moyen mais qui va minimaliser la solution pour l'espérance de tous les cas qu'on aura bien donnés à notre modèle.

Alors, c'est un petit peu différent. C'est une solution qui devient plus robuste parce qu'elle est la meilleure pour l'ensemble des cas qu'on lui donne et avec pour chaque cas la probabilité qu'il se produise. Alors, souvent ça va amener à une solution différente. Et quand on utilise, par exemple je reviens à la solution qui est déterminée avec des paramètres déterministes, bien il y a ce

qu'on appelle le biais déterministe. Quand on fait un modèle comme ça d'ici à deux mille vingt-sept (2027) avec un scénario moyen, bien c'est comme si on prenait une décision aujourd'hui en connaissant parfaitement l'avenir. C'est ce qu'on appelle le biais déterministe. Et autant que possible si on a le choix d'utiliser une méthode d'optimisation stochastique c'est préférable.

Alors, pour conclure, votre préambule vous me parlez des modèles MARS ou des modèles de simulation servant à l'évaluation de la fiabilité énergétique. Ça ne peut pas servir à trouver une solution optimale pour l'autre problème.

Par contre, la partie simulation Monte Carlo, que ce soit de MARS, que ce soit de FEPMC ou de l'autre modèle dont on a parlé, s'apparente à une autre simulation que quelqu'un pourrait faire une fois qu'il a trouvé une solution à un problème de façon déterministe.

La simulation Monte Carlo, comme je l'ai dit à plusieurs reprises, bien une fois qu'on connaît nos aléas, bien il s'agit de faire des tirages puis de compiler un certain nombre de statistiques puis ça se fait assez bien. Donc, les techniques de Monte Carlo peuvent être utilisées

dans les deux cas. Mais pour l'optimisation dont on parlait ce n'est pas, on ne peut pas utiliser ces modèles-là, c'est sûr.

Q. [124] Et pour ce qui est de l'approvisionnement de long terme, la méthode qui vous semble la plus appropriée ça serait quoi?

R. Bien, comme j'ai dit tantôt à première vue étant donné qu'on a un problème stochastique ça serait la programmation dynamique stochastique. Mais je me réserve de voir l'entente globale de modulation pour pouvoir me prononcer aussi sur cette réponse-là.

Q. [125] Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Falardeau. Maître Fraser.

Me ÉRIC FRASER :

Je n'ai pas de questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Fortin.

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

Alors c'est à mon tour, Monsieur le Président.

Alors Pierre Fortin pour la Régie.

Q. [126] Bonjour, Monsieur Raymond. Bonjour, Monsieur Hennekens. Je n'ai que quelques questions pour monsieur Raymond. La première ça concerne l'appel

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
- 200 - Me Pierre R. Fortin

au public en période de pointe à propos duquel vous faites une recommandation d'en tenir compte, comme approvisionnement au niveau du bilan de puissance. Je vous réfère plus particulièrement à votre rapport à la page 12 qui est votre recommandation 43. Et vous traitez plus amplement du sujet aux pages 84 et 85.

Dans votre rapport justement aux pages 84 et 85, vous indiquez avec une citation à l'appui, d'un extrait d'un document du NPCC vous indiquez que le NPCC encourage l'utilisation, encourage d'ailleurs l'utilisation de l'appel au public dans les moyens de gestion de la pointe au même titre que l'électricité interruptible et l'abaissement de tension. Et dans la citation qui suit on voit un certain nombre effectivement de mesures, de moyens de gestion de la pointe dont le suivant intitulé « Making public appeals to reduce demand ».

Juste une question de précision. Lorsque vous indiquez que le NPCC encourage l'utilisation de l'appel, est-ce que c'est à partir de cet extrait que vous l'indiquez ou s'il y a une recommandation particulière du NPCC? Parce que quand on lit cet extrait-là on ne voit pas spécifiquement le mot « encourage », on voit une

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
- 201 - Me Pierre R. Fortin

description de ce que les distributeurs peuvent,
les moyens qu'ils peuvent utiliser, mais on voulait
juste avoir une courte précision à ce niveau-là.

14 h 26

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

- R. C'était mon interprétation de cette citation,
j'aurais pu dire permet ça aurait été tout aussi
valable.
- Q. [127] Maintenant, je vous réfère à la pièce B-027,
c'est HQD-4, Document 2, page 20, c'est une réponse
à la demande de renseignements de, je crois que
c'était l'ACEF de l'Outaouais, oui, effectivement.
Est-ce que vous avez ce document? Bien écoutez, je
vais vous lire la réponse puis si besoin est vous
pourrez.

Alors en réponse à une question de l'ACEF
de l'Outaouais, le Distributeur indiquait ce qui
suit et je cite :

Même si l'appel au public est un moyen
considéré par le Distributeur lors de
la gestion de la pointe hivernale, il
ne peut cependant être pris en compte
dans la planification

et c'est souligné par le Distributeur

dans la planification des moyens car

son effet sur la demande est
imprévisible et incertain.

L'appel au public n'est donc pas une
source d'approvisionnement.

Fin de la citation. Et pour les fins du dossier
c'était à la page 20 de la pièce que j'ai
mentionnée en réponse à la question 8 b). Dans
votre rapport vous, vous, vous faites référence à
cette description que fait le NPCC des, entre
autres, de l'appel au public comme mesure, moyen de
gestion de la pointe.

Qu'est-ce que vous pensez de cette
affirmation du, du Distributeur à ce sujet que ça
ne puisse pas être inclus par rapport à ce que, je
comprends que vous avez témoigné là-dessus ce
matin, mais par rapport à ce que le NPCC en traite,
est-ce que c'est un moyen qu'il recommande ou si ce
n'est qu'un moyen qu'il encourage, comme vous avez
dit tout à l'heure ou qu'il permet vu le degré
d'acceptabilité pour le NPCC?

R. Ce que je comprends le NPCC ne peut pas obliger ou
même encourager, mais il le permet, donc il permet
dans les analyses de fiabilité de compter sur un
tel moyen.

Q. [128] Parfait.

R. Bon vous me dites le Distributeur considère qu'il n'a pas de contrôle ou que ce n'est pas assuré ou ce n'est pas garanti. Alors c'est sûr que dans le rapport à plusieurs endroits j'ai mentionné que, et je le rementionne là, toujours je le dis en blague, mais mathématiquement c'est vrai. Le seul parc au monde qui n'a pas, qui a une garantie d'alimentation de cent pour cent (100 %) c'est un parc dont la demande est de zéro.

Alors dès qu'on a une demande, bien on a toujours un risque que la demande soit plus haute. On a toujours un risque que les moyens de production qu'on utilise, les moyens d'importation ont tous un risque de non zéro. On a un risque que tous les groupes au Québec tombent en même temps. Le risque est très, très, très faible, mais alors c'est pour ça que la fiabilité fonctionne en probabilité et en espérance.

Maintenant dans le rapport j'ai aussi mentionné que les autres moyens ont des risques et il y a des autres moyens aussi pour lesquels on n'a pas de contrôle, on n'a pas de contrôle sur la prévision de la demande, sur la demande. On n'a pas de contrôle sur les utilisateurs de l'électricité. On n'a pas de contrôle sur nos hypothèses

d'économie d'énergie à la pointe, etc., etc.

Alors le NPCC et la plupart des réseaux vont compter sur ces moyens-là qu'ils utilisent dans la vraie vie. Alors on a vu que l'appel au public Hydro-Québec pouvait l'utiliser dans la vraie vie, mais évidemment si on a un moyen qu'on utilise dans la vraie vie et qu'on n'utilise pas en planification, bien en quelque part ça va amener un certain sur-équipement, une sur-assurance.

