RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE RELATIVE À LA CONSTRUCTION
D'UNE LIGNE À 735 kV ENTRE LES
POSTES MICOUA ET SAGUENAY

DOSSIER : R-4052-2018

RÉGISSEUR : Mme ESTHER FALARDEAU, présidente

AUDIENCE DU 28 FÉVRIER 2019

VOLUME 4

RIOPEL GAGNON LAROSE & ASSOCIÉS
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
avocat de la Régie

DEMANDERESSE :

Me YVES FRÉCHETTE
avocat d'Hydro-Québec Transport (HQT)

INTERVENANTS :

Me STEVE CADRIN
avocat de l'Association hôtellerie Québec et l'Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Me PIERRE PELLETIER
avocat de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et du Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Me NICOLAS DUBÉ
avocat d'Énergie Brookfield Marketing (EBM);

Me DOMINIQUE NEUMAN
avocat de Stratégies énergétiques et de l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA).

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DE HQT - Panel	
ANDRÉ DAGENAIS	
BENOÎT DELOURME	
LUC MATTEAU	
WAHIBA SALHI	
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	7
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	32
RÉINTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE	42
ÉCHANGES DE PART ET D'AUTRE	45
PREUVE DE L'AQCIE-CIFQ	
PAUL PAQUIN	
PIERRE VÉZINA	
JOCELYN B. ALLARD	
INTERROGÉS PAR Me PIERRE PELLETIER	51
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	85
PREUVE PUBLIQUE DE AHQ-ARQ	
MAURICE PAUL RAYMOND	
INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN	95
INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE	122

PREUVE DE SÉ-AQLPA

JEAN-CLAUDE DESLAURIERS

JACQUES FONTAINE

INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN 127

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN 165

INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE 171

LISTE DES PIÈCES

		PAGE
B-AQCIE-CIFQ-0028 :	Présentation de l'AQCIE-CIFQ	84
B-0091 :	Original de l'affidavit signé par M. Delourme qui concerne les deux pièces identifiées par Me Fortin lors de son intervention	174

L'AN DEUX MILLE DIX-NEUF (2019), ce vingt-huitième (28) jour du mois de février :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :
Protocole d'ouverture. Audience du vingt-huit (28) février deux mille dix-neuf (2019), dossier R-4052-2018. Demande relative à la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et Saguenay. Poursuite de l'audience.

LA PRÉSIDENTE :
Bonjour à tout le monde. Suite et dernière journée. Bonjour Maître Neuman.

PREUVE DE HQT - Panel

L'AN DEUX MILLE DIX-NEUF (2019), ce vingt-sixième (26e) jour du mois de février, ONT COMPARU :

ANDRÉ DAGENAIS
BENOÎT DELOURME
LUC MATTEAU
WAHIBA SALHI

SOUS LA MÊME AFFIRMATION SOLENNELLE, déposent et disent :

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui. Rebonjour, Madame la Régisseur. Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'AQLPA. Bonjour Messieurs, Dames.

Q. **[1]** J'aurais... ma question suivante portera sur les pertes par effet couronne. Et j'attirerais votre attention sur la pièce que je vous ai signalée avant le début de l'audience qui est la pièce B-0074, HQT-3, Document 1.5, à la réponse 3.3 à la Régie de l'énergie qui se trouve en page 16.

Alors, donc au début de cette réponse, donc vous indiquez que :

> Le Transporteur n'a pas inclus les pertes par effet couronne associées à l'ajout d'une ligne dans les comparaisons économiques [...]

entre les trois scénarios. Un peu plus loin dans ce même premier paragraphe, vous établissez un lien entre l'effet couronne et les conditions climatiques.

Avant d'aller plus loin, je veux être sûr de bien vous faire préciser que, au dossier, quand

on dit que l'effet couronne varie selon les conditions climatiques, on comprend bien que notamment les précipitations et l'humidité accroissent l'effet couronne, c'est bien ça?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui, c'est exact.

Q. **[2]** Par ailleurs, donc vous faites une estimation de l'effet couronne des scénarios 1 et 2 et je comprends qu'il n'y en a pas associé au scénario 3 puisque ce sont des... on parle des lignes déjà existantes, c'est bien ça?

R. Comme on travaille en écart, effectivement, on ne considère que les nouveaux effets couronnes.

Q. **[3]** Absolument, les nouveaux effets couronnes. Donc, ceux de trois... ceux du scénario 3 sont constants. Et vous indiquez qu'il est à noter que :

> Les pertes par effet couronne ont un impact sur les pertes en énergie annuelle et non sur les pertes en puissance puisqu'en situation de pointe, les conditions météorologiques ne sont pas propices à l'effet couronne.

Ma question porte sur ce dernier aspect. N'êtes-vous pas au courant qu'avec les changements

climatiques, il existe de plus en plus d'occurrence, de cas d'occurrence simultanée de température froide et de précipitations?

R. Bien, de deux choses l'une. Nous là, cette analyse-là, on l'a faite en partenariat avec l'IREQ, donc c'est sur les recommandations de l'IREQ que nous avons pris ces chiffres-là. Et l'aspect de contribution à la fine pointe, nous, l'IREQ nous informe que l'effet couronne a particulièrement lieu entre moins cinq (-5) et plus cinq (+5), la température aussi a une influence.

Et donc considérant ça, indépendamment des précipitations, aux conditions mettons vers moins vingt (-20) degrés là, et les conditions sont moins propices. Donc, nous, on suit les recommandations de l'IREQ. Et donc quand il fait très froid, donc à la pointe là, les effets couronnes sont très très faibles.

Q. **[4]** O.K. Quand vous dites donc l'effet couronne se manifeste plus entre moins cinq (-5) et plus cinq (+5), en ce sens qu'il y a plus de précipitations et de conditions favorisant l'effet couronne lorsqu'on se trouve à ces températures-là, c'est bien ce que vous dites?

R. Bien, moi, je ne suis pas météorologue, hein! Mais,

je traduis ce qu'on m'a expliqué. Donc, les conditions propices à de l'effet couronne se situent dans les conditions comme on a dit, météorologie humide et de précipitations et de température avoisinant le zéro. C'est ça qu'on nous explique.

Maintenant là, je n'ai pas fait Ouranos, et caetera, et caetera. Donc, ce qu'on m'explique me permet de poser ces hypothèses-là et de les traduire et de les transcrire dans mon analyse économique de manière raisonnable.

(8 h 35)

Q. **[5]** O.K. Dans la mesure où le réseau, la conception du réseau est fondée sur la prémisse que ce réseau doit être en mesure de fonctionner adéquatement durant la période de pointe, ce qu'on appelle la 1PC, la pointe coïncidente annuelle, l'heure de pointe annuelle, vous êtes d'accord qu'il existe malgré tout des situations où l'effet couronne lié à ces facteurs-là peut être simultané à des températures très froides, donc des températures très froides qui, également, amènent une plus grande consommation, qu'il existe de tels cas, même si ces cas sont moins normaux, mais qu'il en est... ces cas existent?

R. Moi, ce que j'ai compris des explications de l'IREQ, là, c'est que quand il faisait moins vingt degrés (20°) et que, en général, pour ces températures extrêmement froides-là, et en particulier les conditions étaient plutôt sèches et que donc l'effet couronne était négligeable. C'est ça qu'on m'a expliqué. C'est ça que je traduis.

Q. **[6]** O.K. Mais à ma question, vous avez des données météo...

R. Mes connaissances personnelles s'arrêtent là.

Q. **[7]** Mais HQT a des données météorologiques? Elle a, j'imagine, un suivi qui lui montre des situations où il y a occurrence non pas de situations sèches mais de situations humides et de températures très froides? Vous pouvez avoir... Vous avez ce genre de suivi?

R. Je vais réexpliquer comment ces chiffres ont été calculés, parce qu'on a eu l'occasion de l'expliquer dans le dossier de la cause tarifaire sur les pertes. Et donc, il s'agit d'une corrélation entre des données mesurées sur le réseau, heure par heure, avec des données météorologiques. Donc, il y a déjà une corrélation pour ces chiffres. Ces chiffres tiennent compte d'une corrélation entre les conditions

météorologiques et des mesures sur le réseau. Et donc, les corrélations météorologiques, là, propices à l'effet couronne ont été identifiées par l'IREQ comme étant les moments où il y avait de l'effet couronne et qu'on devait donc extraire de l'information mesurée une part de l'effet couronne. Donc, ce chiffre-là treize et quarante-trois (13,43) tient compte de la corrélation météorologique avec le comportement du réseau. C'est inclus. Ça vient ensemble.