La fiabilité en puissance ça ressemble beaucoup à l'assurance. O.K. Alors je peux m'assurer pour certaines choses puis d'un autre côté prendre des moyens pour pas qu'elles se produisent, mais je ne suis peut-être assuré trop. Alors c'est pour ça qu'en conclusion j'ai longuement dans le rapport mentionné que, et j'ai même un titre de chapitre, je me répète, qui dit tous les moyens sont bons en autant qu'on évalue bien le risque.

Q. [129] Mais ceci étant dit, est-ce qu'on doit comprendre de votre réponse que le NPCC le recommande de l'inscrire au bilan de puissance ou le reconnaît comme inscription au bilan en puissance, l'appel d'offres, l'appel au public, je m'excuse?

R. Bien le NPCC ne traite pas du bilan de puissance, le NPCC traite d'une analyse de fiabilité, une analyse probabiliste de fiabilité. Le bilan de puissance de plus en plus c'est mon observation, de plus en plus qu'on ajoute des moyens comme l'éolien, des moyens un peu moins présents. Le bilan de puissance commence aussi à perdre un peu de son sens parce qu'on a eu des questions l'autre fois pourquoi on ne mettait pas la réserve de l'éolien dans la réserve requise.

Alors c'est pour ça que je vous dis le bilan de puissance ce n'est pas nécessairement un terme qu'on voit beaucoup au NPCC, mais le NPCC dit démontre-moi que tu es fiable sur huit mille sept cent soixante (8760) heures et c'est pour ça qu'il n'y a pas de notion de démontre-moi que tu es fiable à l'heure de pointe. Alors c'est pour ça que c'est un peu, le NPCC ce qu'il dit vraiment c'est montre-moi ta fiabilité sur l'ensemble de tes heures.

Parce que je l'ai mentionné un peu tantôt comment les modèles fonctionnent, mais il peut arriver qu'une défaillance se produise une journée où la demande n'est pas tellement élevée, mais qu'on a un problème de ligne, on a un problème avec

l'offre par exemple si vous regardez à la page 83 du rapport qu'on a écrit. Le neuf (9) janvier deux mille quatre (2004) de mémoire il y avait eu un appel au public et si vous regardez la demande elle n'est pas tellement élevée, mais si vous relisez le communiqué de presse ça dit qu'il y avait des problèmes de ligne du côté du Transporteur.

Alors souvent si on regarde seulement l'heure de pointe et la demande à l'heure de pointe, bien évidemment ce n'est pas seulement la demande qui nous donne des défaillances, c'est tous les éléments de la demande et de l'offre.

Q. [130] Parfait. Je vous remercie. Maintenant j'aimerais traiter de la question du partage de réserve dont vous avez traité un petit peu plus tôt dans votre témoignage. Ma première question c'est en référence à votre pièce C-UMQ-030 que vous avez déposée ce matin qui est le document intitulé IESO New England, NPCC 2010 New England Annual Interim Review of Resource Adequacy et c'est daté du trente (30) novembre deux mille dix (2010). Vous avez ce document-là devant vous?

R. Oui.

Q. [131] Très bien. Merci. Vous nous avez référé ce matin à la page 7, donc l'extrait était de la page

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
- 207 - Me Pierre R. Fortin

7 de ce document et à la section 3.7 Others, on voit les valeurs effectivement de partages de réserve qui ont été, qui sont indiquées pour les deux mille onze (2011) à deux mille treize (2013) et en particulier pour la colonne intitulée 2010 Interim Review, il y a des valeurs de mille huit cents mégawatts (1800 MW) pour deux mille onze (2011), mille six cent soixante-cinq mégawatts (1665 MW) pour deux mille douze (2012) et mille sept cents mégawatts (1700 MW) pour deux mille treize (2013).

Est-ce que vous pouvez nous indiquer comment, comment on procède pour établir, compter ces valeurs, pour établir ces valeurs-là et sur quelle base est-ce qu'on établit qu'on peut compter sur ces valeurs-là?

(14 h 38)

R. D'accord. Le NPCC ne le fait pas à tous les ans, mais la dernière fois je pense ils l'ont fait en deux mille sept (2007) de mémoire, je n'ai pas la référence précise, a fait ce qu'elle appelle « tie benefit study ». Donc, ce que le NPCC fait, bien fait comme si le NPCC était un seul réseau.

Si on regarde les revues triennales et les revues annuelles, chaque réseau, chaque ISO fait

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
- 208 - Me Pierre R. Fortin

une analyse de sa partie, de sa région. À l'occasion, le NPCC fait une analyse plus globale comme si toutes ces régions-là étaient une seule région si on veut, et puis arrive toujours avec des modèles de fiabilité en puissance et je pense qu'ils utilisent le modèle MARS. Parce que dans ce cas-ci ce qui est très important c'est tous les liens entre les régions.

Alors, le réseau de transport a une importance plus, une grand importance quand on regarde tous ces réseaux interreliés-là. Et comme je vous dis j'y vais de mémoire, mais il y a une référence qui décrit, il y a des références qui décrivent ce que le NPCC fait, c'est des articles scientifiques quand ils évaluent ce « tie benefit ».

Mais en gros ce qu'ils font c'est qu'en faisant des études de fiabilité comme ça, toujours en ayant tous les aléas que chacun des réseaux a fournis, il met tout ça ensemble et le principe est simple. C'est que, exemple, je vais vous donner un exemple O.K.. Si demain matin, je vous donne un exemple qui peut être fictif, mais admettons que demain matin Hydro-Québec achète Énergie Nouveau-Brunswick et qu'Hydro-Québec dans sa réserve

requisse a une réserve requise de trois mille cinq cents mégawatts (3500 MW). Et disons, je ne sais pas le chiffre, mais que le Nouveau-Brunswick a une réserve requise de mille mégawatts (1000 MW). O.K. Alors j'ai dit trois mille cinq cents (3500) et mille (1000). Demain matin si on fusionne ces deux réseaux-là, bien c'est le jeu des probabilités puis des risques qui n'arrivent pas tous en même temps, la réserve requise ne sera pas de quatre mille cinq cents mégawatts (4500 MW), elle va être entre trois mille cinq cents mégawatts (3500 MW), qui est la réserve requise du Québec, et quatre mille cinq cents mégawatts (4500 MW), qui est la réserve requise totale. Mais c'est sûr qu'elle va être entre les deux, elle va être beaucoup moins que quatre mille cinq cents (4500) parce que c'est tout le jeu d'indépendance entre certains aléas.

Dans le fond si vous regardez comme le Distributeur le fait quand il combine deux aléas, l'aléa climatique et l'aléa sur la demande, il fait tout simplement, c'est un peu le théorème de Pythagore, il fait la somme des deux écarts-types, la somme des carrés des deux écarts-types, il fait la racine carrée. Alors évidemment, c'est plus petit que s'il additionnait ses écarts-types.

Et c'est pour ça que, comment on dirait ça, la somme, la réserve de la somme de plusieurs réseaux et... la réserve requise de la somme de plusieurs réseaux est plus petite que la somme des réserves requises de tous les réseaux. Et ce qui fait qu'on peut partager. O.K.

Admettons que, un autre exemple, on a dix (10) voitures puis chaque voiture on a besoin d'un pneu de rechange. Bien, peut-être que si on a dix (10) voitures dans une flotte puis qu'on se promène pas trop loin, bien peut-être qu'on n'aura pas besoin de dix (10) pneus de rechange, peut-être que deux ça va être suffisant parce qu'on partage notre réserve.

Alors, je vous donne en gros les principes généraux pour la méthode comment c'est calculé. Le NPCC publie des articles là-dessus que j'ai en quelque part mais qui sont disponibles.

Q. [132] Parfait. Merci. Maintenant je vous réfère à votre mémoire C-UMQ-014 aux pages 77 à 79, toujours sur le partage de réserve. Et vous faites référence à un document du NPCC où vous indiquez que

Le critère de la fiabilité en puissance du NPCC encourage les réseaux à tenir compte du partage des

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
- 211 - Me Pierre R. Fortin

réserves dans leur démonstration de la
fiabilité en puissance.

Maintenant, à la page suivante vous citez un
extrait d'un document provenant d'Hydro-Québec qui
a été en suivi du précédent dossier
d'approvisionnement R-3648-2007. C'est indiqué à la
note de bas de page 111 de votre... Je m'excuse.
Non, je m'excuse, je me trompe de référence. À la
note 109 ça vient de « Hydro-Québec Triennial Review
of resource adequacy - May 1999 ». Alors vous
indiquez ce qui suit :

It is important...

Ce n'est pas vous, mais Hydro-Québec dit :

It is important to note that Hydro-
Québec no longer counts on reserve
sharing with other areas unless there
are firm reservation or committment
for both generation and transmission.

Et par la suite vous exprimez vos réserves vis-à-
vis de cette approche d'Hydro-Québec et vous
recommandez que la Régie demande au Distributeur de
revoir sa politique de réservation de ses achats à
court terme.

Ma question est la suivante. C'est dans un
premier temps, est-ce qu'à votre connaissance il y

a d'autres utilités publiques qui comptent sur le partage de réserve sans faire de réservations?

R. Bien, je vous ai montré ce matin. Donc, vous dites sans faire de réservations? Je vous ai montré ce matin...

Q. [133] Oui, parce que ça semble être la position d'Hydro-Québec telle qu'elle est rapportée ici que c'est à partir d'une réservation qu'ils vont compter sur le partage de réserve.

R. C'est ça.

Q. [134] Sans réservations ça ne serait pas inclus au bilan?

R. Bien, je vous ai cité ce matin la Nouvelle-Angleterre, l'ISO de la Nouvelle-Angleterre et l'IESO de l'Ontario dans les références que je vous ai fournies. Donc, qui, dans leurs études de fiabilité, comptent sur le partage de réserve sans nécessairement le réserver.

Q. [135] Parfait.

R. Et j'ajouterais qu'Hydro-Québec, le Distributeur, à long terme, donc dans ses bilans qu'il nous a fournis dans le cadre de ce dossier-ci, compte mille cent mégawatts (1100 MW) dans sa planification sans nécessairement le réserver tout de suite. Puis c'est correct aussi de ne pas le

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
- 213 - Me Pierre R. Fortin

réserver tout de suite.

Sauf que quand il arrive à court terme comme il a fait l'hiver dernier au début de l'hiver, bien là il a dit « Il faut que je réserve un six cents mégawatts (600 MW) de réservation pour l'hiver. » Et moi je soumetts que, connaissant tous les surplus qui existent tout autour de nous, pour six cents mégawatts (600 MW) pour moi ce n'était pas nécessaire.

C'est sûr que si on veut compter, si on dit que le Québec a deux mille mégawatts (2000 MW) de partage de réserve et qu'on veut compter sur l'ensemble du deux mille (2000), bien il y a peut-être une partie qu'on doit réserver. Mais si on veut compter sur six mille (6000), pardon, si on veut compter sur six cents (600) alors qu'on a des surplus de deux (2000), trois mille (3000), ce n'est peut-être pas nécessaire de le réserver. C'est toute la notion de réservation puis tout ça. Encore là, ces risques-là se calculent avec des modèles appropriés.

14 h 42

Me PIERRE R. FORTIN :

Ça va. Ça complète mes questions, Monsieur le Président. Merci, Monsieur Raymond.

R-3748-2010
14 juin 2011

HQD - PANEL 4
Interrogatoire
Me Pierre R. Fortin
- 214 -

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fortin. Maître Cadrin, avez-vous des questions en réinterrogatoire?

Me STEVE CADRIN :

Non. Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. La Régie vous remercie, Monsieur Raymond, Monsieur Hennekens pour votre présentation, et vous libère pour cette audience. On est donc prêt à procéder pour le prochain intervenant, l'ACEF de Québec, Maître Falardeau.

PREUVE DE L'ACEF DE QUÉBEC

Me DENIS FALARDEAU :

Monsieur le Président. Denis Falardeau pour l'ACEF de Québec. Pendant que monsieur Dagenais se prépare, il y aurait un nouveau document à déposer sous la cote C-018. J'imagine que c'est un complément de preuve que monsieur Dagenais va vouloir vous remettre tout à l'heure.

LE PRÉSIDENT :

Maître Falardeau, vous prévoyez combien de temps pour la présentation de cette preuve?

R-3748-2010
14 juin 2011

PREUVE ACEFQ

- 215 -

Me DENIS FALARDEAU :

On avait demandé, je crois, si ma mémoire est
bonne...

LE PRÉSIDENT :

Quarante-cinq (45). Vous pensez que ça va prendre
quarante-cinq (45) minutes?

M. RICHARD DAGENAIS :

Non. Environ trente-cinq (35), trente (30), trente-
cinq (35) maximum.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Merci. Maître Dagenais! C'est lui qui a
répondu.

Me DENIS FALARDEAU :

Comme vous connaissez notre méthode, c'est monsieur
Dagenais qui présente sa preuve tout au long. Donc,
je disais, monsieur Dagenais va déposer un
complément de preuve sous la cote 18. Et nous
serions prêt pour l'assermentation de monsieur
Dagenais.

C-ACEFQ-018 : Complément de preuve - Plan
Nord : Hydro prête à créer des
miniréseaux autonomes.

R-3748-2010
14 juin 2011

- 216 -

L'AN DEUX MILLE ONZE (2011), le quatorzième (14e)
jour de juin, A COMPARU :

RICHARD DAGENAIS, économiste, ayant son adresse
d'affaires au 774, avenue de Cherbourg, Québec
(Québec);

LEQUEL, après avoir fait une affirmation
solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU :

Q. [136] Monsieur Dagenais, vous avez déposé au nom de
l'ACEF de Québec un document, preuve de l'ACEF de
Québec sous la cote 012, et vous êtes signataire de
ce document, c'est-à-dire la preuve de l'ACEF. Vous
êtes la seule personne qui a fait la recherche et
la rédaction de ce document?

R. Exact.

Q. [137] Avant de vous laisser présenter le sommaire,
le résumé de votre analyse, est-ce qu'il y a des
corrections ou des ajouts que vous aimeriez faire?

R. J'aimerais faire une couple de corrections. Alors,
à la preuve donc du dix-neuf (19) avril, en page 8,
au dernier paragraphe, à la première ligne, on
indique :

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 217 - Me Denis Falardeau

Les économies tendanciennes proposées
par Hydro-Québec Distribution
(augmentation constante de...

Ce n'est pas six (6) mais bien zéro virgule six
térawattheure (0,6 TWh) par an. Une autre
correction, c'est en page 11, sous le tableau, sur
les éoliennes, on indique :

Selon le tableau ci-haut le coût de
l'intégration éolienne (7,3 /kWh)...

Ce n'est pas sept virgule trois (7,3) mais bien,
tel qu'il apparaît au tableau zéro virgule sept
trois sous par kilowattheure (0,73 ¢kWh) pour les
neuf premiers mois de deux mille dix (2010). Ça
complète.