Q. **[8]** D'accord. Je vous remercie. Je vais revenir à la question de la tendance à l'accroissement du transit du nord vers le sud. Je vous avais posé une question hier qui, peut-être, n'a pas été très bien comprise ou peut-être que c'est moi qui ne l'avais pas formulée de façon assez claire. Donc, je vais vous la reposer.

N'est-il pas exact qu'Hydro-Québec TransÉnergie savait depuis au moins le début des années deux mille (2000) qu'il y avait déjà un phénomène d'accroissement, une tendance à l'accroissement du transit du nord vers le sud, que cette tendance était déjà amorcée à ce moment-là au début des années deux mille (2000)?

R. Année après année, le Transporteur reçoit les

prévisions du Distributeur. Et dans cette prévision, il y a deux choses qui ressortent, d'abord la prévision globale sur les besoins globaux du Québec et qui ont une certaine tendance, et également la répartition de cette prévision sur la province. Et donc, effectivement, on remarque que les grands centres urbains, comme Montréal, Laval et la Rive-Sud, ont un pouvoir d'attraction un peu plus important que le reste de la province. Et la croissance se fait plus ressentir d'un point de vue électrique dans ces zones-là.

On observe également bon an mal an quand même des difficultés dans les secteurs industriels dans le nord qui font en sorte que des papetières ont dû fermer, certaines mines ont fermé également. Donc, il y a une certaine diminution de la charge industrielle et une baisse également de la prévision puisque certains projets qui étaient planifiés ne le sont pas. Alors, effectivement, c'est une tendance qui est réelle depuis peut-être le début des années deux mille (2000). Je n'ai pas exactement les chiffres en tête. Mais il est certain qu'il y a eu des crises économiques. Il y a eu des papetières qui ont fermé. Puis, ça, ça a peut-être donné un premier cycle de variations.

(8 h 40)

Et c'est vrai aussi que la charge dans le sud de la province continue de croître. Là, ce qu'on parle dans ce phénomène aujourd'hui du dossier, c'est très local, c'est la Côte-Nord et c'est une amplification. C'est pire que ce qu'on avait observé à l'échelle provinciale. C'est quelque chose qui, malheureusement, va se situer à Baie-Comeau, à Sept-Îles. Et c'est des choses, c'est très local, qui font que, sur la Côte-Nord précisément ça va empirer la situation.

Donc, le phénomène était global, on va dire, à l'échelle de la province et là, il se précise localement et ça empire la situation et ça fait en sorte que notre interface, elle est dégradée.

Q. **[9]** Je comprends très bien les nuances que vous apportez à votre réponse et je vous demande, la connaissance, quand même, que vous aviez de la tendance amorcée. Je comprends qu'elle s'est amplifiée par la suite. Je comprends ça, que ça a amplifié aux années deux mille (2000), dans la décennie deux mille dix (2010) là, mais que la tendance était déjà amorcée dans les années deux mille (2000). La connaissance que vous aviez de

cette tendance, déjà à cette période, est-ce qu'elle n'aurait pas dû vous emmener à concevoir le réseau dès ce moment-là en fonction de la possibilité de cet accroissement du transit du Nord vers le Sud?

R. Malheureusement pas, parce qu'on s'appuie sur les prévisions du Distributeur. Les prévisions du Distributeur, comme je l'ai expliqué, c'est établi par des personnes dont c'est le métier, des experts en prévision. Ça inclut toutes les conjectures économiques, conjonctures économiques puis conjectures également, et ça permet d'avoir la meilleure appréciation. Donc, les signaux qu'on nous envoie du Distributeur sont porteurs de sens et on les suit.

Il y a eu plusieurs initiatives là, on parlera peut-être du Plan Nord aussi, peut-être qui visait, justement, à encourager des développements. Et ça, on doit bien en tenir compte. Donc, c'est des choses qui sont valides au moment où on les reçoit.

Q. **[10]** C'est bien que vous me parliez de ça. Et donc, vous me dites que vous vous basez sur la prévision que vous fournit le Distributeur, vous avez parlé d'une prévision globale et d'une prévision

régionale. Et donc, je vais vous parler de cette prévision régionale, donc sur la Côte-Nord. La prévision sur laquelle vous vous fondez et que vous recevez du Distributeur, est-ce que c'est uniquement la prévision selon le scénario moyen? On parle de la prévision de la demande sur la Côte-Nord, ou est-ce que vous recevez aussi des scénarios d'encadrement de la part du Distributeur, donc des scénarios avec une demande plus faible sur la Côte-Nord ou avec une demande plus forte sur la Côte-Nord, est-ce que vous recevez ces scénarios-là aussi du Distributeur?

R. Nous, on se base sur le scénario cinquante (50 %), cinquante (50 %) là, le scénario cinquante pour cent (50 %) de chance que ça soit au-dessus, cinquante pour cent (50 %) de chance que ça soit en-dessous, c'est celui qu'on utilise.

Q. **[11]** Est-ce que vous recevez quand même des scénarios d'encadrement du Distributeur ou pas du tout?

R. On reçoit juste celui de cinquante (50 %), cinquante (50 %).

Q. **[12]** Est-ce qu'il vous arrive des fois, je ne parle pas seulement pour la Côte-Nord, mais dans le cadre de votre travail, est-ce qu'il vous arrive des fois

de solliciter, de la part du Distributeur, des scénarios d'encadrement? Scénarios plus forts ou plus faibles pour vous permettre de mieux planifier votre réseau?

R. Nous, on reçoit la prévision du Distributeur et on planifie en fonction de cela. On ne va pas travailler au-delà de ce qu'il nous fournit. Et dans ce qu'on a fait dans ce dossier-là, je vous rappelle qu'on a fait une analyse de sensibilité par rapport au fait qu'on pourrait ajouter de la charge sur la Côte-Nord, ça a été produit dans bitcoins, donc on a fait une sensibilité jusqu'à cinq cents mégawatts (500 MW) de charge de plus et on a montré que dans ces conditions-là le projet était toujours requis. Donc, indépendamment de ce que vous cherchez, nous là, dans ce dossier précis, on l'a fait la sensibilité, et à la demande de la Régie.

Q. **[13]** Ce que je recherchais c'était la sensibilité inverse. Et en fait, ce que je vous demandais c'est s'il vous arrive de requérir, du Distributeur, ces scénarios d'encadrement puisque c'est lui le spécialiste de sa propre charge, si je peux l'appeler ainsi. Et j'ai à l'esprit, non pas le scénario à la hausse actuel que vous avez fait pour

le cas des bitcoins, mais plus la situation qui pouvait prévaloir dans les années deux mille (2000) lorsque vous aviez à évaluer la suffisance d'un investissement majeur pour intégrer La Romaine. Est-ce que vous avez, à ce moment-là, demandé à voir un scénario de demandes plus faibles, en Côte-Nord?

Me YVES FRÉCHETTE :

Si vous me permettez, je vais m'objecter à la question.

LA PRÉSIDENTE :

C'est accordé, Maître Fréchette.

(8 h 45)

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui. C'est déjà... J'ai laissé... mais parce qu'il faut qu'on progresse puis je comprends les questions de maître Neuman, mais vous avez déjà rendu des décisions dans D-2018-167 que toutes les questions liées à la prévision de la demande antérieure au projet qui concerne des aspects différents sont... sont exclues du périmètre.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ce que je vous soumets c'est que le but de la question est la qualification aujourd'hui de l'investissement qui fait l'objet du présent

dossier, à savoir si c'est un investissement en amélioration ou un investissement en croissance.

LA PRÉSIDENTE :

Bon, dans ce cas-là, le reformuler parce que c'est pas ce que j'avais compris. J'avais compris que vous remettiez en cause l'investissement qui a été fait antérieurement pourrait...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Et les prévisions de la demande qui étaient sous-jacentes.

LA PRÉSIDENTE :

... en vue de l'intégration de la Romaine. Donc, ça c'est un dossier du passé.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je ne remets aucun dossier... en question aucun dossier du passé.

LA PRÉSIDENTE :

O.K. Alors, reformulez.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je ne demande de réviser aucune décision antérieure dans aucun dossier antérieur de la Régie. La question est de... et le but de mes questions est de pouvoir faire le lien entre l'événement qui est la croissance, la croissance par l'intégration de la Romaine, et les investissements que HQT demande

d'autoriser au présente dossier. Et donc, HQT, dans sa chronologie puis d'autres intervenants aussi ont parlé de chronologie, je me rappelle, il y avait une présentation un peu plus tôt, hier, à savoir quand est-ce que HQT connaissait ou était en mesure de connaître qu'il y avait un besoin pouvant justifier cet investissement. Est-ce que c'est quelque chose qui est arrivé comme... comme par surprise en deux mille treize (2013) ou est-ce que c'est quelque chose qui, de longue date, depuis le début des années deux mille (2000), était soit connu, soit logiquement et raisonnablement prévisible.

LA PRÉSIDENTE :

Le moment du déclencheur.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, essentiellement, essentiellement, à savoir que le déclencheur en deux mille (2000) c'est pas une insoutenable surprise qui est arrivée en deux mille treize (2013), c'était une tendance déjà amorcée, et que HQT pouvait très bien... aurait pu ou a... aurait pu obtenir ou a effectivement pu faire elle-même des simulations pour voir ce qui arriverait en cas de demandes plus faibles sur la Côte-Nord, pour voir : est-ce que le réseau

s'écroule, selon ses propres termes, si la demande plus faible arrive... arrive sur la Côte-Nord?

LA PRÉSIDENTE :

Je vous suis, Maître Neuman, sur le déclencheur.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

Je trouve que le déclencheur, ça me semble un sujet pertinent là. Non? Maître Fréchette, je vous écoute.

Me YVES FRÉCHETTE :

Bien, écoutez, non, mais écoutez, le temps nous est compté aujourd'hui.

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

Vous avez rendu déjà des décisions très claires. Maître Neuman est très habile, il vous plaide devant vous le postulat qu'il va émettre à la toute fin qui est le postulat de son mémoire. Les questions des témoins à l'égard des déclencheurs, on peut tourner autour dix-huit mille fois, ce sera toujours les mêmes, l'année deux mille douze (2012), l'année deux mille treize (2013), la mise en service de Romaine-3, etc. Ces questions-là ont

été posées et reposées et reposées. On a exploré hier la contribution de Tracy en deux mille (2000) dans un schéma unifilaire déposé dans un dossier du Distributeur.

Maître Neuman est très habile, je comprends, mais son poste... Je ne vous ai pas interrompu, Maître Neuman, je vous prie de faire la même chose.

Alors, Madame la Présidente, le temps nous est compté aujourd'hui, on a... ce matin, on a maître Neuman à compléter, on a nos deux autres intervenants, on doit travailler, on le sait tous, on doit travailler à l'intérieur de la décision que vous avez rendue, les données historiques ne sont pas pertinentes, les données de limite de transit ne le sont pas, antérieures au projet, les données de prévision de la demande antérieures au projet ne sont pas pertinentes et les décisions antérieures ne sont pas à remettre en cause.

Les questions sur les déclencheurs, les témoins ont été très prodigues là-dessus, on les a énumérés huit fois. On peut reposer la question huit fois encore à monsieur Delourme puis à monsieur Matteau, ça sera les mêmes réponses.

Alors, je crois qu'on est devenu dans un

niveau de circularité assez grand sur ces sujets-là. On a des postulats chacun à faire valoir, c'est pas en contre-interrogatoire qu'on fait valoir des postulats pour trouver des réponses qui font notre affaire. Les réponses sont celles qu'elle sont jusqu'à ce stade-ci.

Alors, avec égards, l'objection est maintenue.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

A mon égard.

Me YVES FRÉCHETTE :

Bien, plutôt je vous réitère et je la maintiens mon objection sur ce sujet-là.

LA PRÉSIDENTE :

D'accord.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

D'abord, je tiens à rectifier Hydro-Québec TransÉnergie qui, je pense, a terminé à moins qu'il y ait encore quelque chose d'autre.

Me YVES FRÉCHETTE :

Moi, je fais toujours... j'attends toujours que le collègue ait terminé avant de...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Avant de vous asseoir, oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

Bien, avant de faire la joute et j'apprécie que vous en fassiez autant.

(8 H 50)

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui. Alors, d'abord, je tiens à rectifier et Hydro-Québec TransÉnergie, ce n'est pas maître Neuman, c'est SÉ-AQLPA. De la même manière que ce n'est pas maître Fréchette qui... qui a certaines caractéristiques, c'est Hydro-Québec TransÉnergie qui est ici devant vous à mes côtés.

En ce qui concerne le temps qui est limité d'ailleurs, HQT... le temps qu'il a pris empiète sur ce temps et nous ne voudrions pas être défavorisés parce que, par hasard, nous nous trouvons à passer aujourd'hui. Il n'y a pas eu ce genre d'objections qui ont été faites quand, soit HQT, soit d'autres intervenants ont posé des questions ou ont présenté leur propre preuve et incidemment, nous étions prêts à rester même plus longtemps hier, si cela avait convenu à tous, à la Régie et au sténographe.

LA PRÉSIDENTE :

Je comprends, Maître Neuman. Je pense que maître Fréchette a quand même un point. Il y a des

décisions qui ont été rendues sur le type de questions qui sont pertinentes, les données historiques sur la gestion, sur l'exploitation du réseau, sur la demande sont des données qui ne sont pas requises, ça déborde le cadre d'analyse du dossier, ça a déjà été établi.

Maintenant, les déclencheurs, c'est un sujet du dossier, mais comme l'indique maître Fréchette, il y a beaucoup de réponses qui ont été données, donc peut-être respecter ça dans vos questions. Aussi, ne pas tomber dans l'argumentation dans vos questions, si possible.

Là, je comprends, étant donné qu'on est sur la question du temps. On a deux intervenants à entendre ce matin. L'avant-midi va jusqu'à midi (12 h), n'est-ce pas. Il est presque neuf heures (9 h). Je ne sais pas pour combien de temps vous en avez. Je comprends que vos collègues, les autres associations ont eu quand même un certain temps qui leur a été alloué pour le contre-interrogatoire, je m'excuse d'être longue là-dessus, mais combien de temps vous pensez? Juste pour qu'on puisse organiser la matinée, là.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Il y en aura... écoutez, j'ai quelques questions

encore qui restent, là. Je ne voudrais pas mettre un chiffre puis... mais on arrive vers la fin de mes questions, là, mais...

LA PRÉSIDENTE :

Vers la fin, d'accord.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, on arrive, mais il en reste quelques-unes, il y a...

LA PRÉSIDENTE :

O.K.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Sur... sur l'argumentation, je... nous soulignons que nous n'avons pas argumenté dans les questions. Notre argumentation est venue après parce qu'Hydro-Québec TransÉnergie a demandé de justifier pourquoi nous posions cette question et contestait la justification. Donc, c'est dans ce cadre-là que nous avons justifié la question, que nous avons expliqué...

LA PRÉSIDENTE :

Pourriez-vous répéter la question qui... est-ce qu'on pourrait procéder avec la question.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. **[14]** Oui. Est-ce qu'au début des années deux mille (2000), lorsque... lorsqu'est arrivé devant vous le

projet de raccordement de la Romaine et que vous l'avez étudié, est-ce que vous avez réalisé vous-même ou sollicité de la part d'Hydro-Québec Distribution un ou des scénarios d'encadrement montrant la demande à la baisse, une demande plus basse sur la Côte-Nord?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Je n'ai pas cette information. En revanche, ce que je peux vous dire c'est que quand on a fait la Romaine à l'époque, là, on a travaillé avec la meilleure prévision dont on disposait, qui exprimait les besoins des clients de l'époque. Donc, on a fait notre travail de manière rigoureuse, avec les meilleures informations exprimées par les personnes « entitled », là, pour le faire. Donc, on a fait notre travail correctement à l'époque et on continue à le faire. Et quand en deux mille treize (2013) la baisse de charge a été annoncée par le Distributeur, nous avons pris action.

Q. **[15]** Et vous avez dit « la », au singulier, « la prévision ». C'est bien ça? La prévision centrée, cinquante-cinquante (50-50).

R. Nous avons utilisé la prévision fournie par le Distributeur, la meilleure prévision dont on

disposait année après année, on travaille toujours avec les meilleurs informations que le Distributeur nous fournit.