Q. [138] Et vous avez un ajout à la preuve, le
document que vous avez remis?

R. Oui, j'aimerais discuter un petit peu. On a eu une
demande, une question en contre-interrogatoire
d'Hydro-Québec, on parlait entre autres des
miniréseaux autonomes. Et puis je vais faire une
courte présentation sur ça.

Q. [139] O.K. Et, ça, c'est dans le cours de votre
présentation?

R. Oui, exact.

Q. [140] Donc, je vous laisse présenter votre analyse,

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 218 - Me Denis Falardeau

Monsieur Dagenais.

R. Alors, je vais revenir sur certains éléments donc de la preuve qui a été soumise à la Régie. Dans la première partie, on parle du Plan d'approvisionnement, de l'évolution de la demande, prévision de la demande et des besoins. On indique qu'entre les deux plans, donc 3648-01 déposé en deux mille sept (2007) et le présent plan 3748-2010, déposé en novembre deux mille dix (2010), on observe des différences au niveau de l'évolution de chacun des secteurs de clientèle, si on veut, des catégories de clients.

Et, entre autres, on observe qu'au domestique, il y a eu une augmentation dans le présent Plan du taux de croissance entre... sur les dix ans, par exemple, entre deux mille dix (2010) et deux mille vingt (2020), par rapport à deux mille sept (2007), deux mille dix-sept (2017) du précédent plan, par exemple.

Alors que du côté affaires, on observe une réduction pour le commercial, institutionnel, la PME industrielle par exemple, qui passe à un taux de croissance négatif même dans le présent Plan. Alors que pour la grande industrie, finalement, on a une légère augmentation du taux de croissance.

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 219 - Me Denis Falardeau

14 h 48

En page 4, on discute du fait que pour deux mille neuf (2009), par exemple, avec la récession, on est passé sous les scénarios faibles, finalement, de plans antérieurs. Et Hydro-Québec, dans la note sténo du premier (1er) juin deux mille onze (2011), en page 21, monsieur Nadeau indique que, en fait, le scénario d'encadrement vise à encadrer, si on veut, quatre-vingt pour cent (80 %) des possibilités de demandes, si on veut.

Et je pense qu'à ce moment-là le terme « encadrement » est peut-être inapproprié, à tout le moins, il faudrait parler d'encadrement à quatre-vingt pour cent (80 %) de probabilité, si on veut, pour être plus précis. Mais, lorsqu'on encadre la demande, à ce moment-là, normalement, on vise à présenter l'ensemble des possibilités d'évolution de la demande.

Il demeure qu'Hydro-Québec reconnaît qu'elle n'a pas prévu la récession qu'on a eue en deux mille huit, deux mille neuf (2008-2009), comme beaucoup de prévisionnistes, comme elle l'a indiqué.

Ce qui est important de voir, par contre, c'est qu'Hydro-Québec nous indique faire des

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 220 - Me Denis Falardeau

prévisions conjoncturelles, mais revenir le plus tôt possible au scénario structurel. Et ce qui fait en sorte qu'on passe d'une situation, par exemple, deux mille neuf (2009) où on est en récession, à deux mille dix (2010) et deux mille onze (2011), par exemple, où on revient au scénario structurel, alors que normalement, dans le cycle économique, par exemple, on peut avoir une croissance qui est accélérée au départ et on ne rejoint pas nécessairement cet excédent de croissance-là, si on veut, en se ramenant directement au niveau du scénario structurel.

L'autre élément aussi, c'est que, dans le futur, on sait qu'il va se passer aussi des récessions économiques et que ça va faire fluctuer dans le temps l'évolution des besoins de demande. Et normalement l'ajustement aussi des besoins d'offre devrait suivre.

Alors, en tenant compte des éléments conjoncturels, par exemple, et des cycles économiques, à ce moment-là, on pourrait avoir une vision plus réaliste, à mon sens, de l'évolution des besoins dans le futur et mieux tenir compte des aléas économiques, si on veut.

En page suivante, 5, on parle des

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 221 - Me Denis Falardeau

incertitudes qui sont liées au choix politique.
Hydro-Québec nous a indiqué, aux notes sténos du premier (1er) juin deux mille onze (2011), en pages 141 et 142, qu'elle ne tenait pas compte de ces éléments d'incertitude-là, mais qu'elle intégrait directement les décrets et les décisions clairement annoncés par le gouvernement.

Il demeure que dans ces aléas, il y a un élément d'incertitude important qui est l'aléa politique, si on veut, de politique économique qui n'est pas prise en compte, ce qui m'amène à dire que l'aléa établi par Hydro-Québec ne tient pas compte de l'ensemble des aléas, donc n'est pas un aléa complet, si on veut, il faut... il est important d'en tenir compte, ce qui peut nous amener, dans certains cas, à avoir des besoins urgents à répondre qu'on n'a pas pris en compte en tenant compte d'un aléa finalement de politique économique, par exemple. Alors, donc l'aléa qu'utilise Hydro-Québec selon moi est sous-estimé.

En page 5 toujours, au point D, je parle de l'impact de la hausse du tarif patrimonial, entre autres. Hydro-Québec a présenté des résultats en demandes de renseignements, les références sont indiquées. Elle nous indique, entre autres, que

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 222 - Me Denis Falardeau

l'impact de la hausse du tarif patrimonial en deux mille vingt (2020), par exemple, serait de l'ordre de deux térawattheures (2 TWh) de baisse de demande, dont zéro virgule six térawattheure (0,6 TWh) finalement pour le secteur résidentiel.

J'estime personnellement que c'est une évaluation qui est minimale, à mon sens. Je pense que l'impact sur le secteur résidentiel pourrait être plus important, tout dépend finalement quelle donnée d'élasticité/prix, on retient, par exemple. Hydro-Québec nous a fourni des données, par exemple, d'élasticité/prix dans sa preuve en annexe de son document principal. Et l'élasticité/prix demeure faible pour le secteur résidentiel, zéro virgule cinq (0,5)... moins zéro virgule cinq (-0,5) et c'est le court terme, alors qu'à long terme, elle a une autre approche pour évaluer les impacts de la hausse des prix.

Par contre, en termes économiques, si on a une élasticité/prix qui est plus importante, de l'ordre de zéro virgule deux (0,2) par exemple, moins zéro virgule deux (-0,2), bien, l'impact de la hausse du patrimonial qui serait de l'ordre de vingt pour cent (20 %) par exemple, sur les tarifs résidentiels, mais pourrait être plus de l'ordre de

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 223 - Me Denis Falardeau

deux térawattheures (2 TWh) pour le secteur résidentiel au lieu du zéro virgule six (0,6). Alors, je pense que c'est un élément qui serait à révérifier cette question-là d'impact de la hausse du tarif patrimonial sur l'évolution de la demande.

Dans la partie E, en pages donc 5 et 6, on parle du transport électrique. Hydro-Québec reconnaît qu'elle n'a pas pris en compte donc les éléments du plan gouvernemental sur le transport électrique. On indiquait dans notre preuve qu'Hydro-Québec était quand même informée dès septembre des objectifs du E20 auquel avait adhéré le gouvernement du Québec. Et à mon sens, dès ce moment-là, Hydro-Québec aurait pu tenir compte finalement de l'impact possible sur sa prévision de demande de ces objectifs d'électrification du transport.

14 h 56

J'indique que de deux mille onze (2011) à deux mille vingt-sept (2027) la demande d'électricité pour les voitures électriques et hybrides pourrait donc totaliser douze virgule neuf térawattheures (12,9 TWh) alors que l'extrapolation des données d'Hydro-Québec indiquerait une consommation cumulée de l'ordre d'un virgule quatre

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 224 - Me Denis Falardeau

térawattheures (1,4 TWh).

Donc il y a un écart de onze virgule cinq térawattheures (11,5 TWh) de hausse donc de la demande potentielle, fort, fort potentielle si on veut, fortement réalisable si on veut si on croit au plan gouvernemental en transport électrique. Et ce seul élément-là à mon sens nous amène à avoir une gestion différente du solde du compte d'énergie différée.

Pour moi pour deux mille onze (2011) il ne serait pas nécessaire en tenant compte de cette réalité-là de revendre à Hydro-Québec Production par exemple l'électricité qu'Hydro-Québec aurait normalement placé dans le compte d'énergie différée pour la partie cyclable. Et je pense que ça change aussi le portrait pour l'évolution future finalement des besoins d'approvisionnement et aussi la gestion du compte d'énergie différée.

L'experte de Stratégies énergétiques et AQLPA au mémoire C-Stratégies énergétiques et AQLPA-0013 arrive un peu à la même conclusion que moi sauf que les chiffres diffèrent un peu. Par exemple, elle estime que pour deux mille vingt (2020) on aurait une demande de l'ordre de zéro virgule huit seize térawattheures (0,816 TWh) alors

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 225 - Me Denis Falardeau

que moi j'indique plutôt de l'ordre de zéro virgule six et un peu plus térawattheures (0,6 TWh).

La différence provient du fait que j'utilise une estimation différente de la consommation électrique pour les voitures hybrides rechargeables par exemple. J'utilise un peu moins mille sept cent soixante kilowattheures (1760 KWh) par année par exemple alors que pour l'experte de Stratégies énergétiques AQLPA c'est plutôt de l'ordre de deux mille cinq cent soixante kilowattheures (2560 KWh).

Alors j'ai fait des hypothèses finalement pour retrouver les chiffres du document gouvernemental par exemple, mais c'est un élément qui serait à contre-vérifier pour préciser exactement quelle serait en moyenne la consommation d'une voiture hybride rechargeable par exemple.

On sait aussi que pour les voitures électriques, une voiture électrique par exemple à moteur roues est beaucoup plus efficace qu'une voiture électrique à moteur centralisé, par exemple, tout ça. Alors c'est sûr que c'est des facteurs qui vont jouer sur l'évolution de la demande du transport électrique et c'est des éléments qui vont se préciser finalement, qu'on va

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 226 - Me Denis Falardeau

devoir préciser aussi.

Relativement à cet élément-là, je pense qu'Hydro-Québec normalement aurait dû finalement mettre à jour ses données prévisionnelles lorsqu'un élément important qui survient en cours de route même si les prévisions ont été faites en août deux mille dix (2010). Je pense que lorsque survient un élément important comme ça bien on devrait en tenir compte pour mettre à jour nos données avant le dépôt finalement du plan d'approvisionnement.

Ça m'apparaît important parce que ça vient changer toute la donne finalement au niveau de la gestion du compte d'énergie différée, je parle et au niveau des approvisionnements qui vont être requis dans le futur.

Dans la partie sur-économie d'énergie en réseau intégré, on présente en page 7 un tableau si on veut l'évolution des résultats d'économie d'énergie cumulée. Et on indique le pourcentage de réduction de demande si on veut auquel ça correspond.

En bas de page 7 j'indique qu'il y a moyen de mieux faire finalement considérant que dans le monde, notamment au Vermont par exemple, même en

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 227 - Me Denis Falardeau

Colombie-Britannique les objectifs d'économie d'énergie par exemple sont plus, sont plus élevés. Je parle dans la preuve qu'il y a des éléments d'incertitude par rapport à Catvar par exemple est-ce qu'on va atteindre vraiment deux térawattheures (2 TWh), personnellement j'en doute, c'est possible, mais j'en doute.

Et puis par rapport à l'objectif d'un térawattheure pour les programmes liés à l'Agence d'efficacité énergétique à mon sens l'objectif ne sera pas atteint d'ici deux mille quinze (2015) considérant les retards, etc. De même pour Hydro-Québec avec la dernière décision de la Régie sur le plan global en efficacité énergétique, bon on a réduit finalement les objectifs pour deux mille onze (2011). Alors ça va affecter je pense les objectifs qu'on peut atteindre d'ici deux mille quinze (2015).

La question qu'on peut se poser, c'est si les économies d'énergie ne sont pas au rendez-vous bien qu'est-ce qu'on fera à ce moment-là, je pense qu'il faudrait prévoir, avoir des analyses de sensibilité, etc., justement pour tenir compte de la possibilité de ne pas réaliser ces objectifs-là.

Lorsque je parle que ça se fait mieux

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 228 - Me Denis Falardeau

ailleurs dans le monde, par exemple chez Efficiency Vermont, par exemple qui s'occupe, qui est responsable de la gestion des programmes d'économie d'énergie au Vermont. Les économies par exemple entre deux mille (2000) et deux mille dix (2010) par exemple sont de l'ordre de quatorze pour cent (14 %) de réduction de la demande. Ce qui est quand même très important, beaucoup plus important que ce qu'on observe chez Hydro-Québec par exemple.

Du côté de BC Hydro, on vise entre d'ici à deux mille vingt (2020) par exemple à réduire la croissance de la demande d'au moins des deux tiers ou des trois quarts, idéalement des trois quarts par les programmes de gestion de la demande. Alors qu'Hydro-Québec ça approche plus de l'ordre cinquante-cinq pour cent (55 %) par exemple dans cet ordre-là les programmes de gestion de la demande vont réduire la demande si on veut de l'ordre de cinquante-cinq à cinquante-sept pour cent (55-57 %) alors que le restant de besoins va être couvert par des nouveaux approvisionnements.

Et on en conclut qu'il faudrait d'une part établir, réévaluer le potentiel technico-économique par exemple de façon régulière et puis aussi d'avoir un porte-feuille de projets avec les coûts

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 229 - Me Denis Falardeau

associés qui nous permettrait finalement de faire de la gestion intégrée, de la gestion intégrée des ressources si on veut l'appeler une gestion intégrée des ressources et donc de traiter au même titre que les moyens d'approvisionnement les moyens de gestion de la demande.

Et ayant des coûts associés pour différents programmes on pourrait juste, on pourrait savoir jusqu'à quel point on peut investir dans les programmes d'économie d'énergie. Notre position claire c'est à l'effet qu'on doit d'abord privilégier les économies d'énergie, l'efficacité énergétique et après ça combler le restant des besoins qu'on ne peut pas satisfaire par la réduction de la demande par ces approvisionnements.

(15 h 03)

Également de type d'énergie durable ou encore au besoin par d'autres types d'importation, et caetera.

En page 8 il y avait un tableau « L'évolution des dépenses du PGEÉ et des économies d'énergie ». On en tire entre autres des données sur les coûts des programmes, l'évolution des coûts unitaires et aussi du coût actualisé sur dix (10) ans, par exemple. Alors, c'est une approche qui

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 230 - Me Denis Falardeau

pourrait être utilisée, par exemple, pour justement faire de la planification intégrée des ressources véritables.

Aux notes sténo du six (6) juin deux mille onze (2011), en page 79, monsieur Zayat reconnaît qu'il serait possible, par exemple, d'associer la biénergie par exemple en fonction de la pointe avec les nouveaux, les futurs compteurs intelligents.