Q. **[16]** D'accord. Je passe à une question technique, simplement pour vous demander de valider. Est-ce que vous pouvez confirmer que s'il y a une augmentation des charges sur la Côte-Nord, cela amène une diminution des pertes sur le corridor Manic-Québec?

R. Bien ce qu'on a expliqué en cause tarifaire sur l'analyse des sensibilités et des pertes, là, c'est que si la consommation... s'il y avait de la consommation au nord, bien effectivement ça faisait globalement faire baisser les pertes. Ça, on l'avait expliqué.

(8 H 55)

Q. **[17]** Une autre question technique que je vous demande : est-ce que vous pouvez indiquer au niveau du projet d'accroissement de la puissance de SM-3, donc selon ce projet, SM-3 passerait de combien de mégawatts à combien de mégawatts?

R. Je vous référerais à la demande d'OASIS de SM-3. C'est quatre cent quarante mégawatts (440 MW) de plus.

Q. **[18]** De plus. Et que actuellement qui est de?

R. Je n'ai pas le chiffre en tête. Mais je dirais huit cent quatre-vingts (880 MW) parce que ça doit être trois groupes identiques.

Q. **[19]** D'accord. Hydro-Québec TransÉnergie affirme en page 7 de sa plaidoirie du vingt-cinq (25) février deux mille dix-neuf (2019), qui était la pièce B-0084...

Me YVES FRÉCHETTE :

Est-ce que vous en avez des copies?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Non, je n'en ai pas de copie. Mais peut-être qu'elle peut être projetée. Page 7. Alors, c'est le paragraphe 6 et 7. C'est les trois derniers paragraphes. C'est bien ça.

Me YVES FRÉCHETTE :

Vous faites référence à la section de la plaidoirie sur les aspects moyens préliminaires sur les limites de transit en réseau noble?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Absolument.

Me YVES FRÉCHETTE :

Et c'est des aspects de confidentialité, c'est ça?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Attendez ma question!

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est pour situer le témoin.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. **[20]** Donc, aux paragraphes 6 et 7, vous indiquez que la divulgation des limites de transit exposerait HQT au risque d'actions malveillantes. Pouvez-vous expliquer comment un esprit malveillant pourrait connaître la situation du transit Manic-Québec en temps réel sur le réseau pour décider d'agir de façon malveillante?

M. LUC MATTEAU :

R. Là, je suis désolé, mais la réponse à votre question, pour répondre à ça, j'ai besoin d'un huis clos. Donc je ne peux pas.

Q. **[21]** Je passe à la question suivante. En supposant qu'un esprit malveillant réussisse à connaître la réponse à la question précédente, pouvez-vous nous expliquer comment cet esprit malveillant pourrait changer le transit sur le réseau de façon à amener celui-ci dans une situation malveillante?

R. J'ai expliqué ça en huis clos. Je ne peux pas vous l'expliquer maintenant.

Q. **[22]** D'accord. Je vais vous poser les questions parce que je ne sais pas d'avance ce qui a été couvert par le huis clos ou pas donc...

LA PRÉSIDENTE :

Je comprends mais vous comprenez...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est ma ligne de questions finale.

LA PRÉSIDENTE :

Toute question qui demanderait à Hydro-Québec d'expliquer comment une personne malveillante pourrait s'y prendre pour causer du tort, c'est une question qui va tomber dans le domaine de l'information confidentielle.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Donc, ceci termine mes questions. Je vous remercie beaucoup, Madame la Présidente.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie, Maître Neuman. Maître Fortin?

Me YVES FRÉCHETTE :

Pour la suite, on s'en remet à vous, si vous vouliez permettre. On peut resuspendre encore ou sinon compléter les contre-interrogatoires par le vôtre et celui de maître Fortin. Parce que...

LA PRÉSIDENTE :

Attendez! Je pense que...

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est bien.

LA PRÉSIDENTE :

Ça se pourrait qu'on ne soit pas très long.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je ne serai pas très long, je n'ai pas de questions pour les témoins ce matin, Madame la Présidente. Merci.

INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

Q. **[23]** Moi, avant de libérer les témoins qui franchement le méritent, qui méritent une pause. Puis merci pour votre très généreux témoignage et très expert témoignage. Juste quelques commentaires de votre part.

(9 H 00)

Il y a un intervenant qui évoque le principe de causalité des coûts, neutralité tarifaire et d'impact tarifaire, en indiquant que la rentabilité, le taux de rentabilité ou en tout cas le revenu que va générer l'option un, en termes de rentabilité, taux de rentabilité sur les actifs, versus le revenu que va générer l'option trois, bien, ça va causer un impact tarifaire. Ça va avoir un impact tarifaire différent. Je ne sais pas si vous me suivez.

Est-ce que vous avez un commentaire par rapport à l'impact tarifaire de la solution trois

par rapport à celui de la solution un, notamment en ce qui concerne la différence sur la rentabilité, le taux de rentabilité qui va être appliqué sur les actifs, solution un versus solution trois? Ou d'autres éléments qui rentrent dans l'impact tarifaire qui pourraient faire en sorte qu'on peut ou on ne peut pas tirer cette conclusion-là par rapport à la solution trois versus la solution un. Est-ce que vous avez un commentaire? Est-ce que c'est quelque chose que vous avez regardé? Comment est-ce que... Quelle est votre perception, par rapport à ça?

Me YVES FRÉCHETTE :

Vous permettrez le conciliabule, on le constate...

LA PRÉSIDENTE :

Oui, certainement. Certainement, allez-y. Puis, en fait, si vous préférez m'écrire un paragraphe là-dessus, aussi, c'est correct.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Bien, je peux donner, peut-être, un premier bout de réponse. Puis, après ça, si jamais... Parce qu'on est peut-être pas tout à fait les plus adaptés à répondre à ça.

LA PRÉSIDENTE :

C'est ça. Alors, sentez-vous à l'aise de...

M. BENOÎT DELOURME :

R. O.K. Bon. On compare, en fait, l'analyse économique... Enfin, on fait un parallèle entre l'analyse économique et l'analyse financière, en fait. Donc, l'analyse financière, l'impact financier. Bien, c'est sûr que la solution un, elle va avoir un impact tarifaire un peu plus important que la solution trois. La solution trois, on ne l'a pas calculée, l'impact tarifaire. Mais, mathématiquement, ça va être clair.

En revanche, la solution un, quand on va la déployer, on va aussi avoir un impact tarifaire sur le distributeur, dans la mesure où lui, il va moins approvisionner de pertes. Donc, quelque part, il va y avoir une influence sur son tarif, à lui aussi.

Donc, on a peut-être un impact chez nous, mais il y aura un impact positif de son côté. Donc ça, c'est quelque chose qui va venir balancer, puis l'analyse économique traduit ce rééquilibrage-là. Donc, oui, il y a un impact chez nous, transporteur, dans le fait qu'on va avoir un CAPEX plus élevé, mais, à terme, le distributeur, lui , ayant moins besoin d'approvisionner, va forcément avoir un impact de son bord qui va contrebalancer. Et c'est, selon nous, c'est ce que l'analyse

économique traduit.

LA PRÉSIDENTE :

O.K. Merci. Ça ne sera pas nécessaire, votre réponse me satisfait. Ça ne sera pas nécessaire de compléter.

Q. **[24]** La FCEI, aussi, puis d'autres intervenants, l'AQCIE, soulèvent la question des critères de conception. Vous avez déjà répondu en disant que vos critères de conception sont actuels, que ce sont des critères qui sont revus en continu. Est-ce que vous pouvez bonifier un petit peu votre explication? Comment est-ce que... Est-ce que vous avez un processus par lequel, il y a un comité, je ne sais pas...