Alors, à mon sens, ça serait une approche préférable pour écrêter la pointe, s'assurer qu'on écrête la pointe, et caetera. De non pas utiliser la biénergie en fonction de la température directement, mais plutôt en fonction des besoins du Distributeur, en fonction de la pointe, et caetera.

Et je pense que cette possibilité-là demeure, elle est possible avec les futurs compteurs intelligents. Il y aurait possibilité de penser à des programmes par exemple où les chauffe-eau, par exemple, sont ajustés. Le chauffe-eau est utilisé juste en fonction de la pointe par exemple, et caetera. Comme c'est utilisé par exemple à Hydro Sherbrooke.

Concernant les économies tendanciennes, il n'est pas clair pour moi que l'évolution des normes d'isolation, par exemple des maisons neuves ou

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 231 - Me Denis Falardeau

encore du multilogement, par exemple, a été intégrée dans les prévisions d'Hydro-Québec pour ce qui est des économies tendanciennes. Alors, je pense que c'est... il y a peut-être un élément d'incertitude à savoir quand les nouvelles réglementations vont entrer en ligne de compte. Et dans plusieurs juridictions finalement l'amélioration des normes est un moyen de justement gérer la demande et de réduire la croissance de la demande. Alors, je pense que c'est un élément qu'il faut considérer de façon sérieuse et donc d'évaluer à partir d'un certain moment quand les nouvelles normes vont s'appliquer finalement, vont permettre d'accroître finalement les économies d'énergie tendanciennes, et caetera.

En page 9, on parle de stratégie d'approvisionnement pour les réseaux intégrés. On observe que pour le troisième appel d'offres qui au départ avait un objectif de deux cent cinquante mégawatts (250 MW) a été réduit à cent vingt-cinq mégawatts (125 MW). La question qu'on se pose c'est est-ce qu'on pense combler la différence finalement ultérieurement en faisant un nouvel appel d'offres, et caetera. Ça ce n'est pas clair pour moi. Mais est-ce qu'Hydro-Québec a décidé finalement de se

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 232 - Me Denis Falardeau

limiter à cent vingt-cinq mégawatts (120 MW). C'est des éléments de réponse qu'on aimerait bien avoir.

En page 10, on parle de stratégie d'approvisionnement, entre autres de l'entente de modulation globale avec Hydro-Québec Production. On a discuté de la question de TCE. Hydro-Québec a indiqué que TCE ne ferait pas partie de l'entente de modulation globale, à tout le moins pour les premières années, tel qu'on questionnait l'utilité de l'intégrer finalement.

L'autre élément c'est par rapport à la période d'application finalement de l'entente, c'est-à-dire sur une base de janvier à décembre plutôt que d'avril à mars par exemple. Le fait de l'utiliser à partir de janvier jusqu'à décembre complique à mon sens la gestion des approvisionnements. C'est-à-dire qu'il va requérir d'Hydro-Québec plus de prudence dans l'utilisation du compte. Dans les premiers mois d'hiver par exemple il va faire en sorte que peut-être ça limite l'utilisation optimale de l'entente de modulation globale.

En page 11, on parle des coûts de l'entente d'intégration. Et en deux mille huit (2008), deux mille neuf (2009) on avait un coût de l'ordre de

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 233 - Me Denis Falardeau

six dixième de sou (,6¢) du kilowattheure par exemple, et ça exclut l'excédent d'énergie qui pouvait être appelé par Hydro-Québec Distribution finalement du Producteur, qui est payé sept point cinq sous (7,5¢) en sous de deux mille six (2006) indexé de deux point cinq pour cent (2,5 %).

Est-ce que l'entente de modulation sera plus dispendieuse que ça? Il nous apparaît que oui, qu'il y a des bonnes chances. Mais jusqu'à quel point on ne le sait pas. Mais quels sont les avantages de l'entente de modulation versus l'entente actuelle d'intégration? Il y a un avantage en termes de déplacement si on veut de l'été pour répondre aux besoins de l'hiver. Mais est-ce que ça va mieux répondre à l'ensemble des besoins que l'entente d'intégration actuelle et à quel coût, ça c'est la question qu'on se pose et c'est une des raisons pour laquelle on ne peut pas se prononcer actuellement sur la pertinence d'avoir une entente, une entente globale actuellement.

En page 11, on pose la question faut-il nécessairement ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro en deux mille vingt-sept (2027). Hydro-Québec a répondu à la question en contre-interrogatoire aux notes sténo du six (6) juin deux

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 234 - Me Denis Falardeau

mille onze (2011), par exemple aux pages 120 à 124. Messieurs Dufresne et Zayat indiquent clairement que les ententes d'énergie différée permettent d'accumuler un solde positif qui peut être important à l'horizon deux mille vingt-sept (2027), mais qu'Hydro-Québec Distribution ne veut pas le faire. C'est une question de choix, ce n'est pas une question d'obligation.

Donc, ce qu'ils disent clairement c'est que les ententes permettent d'accumuler un solde, mais qu'Hydro-Québec ne veut pas le faire finalement pour un ensemble de raisons qui est énoncé dans les réponses. Mais pour moi ça ne justifie pas de ne pas considérer la possibilité d'accumuler un solde important en tenant compte des risques potentiels, et caetera.

15 h 10

Et tenant compte aussi des risques par rapport à la demande, je parlais de la demande pour le secteur du transport électrique par exemple, qui va faire en sorte qu'on va augmenter nos besoins dans le futur et peut-être que ça augmentera beaucoup plus rapidement qu'on le pense. Mais considérant les aléas sur la demande future il m'apparaîtrait important de tenir compte finalement

comme on le dit, comme l'a indiqué l'expert de l'UMQ par exemple dans une approche d'optimisation de tenir compte des incertitudes sur la demande et l'offre et à ce moment-là de chercher à minimiser le coût espéré à long terme.

Et non pas de suivre un scénario de moyen, un scénario moyen par exemple qui ne tient pas de l'ensemble des incertitudes et qui n'est pas une solution de minimisation des coûts, c'est plutôt un trajet moyen si on veut en fonction des moyennes des paramètres qu'on estime pouvoir s'appliquer.

Dans la partie qui suit, on parle de l'interruption de l'utilisation partielle de la centrale de TCE. Alors la modulation de TCE va impliquer des coûts si on l'utilise uniquement quatre mois, il y aura huit mois par exemple de l'année où on aura, selon notre compréhension, à payer des frais à la fois fixes et variables à TCE.

Et si on parle de coûts qui approchent le cent cinquante millions (150 M\$) c'est de l'ordre de cent millions (100 M\$) par exemple qu'on aurait à payer pour la non-utilisation sur huit mois par exemple de la centrale pour répondre aux besoins d'hiver sur quatre mois.

La question qu'on pose carrément dans notre

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 236 - Me Denis Falardeau

preuve c'est il faudrait évaluer quel serait le coût de résilier le contrat avec TCE. Pour nous ça demeure une option qu'il faut évaluer dans l'intérêt des consommateurs pour justement évaluer si à long terme on ne serait pas mieux de résilier ce contrat-là et de payer des frais à TCE pour résilier le contrat, mais quitte à éviter finalement des dépenses de l'ordre de deux cent cinquante millions (250 M\$) d'ici deux mille quinze (2015) et au-delà des dépenses de cent millions (100 M\$) pour utiliser partiellement la centrale TCE.

Alors je pense que ça devrait être une option sérieuse à évaluer et pour nous ça devrait être évalué dans le cadre d'un plan d'approvisionnement parce que ça a des impacts sur le futur, sur l'ensemble des approvisionnements qu'on va devoir chercher à utiliser.