R. Oui, oui. Je peux expliquer ça. Donc, en fait, il y a plusieurs niveaux de révision, on va dire. Mais, prenons la NERC, par exemple. Donc, la norme qui nous encadre, nos investissements, c'est la TPL001-4. Bien, en ce moment, on est en train de travailler sur la version brouillon de la TPL001-5. On est en train de travailler sur celle-là, qui va être la nouvelle vision, une vision amendée de la TPL-4. Donc, quand on révise une TPL, comme ça, avec les roues de travail de la NERC, soit le mandat du groupe de travail, « the drafting team »,

ça s'appelle, va être d'ajouter certains éléments qui étaient mal captés, pour renforcer. Ou parfois, ça peut être une révision, un peu une refonte. Donc, quand on avait écrit la TPL001-4, c'était une refonte. Donc, on s'est assuré que tout était bon, conjointement avec tous les membres de la NERC. Là, la cinq, bien, c'est un ajout sur ce qu'on appelle un « Single Point of Fader ». C'est un peu technique, mais ce n'est pas grave. Et donc, nous, moi, j'ai quelqu'un de mon équipe qui est sur la « drafting team » de cette norme-là. Puis, on travaille avec les autres partenaires de l'industrie pour savoir exactement quelles sont les réalités des voisins, puis comment on peut formuler les choses pour que ça corresponde bien à un besoin de fiabilité. Ça, c'est un exemple su la NERC. L'exemple sur le NPCC, c'est que dans le je vais prendre le Directory One, donc c'est celui qui encadre nos travaux. Le NPCC doit le réviser de manière régulière.

(9 h 05)

Alors, je pense que c'est un cycle de trois ou cinq ans, je n'ai pas exactement le chiffre là, mais le NPCC se donne comme objectif de réviser régulièrement tous ces Directories là et le

Directory One qui encadre nos travaux est révisé régulièrement. La dernière révision, je pense, date de deux mille treize, deux mille quatorze (2013-2014).

Donc, là quand on a révisé en deux mille treize, deux mille quatorze (2013-2014) là, on s'est assuré que tout ce qui était écrit là-dedans était encore valide et correspondait bien à un niveau de fiabilité que, conjointement, les membres du NPCC tenaient à obtenir.

Donc, c'est là où on dit, bien le N-1-1500 ou admettons, bien là... Le « wording » exact du NPCC, je vous l'ai dit hier en notes steno là, je vais juste le répéter si ça ne vous dérange pas.

Q. **[25]** Hum, hum.

R. Admettons, donc si je me place, mon complément de preuve, HQT-2, document 1, page 8, c'est la même chose que j'ai lue hier, mais admettons là, le tableau 3, quand on dit :

> Event(s) after a first loss and after System Adjustment.

Bien, les « performances clearments » que j'ai lues hier, ça c'est des choses qui ont été ajustées par exemple, la dernière fois. C'est des choses qui à chaque fois, les membres révisent et puis ils

s'assurent que ça correspond bien aux réalités de chacun. Donc, c'est pour ça qu'on pense que... Bien. On dit c'est toujours... « Ce n'est pas parce que c'est vieux que ça n'est plus bon là. » C'est, au contraire, on le révise à chaque fois et on s'assure que ça correspond toujours bien à la réalité dans laquelle on travaille. Donc, ça, c'est ça. Puis, bien nous, on fait pareil chez nous. C'est à dire que la NERC c'est un peu comme... Des fois, j'ai l'image des poupées russes là, on a la NERC, à l'intérieur on a la NPCC, puis nous on est encore plus contraignant à l'intérieur, puis nous aussi on s'assure de vérifier que c'est toujours valide ce qu'on fait. Et donc, nous, à date là, bien ce qu'on a exprimé comme plan de défense avec premier principe, mon réseau doit tenir intrinsèquement la robustesse de son réseau. Le deuxième principe, je m'autorise des automatismes. Troisième principe, là, je veux sauver mon réseau pour ne pas que les choses cassent et que ça, ça, on s'assure que c'est toujours vrai, et ça c'est arrimé avec NERC et NPCC. Puis les spécificités, bien nous aussi on les révise et on s'assure que c'est toujours bon.

Puis si jamais on a un nouvel élément dans

le réseau, par exemple un automatisme qui va être le CGLC par exemple, pour ne citer que lui, bien, l'usage de ce CGLC, qui est nouveau, qui n'est pas le même, c'est un nouvel automatisme. Bien. Insérer l'usage de cet automatisme et l'encadrer dans nos façons de faire et dans nos critères, bien on va se poser la question : « Est-ce qu'on y a droit sur les normales? Oui, non. » « Est-ce qu'on peut le mettre sur les complémentaires? Oui, non. »

Donc, lui aussi, à chaque fois on va se reposer la question, soit pour les nouveautés soit pour s'assurer que tout ce qu'on a fait reste cohérent avec notre vision de la fiabilité. Donc, ça c'est un exercice récurrent, on est toujours là-dessus là, c'est très important.

Q. **[26]** O.K. Et puis pour vos propres critères, vous sollicitez l'opinion... C'est par vous-même là? C'est votre propre réflexion d'Hydro-Québec? Vous avez...

R. Bien. En fait, c'est... Bon. Oui, d'une part, ça c'est sûr, et puis basé sur ce que mon collègue Luc Matteau avait exprimé sur les spécificités de notre réseau, la production, elle reste toujours à mille kilomètres (1 000 km) de Montréal, il y a toujours peu de lignes pour aller les chercher, il y a

toujours une grande sensibilité de la charge chauffante au Québec, il y a toujours une grande sensibilité au niveau de la sûreté de l'alimentation des gens. Je ne parle des adolescents qui ont besoin du wifi là, je parle des vraies affaires là.

Q. **[27]** Oui.

R. Donc, il n'y a pas de signal aujourd'hui, dans la société québécoise, que la sensibilité au manque d'électricité a baissé.

Q. **[28]** Hum, hum.

R. Donc, là, ça c'est quelque chose qui est interne. Maintenant, maintenant, quand on va présenter à nos « peer review » là...

Q. **[29]** Hum, hum.

R. Quand on va montrer nos exercices de fiabilité, donc à la fois au NPCC et au NERC, bien là on recueille les commentaires de nos pairs et donc là on a des commentaires puis ils nous disent... ils s'inquiètent eux-aussi : « Est-ce que vous avez fait telle affaire? Telle affaire? » Et puis quand on s'exprime devant eux puis quand on leur montre les différents enjeux qu'on a, bien, on se fait « challenger » là parce qu'on s'entend que le Québec fournit de la puissance au voisin et donc

ça, ils veulent s'assurer qu'ils vont bien l'avoir, cette puissance-là.

Il faut se rappeler d'un point de vue historique, qu'avant le programme de la RFT, les voisins considéraient comme un événement normal, la perte du Québec. C'est-à-dire que s'ils faisaient leurs affaires de l'autre côté de la frontière, et puis au lieu de faire une simulation de pertes d'une ligne, ils disaient : « Pertes du Québec » puis donc ça veut dire que nous là, on n'était pas capable d'exporter plus que quinze cents mégawatts (1 500 MW) vers eux.

(9 h 10)

Après, on a fait toute la mise à niveau, on s'est doté d'un plan de défense et là, on est devenu aussi fiable qu'eux en en faisant plus, comme on l'a expliqué, et là, ils ont dit : « O.K. À partir d'aujourd'hui là, je considère qu'on va regarder le -1 Châteauguay, on va regarder le -1... Euh... Comment, Sandy Pound, on va regarde N-1 indépendamment. Donc, on était devenus aussi fiables qu'eux. Donc là, la ligne Châteauguay comptait pour une ligne, alors qu'avant... donc, on était capables de mettre quinze cents (1500) sur Châteauguay, quinze cents (1500) sur Sandy Pound et

on a amélioré notre fiabilité. Mais ça, ils le surveillent toujours, ils veulent toujours s'assurer que ce qu'on fait là est toujours vrai, donc on a... on a besoin de démontrer notre performance pour rassurer nos voisins que nous sommes des partenaires fiables d'un point de vue... fiables d'un point de vue technique et fiables d'un point de vue commercial, parce que ça vient avec, on s'entend. Donc ça, là, c'est à ces moments-là qu'on ajuste nos opinions, puis c'est là où on se dit : bien on fait ce qu'il faut, là.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie. Moi, ça complète mes questions.

Me YVES FRÉCHETTE :

J'aurai un réinterrogatoire très court, Madame la Présidente, si vous permettez.

LA PRÉSIDENTE :

Allez-y.

RÉINTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE :

Q. **[30]** Et c'est en suivi de la question que vous avez posée sur l'impact tarifaire de la solution 1. Alors vous me corrigerez, là, au fur et à mesure. Je vous demanderais de projeter, Monsieur Roy, la « slide » numéro 15.

Ce que vous nous avez mentionné en réponse

à la question de madame la présidente c'est que l'impact tarifaire a été calculé sur la solution 1, donc les valeurs qui apparaissent à la colonne de la solution 1 à cette... à la page 15, c'est exact?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui, oui.

Q. **[31]** Et là, elle vous demandait la comparaison avec la mise en place d'une solution 3 et l'impact tarifaire de la solution 3. Et on voit, au niveau des investissements, deux cent soixante-dix-sept millions (277 M). Est-ce que, si vous aviez à recalculer l'impact tarifaire pour la solution 3, est-ce que cette valeur-là demeurerait la même?

R. Non, parce que la solution 3 changerait. On n'a pas fait d'avant-projet sur la solution 3. Donc la solution 3 il faudrait la développer puis obtenir un coût... un coût de construction qui correspondrait à un résultat de l'avant-projet.

Q. **[32]** C'est bien. Et également, hier vous avez discuté, il me semble, en réponse aux échos aux questions de mes collègues, sur des renforcements, des coûts de renforcement au niveau du verglas, par exemple. Est-ce que ça devrait être considéré dans la solution 3?

R. Le cas échéant, si on allait sur la solution 3, la

sécurisation, elle serait requise pour aller chercher... sécuriser le corridor Manic-Québec et des coûts de sécurisation seraient à inclure dans la capitalisation. Et là, évidemment, là, en termes de coûts en capitaux... Bien peut-être que tu peux la montrer, la « slide », Yannick, c'est les coûts en capitaux, là, j'ai oublié la « slide »... Celle-là, voilà. Bien là, on s'aperçoit que les coûts en capitaux, si on considère la sécurisation dans le scénario 3, là, donc c'est la barre bleue... attendez, excusez-moi. Donc, je suis à la « slide » 17 de la présentation du début, là. Donc, on a des coûts en capitaux qui s'élèvent à un peu moins de six cent millions (600 000 $), puis quand on a la solution 3 compensation série avec sécurisation, on revient quasiment à des coûts en capitaux équivalents.

Donc là, l'impact tarifaire étant calculé sur les coûts en capitaux, on reviendrait à peu près à la même chose.

Q. **[33]** C'est bien, ça complète mes questions. Je vous remercie.

LA PRÉSIDENTE :

Merci. Merci. Donc, il n'y a plus de questions. Merci de ces précisions. Est-ce que c'est l'heure

de libérer les témoins?

Donc, merci beaucoup pour votre généreux témoignage, expert témoignage, votre grande présence. Et donc, vous êtes libérés. Ce n'est pas suffisant de remercier les gens, il faut aussi les libérer.

ÉCHANGES DE PART ET D'AUTRE

Me YVES FRÉCHETTE :

Au niveau des formalités maintenant, alors vous recevrez d'ici... vers l'heure du midi, on assermentera monsieur Delourme sur l'affidavit que je vous ai promis, là, pour compléter les aspects liés à l'audience du huis clos qui s'est tenue dans une autre audience.

Également, à l'initiative, là, à la suggestion de maître Fortin et de l'équipe, une version caviardée de la présentation sera déposée au même moment avec l'affidavit. Donc, vous aurez l'affidavit et une version caviardée de cette pièce-là qui l'accompagnait, l'une des deux pièces, là, j'ai oublié la cote, vous me pardonnerez. Évidemment, on ne fera pas l'exercice pour les notes sténographiques, là, qui sont les notes sténographiques de témoignages, mais la présentation qui l'accompagne, elle, il y aura donc

une version caviardée et une version complète pour...

LA PRÉSIDENTE :

Bien je vous remercie.

Me YVES FRÉCHETTE :

Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Par curiosité, là, je connais un peu la réponse, mais pourquoi vous ne fera pas l'exercice pour les notes caviardées?

(9 h 15)

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est que les notes caviardées c'est vraiment le témoignage, c'est les notes sténographiques de l'audience du huis clos, alors par...

LA PRÉSIDENTE :

Prudence.

Me YVES FRÉCHETTE :

... la pratique... la pratique étant qu'un huis clos étant ce qu'il est, là, c'est le huis clos global qui couvre entièrement les propos qui se sont tenus là. Alors vous imaginez la tâche, là, d'essayer de déterminer à l'intérieur d'un huis clos... ce serait vraiment un travail... je vous soumets, là, qui n'apporterait pas beaucoup

d'utilité au processus. Mais je crois qu'avez la présentation caviardée en élément public et les gens qui sont ici qui ont déjà participé à cette audience-là sont certainement pleinement en mesure de vous faire part de leurs représentations.

Il est toujours possible aussi de déposer des plaidoiries en deux temps dans le sens une version caviardée pour les fins du dossier public et une plaidoirie complète pour les fins de la Régie. Alors, c'est toujours possible à nous-mêmes ainsi qu'à mes collègues.

Donc, dans ces circonstances-là, je dois vous dire que je me sens très à l'aise que votre processus est sain et bien puis c'est une suggestion que je vous fais mais que...

LA PRÉSIDENTE :

D'accord.

Me YVES FRÉCHETTE :

... le cadre est bien respecté. Je vais m'en remettre à vous si jamais vous avez une autre vision mais je me sens bien à l'aise de vous proposer ça.

LA PRÉSIDENTE :

Donc, votre demande est à l'effet que, pour les notes sténographiques, c'est l'ensemble du document

qui doit être considéré comme confidentiel.

Me YVES FRÉCHETTE :

Bien sûr.

LA PRÉSIDENTE :

Et pour la pièce... la présentation, donc, c'est selon les informations qui seront caviardées...

Me YVES FRÉCHETTE :

Exact.

LA PRÉSIDENTE :

... que vous allez nous remettre, qui est votre demande...

Me YVES FRÉCHETTE :

Exact.

LA PRÉSIDENTE :

... que ces informations-là demeurent confidentielles. O.K.

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est ça. Et dans l'affidavit de monsieur Delourme, vous verrez une mention... une référence au huis clos qui a été tenu dans le cadre de cette audience-ci qui contient les motifs à la base.

LA PRÉSIDENTE :

C'est ça, qui contient les motifs, qui justifie pourquoi l'ensemble du document des notes sténographiques doit être...

Me YVES FRÉCHETTE :

Exactement.

LA PRÉSIDENTE :

Je pense que ça sera complet comme demande. Je vous remercie beaucoup.

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est moi qui vous remercie.

SUSPENSION

REPRISE

LA PRÉSIDENTE :

Alors, Maître Pelletier, il est neuf heures et vingt (09 h 20), je pense qu'on peut procéder sans pause à moins que quelqu'un s'y oppose, à moins que vous préfériez prendre une pause.

Me PIERRE PELLETIER :

Bien...

LA PRÉSIDENTE :

Il est et vingt (20), donc, je reviendrai à et vingt-cinq (25)? C'est comme ça? O.K.

SUSPENSION

REPRISE

(9 h 25)

Me PIERRE PELLETIER :

Alors, bonjour.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Pelletier, je suis arrivée avant, avant les autres. Je ne sais pas si ça... Préférez-vous qu'on attende, je sais que c'est inusuel. Pardon! Les gens, Maître Fréchette et puis mon équipe. Bon. Bien, tout le monde s'en vient. J'ai fait ça un peu vite là, il n'était pas et vingt-cinq (9 h 25). Il faut que je fasse quelques erreurs, comme ça j'ai la possibilité de m'améliorer en termes de gestion d'audience. Excusez-moi. Non. C'est mes excuses. Je suis arrivée un peu à l'avance. Donc, Maître Pelletier, alors je pense qu'on peut commencer.

PREUVE DE L'AQCIE-CIFQ

Me PIERRE PELLETIER :

Oui. Alors, Pierre Pelletier pour l'AQCIE et le CIFQ. Les membres du panel ont pris place. Il s'agit, de droite à gauche, de monsieur Paul Paquin qui est ingénieur économiste et qui agit à titre d'analyste pour l'AQCIE et le CIFQ, monsieur Pierre Vézina au centre qui est directeur énergie et environnement au Conseil de l'industrie forestière du Québec et Maître Jocelyn B. Allard, président de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité.