Il y a une question qui a été posée par UC à savoir est-ce qu'il ne serait pas possible d'utiliser la production de TCE pour les besoins d'hiver ici au Québec et de vendre la production du reste de l'année à d'autres réseaux par exemple.

Hydro-Québec, monsieur Zayat a indiqué que ce n'était pas nécessairement rentable. Et on

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 237 - Me Denis Falardeau

retrouve la réponse entre autres à notre contre-interrogatoire du six (6) juin deux mille onze (2011) aux pages 79 à 95.

Ma compréhension c'est qu'on a considéré à ce moment-là uniquement les coûts variables, mais que les coûts fixes sont considérés à part, ils ne sont pas considérés dans l'analyse de rentabilité d'une telle option finalement d'utiliser TCE pour les besoins du Québec et de vendre à l'extérieur par exemple la production de TCE.

Et la question que je me pose aussi c'est que Hydro-Québec dans sa preuve indique qu'elle cherchera à prendre des contrats sur de la production de centrales à l'extérieur du Québec pour satisfaire ses besoins d'hiver et que pour les autres réseaux la production pourrait servir dans les autres périodes. Alors si c'est rentable d'utiliser une centrale à l'extérieur du Québec, pourquoi ce n'est pas rentable d'utiliser une centrale qui existe déjà au Québec comme TCE. La preuve doit être faite à mon sens de façon rigoureuse et sérieuse et on doit considérer l'ensemble des coûts à la fois variables et fixes.

15 h 15

En page 14, on parle des contrats

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 238 - Me Denis Falardeau

d'approvisionnement qui sont décidés par le gouvernement. Ce qu'on observe, d'une part, c'est que le coût des contrats éoliens est en croissance. Pour le premier appel d'offres, le coût moyen était de l'ordre de huit point trois sous (8,3 ¢) le kilowattheure. Alors, j'imagine que c'est pour une période d'autour de deux mille huit (2008) peut-être ce coût-là, unitaire. Et ça devient, pour le troisième appel d'offres, treize virgule trois sous (13,3 ¢) le kilowattheure, ça inclut les coûts de transport, et caetera, et donc le coût est croissant.

Pour le troisième appel d'offres, la question qu'on peut se poser, c'est, d'une part, le besoin n'y était pas pour répondre aux besoins de la clientèle, mais c'est un coût quand même qui devient important et qui nous... se substitue par exemple à l'énergie qui aurait pu être utilisée par les contrats fournis par Hydro-Québec Production, par exemple, à moindres coûts, de l'ordre de six à sept sous (6-7 ¢) par exemple le kilowattheure.

Alors, la différence, donc c'est un coût supplémentaire que les clientèles doivent payer. Et c'est pour ça, je pense, que dans les contrats et dans les décrets, il devrait y avoir une latitude

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 239 - Me Denis Falardeau

qui est fourni à Hydro-Québec d'utiliser l'énergie à partir du moment où ça répond à ses besoins. Et donc il devrait y avoir des recommandations faites au gouvernement pour qu'effectivement il y ait une latitude qui est fournie à Hydro-Québec Production d'utiliser ses nouveaux approvisionnements finalement à partir du moment où elle en a vraiment besoin.

Dans le... en fait, dans le document chiffré qu'on vous avait fourni, on avait préparé des éléments pour évaluer un petit peu ce que coûterait les coûts d'approvisionnements sous différents scénarios. Finalement, on ne nous a pas autorisé à fournir une preuve complémentaire. Mais, ce qu'on observe, c'est que les coûts des approvisionnements pour Hydro-Québec, par exemple, pour le contrat base et cyclable moyen sont autour de cinq point sept sous (5,7 ¢) plutôt en deux mille treize (2013) là. J'avais parlé de six, sept sous (6-7 ¢), mais c'est plutôt cinq point sept sous (5,7 ¢).

Alors qu'on indique pour la Romaine, le coût pour deux mille quinze (2015), par exemple, c'est six point quatre sous (6,4 ¢); pour le contrat avec le Vermont en deux mille douze (2012),

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 240 - Me Denis Falardeau

c'est cinq virgule cinq sous (5,5 ¢). C'est des données qui proviennent du site d'Hydro-Québec là.

Et pour les prix d'importation, selon Hydro-Québec, les prix sont de l'ordre de six sous (6 ¢), si on veut, le kilowattheure, dans le même horizon deux mille douze, deux mille treize (2012-2013), par exemple. Alors, ça nous indique que pour le troisième appel d'offres, par exemple, il y a quand même une marge excédentaire qu'on paye là par rapport à d'autres sources d'approvisionnements qui seraient possibles là.

Je vais passer au Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes en page 15. On parle que la croissance du nombre d'abonnements résidentiels, par exemple, dans les réseaux autonomes, en deux mille dix, deux mille vingt (2010-2020), c'est en moyenne une croissance de un point deux pour cent (1,2 %) par année.

Pour le réseau intégré, par exemple, la croissance du nombre de ménages, entre deux mille dix et deux mille vingt (2010-2020), c'est de l'ordre de un pour cent (1 %) par année, donc il y a une croissance plus importante, si on veut, démographique dans les réseaux autonomes, mais l'écart est quand même pas si important qu'il a pu

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 241 - Me Denis Falardeau

exister dans le passé, par exemple.

On discute des pertes de production qui, dans certains réseaux autonomes, sont quand même très importantes, au-delà de vingt pour cent (20 %). Aux notes sténos du sept (7) juin deux mille onze (2011), en page 220, alors à notre contre-interrogatoire, Hydro-Québec indique qu'elle a réalisé des simulations réseaux pour Schefferville et qu'elle évalue un taux de pertes de neuf point cinq pour cent (9,5 %).

Ce taux de pertes-là demeure quand même beaucoup plus... beaucoup inférieur au taux de pertes de vingt et un virgule un pour cent (21,1 %) qui est fourni par HQD-2, Document 2, en page 36, par exemple. Et ce taux-là même passe à vingt-cinq virgule six pour cent (25,6 %) si on inclut les services auxiliaires et l'usage interne.

Selon la preuve du RNCREQ, C-RNCREQ-014, en pages 37-40, ils évaluent d'ailleurs que la perte théorique finalement du réseau de transport de Schefferville serait plutôt de l'ordre de un virgule six pour cent (1,6 %), alors que la perte en distribution pour les réseaux autonomes, la moyenne étant de l'ordre de cinq pour cent (5 %). Et pour les réseaux intégrés, la perte pour la

distribution est de l'ordre de deux point neuf pour cent (2,9 %) et transport et distribution pour les réseaux intégrés, on sait que c'est de l'ordre de sept virgule cinq pour cent (7,5 %).

Alors, il m'apparaît important de réévaluer la façon dont Hydro-Québec estime les pertes finalement dans les réseaux intégrés, quitte à prendre une moyenne, par exemple, sur un certain nombre d'années pour éviter le problème, par exemple, de mesurage, et caetera.

En pages 15 et 16, on parle d'économies d'énergie en réseau autonome. La réduction de la demande est moins forte, rapporté par les économies d'énergie est moins forte en réseau autonome qu'en dans le réseau intégré, d'une part, c'est ce qu'on observe en haut de la page 16 les programmes adaptés, les programmes spécifiques pour les réseaux autonomes, finalement, contribuent, selon notre compréhension, pour la majorité des économies d'énergie qui sont réalisées dans les réseaux autonomes. Alors, les programmes généralistes d'Hydro-Québec contribuent selon notre compréhension peu à l'économie d'énergie réelle dans les réseaux autonomes.