L'AN DEUX MILLE DIX-NEUF (2019), ce vingt-huitième (28e) jour du mois de février, ONT COMPARU :

PAUL PAQUIN, analyste en énergie, ayant une place d'affaires au 1685, rue Séguin, Brossard (Québec);

PIERRE VÉZINA, ingénieur, directeur énergie et environnement pour le CIFQ, ayant une place d'affaires au 1175, avenue Lavigerie, Québec (Québec);

JOCELYN B. ALLARD, avocat, président de l'AQCIE, ayant une place d'affaires au 1010, rue Sherbrooke Ouest, Montréal (Québec).

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

INTERROGÉS PAR Me PIERRE PELLETIER :

Q. **[34]** Alors, on va procéder à l'adoption de la preuve. Je vais vous poser à tous trois la même question. Est-ce que vous avez participé à la rédaction du mémoire de l'AQCIE et du CIFQ qui a été produit d'une part, sous pli confidentiel comme

pièce C-AQCIE-CIFQ-0020, et d'autre part comme pièce caviardée sous la cote C-AQCIE-CIFQ-0017, premièrement? Et deuxièmement, est-ce que vous avez tous participé à la préparation de la réponse à la demande de renseignements de la Régie qui a été produite sous la cote C-AQCIE-CIFQ-0023? Alors, Monsieur Paquin.

M. PAUL PAQUIN :

R. Oui.

Q. **[35]** Monsieur Vézina.

M. PIERRE VÉZINA :

R. Oui et oui.

Q. **[36]** Maître Allard.

Me JOCELYN B. ALLARD :

R. De même, oui et oui.

Q. **[37]** Bien. Je vous remercie. Nous allons procéder en deux temps, Madame la Présidente. D'abord, monsieur Paquin va faire une présentation de la position de l'AQCIE-CIFQ et ensuite je poserai quelques questions à messieurs Vézina et Allard. Alors, Monsieur Paquin.

M. PAUL PAQUIN :

R. Alors, bonjour, Madame la Régisseur. Alors, ma présentation va être en deux points. Alors, la présentation est à l'écran, c'est du texte, mais je

vais la lire. J'ai voulu quand même qu'elle soit à l'écran principalement parce qu'il y a beaucoup de tableaux et c'est plus facile lire les tableaux sur un écran que... Mais, par contre, pour le texte, je pense que c'est... vous pouvez l'écouter ou le lire, comme vous voulez.

Alors, la présentation va être en deux sujets, soit : est-ce qu'un ajout au réseau de transport est requis? Et deuxièmement, est-ce que l'analyse économique permet de conclure quant à l'avantage d'un scénario?

(9 h 30)

Alors, considérant le premier aspect, soit « est-ce qu'un ajout est requis », il y a deux perspectives que nous voulons présenter, soit celle du Transporteur et celle des intervenants. Soit les intervenants, ce sont eux qui sont appelés à assumer les coûts des ajouts. Alors, celle du Transporteur selon laquelle il faut planifier le réseau sans congestion. Ça, c'est mentionné à B-0074 page 3. Le Transporteur dit :

> Le Transporteur souligne qu'il conçoit son réseau sans congestion. Ceci lui permet de garantir que la capacité de transport soit suffisante pour

> satisfaire les besoins de ses clients, que ce soit pour l'alimentation de la charge locale ou pour les services de transport de point à point.

Il ajoute aussi que :

> Une réduction de mille mégawatts (1000 MW) au niveau de la production ne respecterait pas les critères de conception du réseau puisque cela créerait de la congestion et ainsi ne garantirait plus une capacité de transport suffisante pour satisfaire les besoins des clients du Transporteur.

Maintenant, sur ce point-là, ce n'est pas dans ma note, mais suite à la question que vous avez posée ce matin, à ma connaissance, l'élimination d'une congestion ne fait pas partie des normes du NPCC et du NERC. Sur les réseaux américains, à plusieurs endroits, il y a des congestions et c'est le prix... ça fait varier les prix de transit. Mais il n'y a pas comme tel une norme qui dit, il faut qu'il y ait aucune congestion sur le réseau.

Ensuite de ça, il y a lieu de préciser que, dans le cas actuel, la réduction de production de

mille mégawatts (1000 MW) ne serait requise que dans une situation de réseau dégradé. Et selon les intervenants, il est normal que certaines contraintes apparaissent dans une telle situation. Maintenant, la perspective des intervenants, c'est que l'objectif, c'est de satisfaire les besoins des clients, les clients de la charge locale, les clients de point à point au moindre coût toujours, quand même respectant les critères de fiabilité approuvés par la Régie.

Dans cette perspective, l'objectif n'est pas d'éliminer toute congestion, parce qu'il est possible d'éliminer toutes les congestions puis de ne pas alimenter la charge si les ressources ne sont pas suffisantes. Ce qui est pertinent, c'est d'avoir les ressources suffisantes. Et si ces ressources-là permettent d'alimenter les charges locales même s'il y a une congestion, en ce qui nous concerne, c'est de l'alimentation de la charge qui doit prédominer.

C'est cette démarche que nous avons développée dans notre mémoire. Et elle est basée sur les prémisses suivantes. Soit en situation de réseau dégradé, le niveau des transits dans le corridor Manic-Québec doit être réduit de deux

mille cinq cents mégawatts (2500 MW) par rapport au niveau de transit montré aux simulations du Transporteur. Ce deux mille deux cents mégawatts (2500 MW) là a été obtenu, parce que le Transporteur dit qu'il y a la norme, son critère N-1-1500, il réduit la production. Et il a mentionné aussi que si son transit était diminué de mille mégawatts (1000 MW) de plus, ça satisferait ses critères de fiabilité. Alors on arrive à deux mille cinq cents (2500 MW).

Il est à noter que cette réduction ne serait requise qu'en situation de réseau dégradé dans le corridor Québec, Manic-Québec, et durant quelque cent (100) heures de la pointe de la charge locale. En effet, ce cent (100) heures-là, on peut le justifier en disant que, selon le suivi, j'ai été voir le suivi deux mille dix-sept (2017) de l'entente globale cadre, la courbe de puissance classée du volume d'électricité fourni par le Producteur au Distributeur, les valeurs apparaissent, alors, je les ai mises en puissance classée. Il y a une différence de deux mille sept cent quarante-sep mégawatts (2747 MW) entre le volume à la pointe, fine pointe du réseau et la capacité à la centième heure plus loin. Donc, à ce

moment-là, étant donné que les besoins, la diminution serait deux mille sept cents (2700), bon, bien, à cette période-là, bon, bien, on pourrait diminuer trente-sept (37) de deux mille cinq cents (2500 MW), il n'y aura pas de problème.

La deuxième prémisse, c'est que les besoins à satisfaire sont ceux de la charge locale et ceux des clients de point à point, tel que présenté au dossier tarifaire du Transporteur à R-4058, le dernier dossier. J'ai indiqué le tableau qui montre ces besoins-là.

Maintenant, les mesures que nous avons examinées pour réduire le transit, il y en a plusieurs. La première, c'est qu'en réseau dégradé, il faut considérer uniquement les besoins fermes. Alors, on enlève les charges interruptibles et les capacités liées aux gestions de puissance.

Deuxième point. En situation critique aussi, en réseau dégradé lors de demande maximale de la centrale de Bécancourt de quatre cent onze mégawatts (411 MW) peut être utilisée, ce qui permet de réduire d'autant de production de la centrale de la Côte-Nord.

(9 h 35)

Troisième point. Il y a une capacité de

cinq cents mégawatts (500 MW) qui est disponible, qui est résultant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO. Cette capacité-là n'est pas dans les simulations qui ont été présentées. Et ce cinq cents mégawatts (500 MW)-là apparaît dans le tableau qui est indiqué, ça, c'est à l'annexe C du Suivi du plan d'approvisionnement deux mille dix-sept, deux mille vingt-six (2017-2026) du Distributeur. C'est marqué « confidentiel » là, mais maintenant la confidentialité a été levée là.

Alors, on voit là, il y a un cinq cents mégawatts (500 MW) qui apparaît... Oh... Je m'excuse, ce n'est pas celui-là, excusez. Ça n'apparaît pas à l'annexe C, ça apparaît à l'annexe E. Ah! Non, non, c'est ça : « Actifs de puissance court terme, cinq cents mégawatts (500 MW) », excusez. On le voit : « Actifs de puisance court terme, cinq cents mégawatts (500 MW). »

Un quatrième point, un quatrième moyen, c'est le maintien des besoins de point à point au niveau de l'année deux mille vingt et un, deux mille vingt-deux (2021-2022), du tableau ci-dessus. Parce qu'on voit qu'à l'année deux mille vingt-deux, deux mille vingt-trois (2022-2023), il y a une augmentation des besoins de point à point au-

dessus de mille mégawatts (1 000 MW). À l'audience du vingt-sept (27) février, le Transporteur a précisé qu'il s'agit d'une nouvelle interconnexion avec le New Hampshire. Alors, nous, on comprend qu'il s'agit du projet qui a été déposé à la Régie dans le cadre du poste des Cantons.

À ma connaissance, ce projet-là, en tout cas là, il est sur la glace ou il est presqu'annulé parce qu'il n'y a pas eu de possibilités de construire des lignes aux États-Unis. Alors, dans le cas où une nouvelle réservation serait demandée, le Transporteur pourrait imposer certaines restrictions afin de maintenir un niveau de transit acceptable dans le corridor Manic-Québec comme cela est prévu à l'article 15.4 des Tarifs et conditions. Il est à noter que ces restrictions ne seraient requises uniquement durant cent (100) heures, durant la demande de pointe et en situation de réseaux dégradés dans le corridor Manic-Québec.

En plus, au document qui vient du dossier tarifaire B-0093, il montre les besoins de point à point de long terme et il est indiqué que certaines réservations de long terme viendront à échéance dans un avenir rapproché. Alors, j'énumère les trois qui sont indiqués, entre autres. Et encore

là, dans le cas où ces clients voudraient renouveler leurs réservations, le Transporteur pourrait émettre certaines restrictions, comme celles que je viens de mentionner. Mais à l'audience, le Transporteur a mentionné que selon les Tarifs et conditions, il a l'obligation de renouveler ses réservations.

Alors, selon les intervenants, il s'agit... l'article qui a été mentionné par le Transporteur, il s'agit d'une priorité et non un renouvellement automatique. Parce que s'il y a d'autres... il y a d'autres qui peuvent venir « challenger » et à ce moment-là, il peut devoir modifier son renouvellement. Et à ce moment-là, aussi, les modalités de l'article 15.4 peuvent s'appliquer. En effet, l'article 15.4, il s'intitule ainsi : « Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion et la modification des réseaux de transport, ou une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle. » Alors, l'obligation qui est indiquée là est générale, elle n'exclut pas un renouvellement de réservation.

Une sixième possibilité, c'est une augmentation des besoins de la Basse Côte-Nord,

comme cela a été proposé par les intervenants dans le dossier 4045. Et aussi, une dernière, qui est la réduction de deux cent cinquante mégawatts (250 MW) résultant de l'abaissement de la tension. Ça, ça apparaît dans les bilans du Distributeur, à l'état d'avancement deux mille dix-huit (2018).

Alors, là, là, je présente maintenant deux tableaux qui est un sommaire chiffré de tous les moyens que je viens d'énumérer. Le premier tableau, c'est celui qui apparaît au mémoire. Il montre les besoins fermes à alimenter sur la période deux mille vingt, vingt et un (2020-2021), deux mille vingt-cinq, deux mille vingt-six (2025-2026), ainsi que l'écart des capacités par rapport aux simulations du Transporteur. Alors, on voit ici, à la toute fin, l'écart par rapport aux simulations. On a pris les besoins de la charge locale, le point à point, le total des besoins de pointe. On enlève les besoins de puissance donc on obtient des besoins fermes alimentés, et si on diminue ça du quarante-trois mille huit cent onze (43 811 MW), on obtient des écarts par rapport aux simulations. (9 h 40)

Maintenant, à partir de cette dernière ligne-là, on passe au tableau 2 où là, on a repris

cette première ligne-là et j'ai ajouté chacun des éléments que je viens d'énumérer. Alors, en faisant cette somme-là, on obtient, la deuxième partie du tableau en bas, le déficit c'est : est-ce que le deux mille cinq cents mégawatts (2 500 MW) est atteint en terme de réduction. On voit que pour les deux premiers atteints, oui, et pour les années suivantes, il y a un déficit de quelques centaines de mégawatts et j'ai ajouté une ligne qui est l'exportation résiduelle.

Alors, on se rappellera que selon le tableau 11, les besoins de point à point sont actuellement de quatre mille six cent soixante et six mégawatts (4 666 MW), soit une valeur un peu plus élevée que celle qui est indiquée au tableau.

Alors, selon les intervenants lorsque requis les réductions de transit de deux mille cinq cents (2 500 MW) pourraient être obtenues par des ententes avec les clients qui possèdent actuellement des réservations de capacité ferme. Il est à noter que les réservations de capacité sont des droits d'utilisation du réseau et non pas une obligation d'utiliser le réseau à la capacité réservée, ainsi le Producteur ou tout comme d'autres clients de point à point va utiliser sa

capacité, la réserver uniquement s'il a intérêt à le faire en effectuant des livraisons d'électricité.

Les clients de point à point doivent conclure une entente financière avec le Transporteur pour restreindre les exportations durant les heures les plus critiques de façon à éviter des investissements majeurs au Transporteur et une augmentation de tarif qui en résulterait.

En audience, le Transporteur mentionne que cette possibilité n'est pas mentionnée aux Tarifs et conditions. Alors, en effet, ce n'est pas mentionné mais ce n'est pas parce que ce n'est pas mentionné que cela est défendu et si on le juge nécessaire, le Transporteur pourrait s'adresser à la Régie pour avoir une autorisation à cet effet.

Toutefois, cela pourrait ne pas être nécessaire puisqu'à l'audience du vingt-sept (27) février, le Transporteur mentionne qu'un réseau dégradé diminue ses exportions de mille quatre-vingt-neuf mégawatts (1 089 MW). Il a mentionné qu'il diminuait la production de mille cinq cents (1 500) mais il faisait partir la centrale de Bécancour à quatre cent onze mégawatts (411 MW) alors, il diminue ses exportations de

mille quatre-vingt-neuf mégawatts (1 089 MW).

Aussi, on veut souligner que l'IESO... -ah! parler plus fort- l'IESO applique une mesure qui lui permet de rapatrier l'énergie en tout temps afin de prioriser l'alimentation de la charge interne de l'Ontario et cela se fait sans compensation financière.

En considérant tous ces éléments, on peut conclure que le bénéfice de la nouvelle ligne aide à rendre possible une plus grande capacité d'exportation dans une situation de réseaux dégradés dans le corridor Manic-Québec au moment de la demande maximale. La justification économique va être examinée dans ce contexte particulier.

Il est à noter que les engagements du Producteur envers des tiers est de trois cent soixante-cinq mégawatts (365 MW), soit une capacité beaucoup inférieure à la capacité d'exploitation résiduelle mentionnée plus haut. Ça, on retrouve ça à l'annexe E du suivi du plan d'approvisionnement.

Alors, l'impact tarifaire du projet. Alors, en prenant le tableau B-007, page 35, qui est l'impact en supposant une vie utile de soixante et quinze (75) ans, la hausse sur le tarif serait de l'ordre de deux pour cent (2 %) après la mise en

service du projet et ça, ça va affecter tous les clients du Transporteur mais ça va apporter un avantage aux clients exportateurs d'énergie, principalement le Producteur.

Les intervenants considèrent que la possibilité d'augmenter les capacités d'exploitation prenait environ cent (100) heures en situation de réseaux dégradés dans le corridor Manic-Québec, c'est quand même une situation assez particulière, ne justifie pas un investissement de sept cent quatre-vingt-douze millions de dollars (792 M$).

Alors, nous allons maintenant passer à l'évaluation économique. Selon les intervenants, l'analyse économique de base devrait être la comparaison économique de la solution appliquée au réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté tel que corrigé à B-0074, page 15, et reproduite ici au tableau 3. Mais nous pensons qu'à ce... il faudrait ajouter... pour la rendre comme base, il faudrait ajouter quelques corrections en considérant les pertes par effet joule et les frais d'entretien et d'exploitation.

Alors, ici, le C est en jaune, soixante-treize (73), c'est juste pour indiquer la

correction qui a été appliquée parce que dans... initialement, le tableau montrait soixante-dix-huit (78), maintenant, soixante-treize (73), juste pour s'assurer que j'ai bel et bien pris le bon... le bon tableau.

(9 h 55)

Alors, ça montre, ça apparaît dans la preuve du Transporteur. Maintenant, si on