Selon Hydro-Québec, dans la preuve

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 243 - Me Denis Falardeau

actuelle, par exemple, en HQD-2, Document 1 en page 18, elle indique, pour deux mille quinze (2015), par exemple, des économies cumulées de douze virgule cinq gigawattheures (12,5 GWh) pour les réseaux autonomes. J'ai vérifié dans le Plan global en efficacité énergétique, dans la cause R-3740-2010, en HQD-8, Document 8 en annexe, en page 8, les économies cumulées pour le PGEE des réseaux autonomes seraient de, selon le PGEE, de dix-sept gigawattheures (17 GWh).

Alors qu'on a présentement ici un douze virgule cinq gigawattheures (12,5 GWh). Dans le dix-sept (17), il y a un neuf gigawattheures (9 GWh) pour le secteur résidentiel et un huit gigawattheures (8 GWh) pour le secteur affaires. Alors, il y a un écart ici que je ne m'explique pas. Il faudrait que, à mon sens, qu'il soit expliqué pourquoi cette différence-là.

Par la suite, on discute de stratégie d'approvisionnement pour les réseaux autonomes. On considère qu'Hydro-Québec, d'une part, n'est pas proactive, si on veut, pour gérer dans une vision de long terme les approvisionnements requis, faire à la fois de la gestion de la demande à un niveau optimal et aussi éviter d'avoir à accroître la

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 244 - Me Denis Falardeau

capacité des centrales thermiques, par exemple, lorsqu'il y a d'autres moyens qui sont possibles.

Et tout comme les experts du RNCREQ, par exemple, le rapport C-RNCREQ-0015 en page 43, qui recommande de définir une stratégie de déploiement du jumelage diesel/éolien, dont le jumelage à haute pénétration en utilisant, entre autres, le chauffage biénergie. Ou encore l'expert de Stratégies énergétiques/AQLPA en C-Stratégies énergétiques/AQLPA-0015, en page 3, rapport de Jean-Claude Deslauriers qui recommande d'accroître le jumelage diesel/éolien à faible et moyenne pénétration et de faire une étude indépendante sur la fiabilité et une analyse de risque de technologie du jumelage éolien/diesel à haute pénétration.

Je considère qu'Hydro-Québec ne fait pas assez, ne fait pas assez rapidement et ne fait pas assez pour réduire les coûts d'une part de production d'énergie dans les réseaux autonomes et pour implanter des sources d'approvisionnement, finalement, qui sont à la fois moins polluantes et dont l'évolution des coûts est beaucoup plus stable et permet une meilleure planification des coûts à long terme.

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENNAIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 245 - Me Denis Falardeau

Pour compléter sur cette question

d'approvisionnement. Je vous ai remis une feuille qui est en fait un article tiré de CyberPress qui parle de « Plan Nord : Hydro prête à créer des miniréseaux autonomes ». On cite entre autres monsieur Thierry Vandal, qui est président-directeur d'Hydro-Québec, et qui nous indique d'une part qu'Hydro-Québec va viser à développer le potentiel hydroélectrique qu'ils estiment à au moins trois mille cinq cents mégawatts (3500 MW), puis que le coût pour développer cette énergie est élevé dans le nord.

Hydro-Québec s'y intéresse parce que les entreprises sont prêtes à payer plus cher que dans le sud du Québec. « Un développement minier important qui a besoin d'électricité, son alternative, c'est les groupes diesel qui produisent de l'électricité à un prix très élevé » a expliqué monsieur Vandal.

Donc, les alternatives qu'Hydro-Québec propose, c'est, au lieu d'utiliser les génératrices au diesel qui coûtent au moins cinquante sous le kilowattheure (50 ¢/kWh).

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAI - ACEFQ
Interrogatoire
- 246 - Me Denis Falardeau

Hydro-Québec pense pouvoir produire l'électricité à bien meilleur coût avec des centrales de taille moyenne combinées à des éoliennes et des hydroliennes, sur certaines rivières.

D'une part, Hydro-Québec considère que le coût de production des génératrices au diesel est très élevé, alors que dans notre preuve, on nous indiquait le prix était quand même raisonnable, assurant une fiabilité d'approvisionnement. Et puis on nous parle d'autres sources alternatives de production d'approvisionnement pour ces réseaux-là.

La question que je pose c'est : Pourquoi il y a d'autres sources intéressantes d'approvisionnement qu'Hydro-Québec pense maîtriser finalement pour les nouveaux réseaux autonomes? Et qu'elle compte entre autres favoriser la production hydroélectrique ou encore de jumelage éolien avec l'hydroélectricité, et caetera. Ça termine ma présentation.

Me DENIS FALARDEAU :

Je n'ai pas de questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Falardeau. Est-ce qu'il y a des intervenants dans la salle qui veulent contre-

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
- 247 - Me Denis Falardeau

interroger monsieur Dagenais? Hydro-Québec?

Me ÉRIC FRASER :

Non, Monsieur le Président, je n'ai pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai pas de questions non plus, Monsieur le Président. Merci.

INTERROGÉ PAR LE PRÉSIDENT :

J'aurais peut-être une courte question.

- Q. [141] C'est la page 7 de votre mémoire. Vous avez quelque chose qui m'a surpris un peu. Je dois avoir mal compris. J'ai essayé à quelques reprises. Paragraphe numéro 2 à la page 7 de votre mémoire lorsque vous dites que « l'efficacité énergétique devrait être considéré comme un outil modulable et ajustable afin de maximiser les économies d'énergie et la gestion de la demande en pointe », et caetera, et caetera. Mais considérer comme un outil modulable et ajustable l'efficacité énergétique, ça, je n'ai pas compris ça.
- R. En fait, c'est dans une vision de planification intégrée des ressources. On a des sources d'approvisionnement qui sont modulables, qui sont

ajustables. Je pense qu'on doit considérer aussi l'efficacité énergétique comme une source d'approvisionnement pour répondre aux besoins, si on veut, mais qui vise à réduire l'évolution des besoins. Mais cette source-là, elle doit être modulable, ajustable et non pas considérée comme une donnée fixe comme le fait Hydro-Québec actuellement. Elle considère ses plans d'approvisionnement qui sont décidés dans d'autres causes. Et elle considère qu'ils vont répondre à un ensemble, à un certain nombre de besoins dans le futur. Mais cette donnée-là n'est pas ajustée dans le cadre du Plan d'approvisionnement. Elle est considérée comme une donnée fixe.

C'est ma vision qu'on devrait avoir un portefeuille de solutions, de programmes applicables en gestion de la demande, par exemple, en efficacité énergétique, et considérer au même titre que d'autres sources d'approvisionnement et faire en sorte qu'on pourrait investir plus en efficacité énergétique ou en gestion de la demande pour réduire aussi les besoins d'approvisionnement futurs. C'est dans ce sens-là que je parle d'une modulation et que c'est ajustable.

Q. [142] C'est plus clair. Merci, Monsieur Dagenais.

R-3748-2010
14 juin 2011

RICHARD DAGENAIIS - ACEFQ
Interrogatoire
Le président
- 249 -

Donc, Maître Falardeau, la Régie n'a pas d'autres questions pour votre témoin. Vous n'avez pas de questions en réinterrogatoire. Monsieur Dagenais, il nous reste qu'à vous remercier de votre participation et à vous libérer pour la présente audience. Ceci met donc fin à l'audience d'aujourd'hui. Et on reprend demain matin neuf heures (9 h). Merci.

AJOURNEMENT

Nous, soussignés, 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 :

JEAN LAROSE
Sténographe officiel

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel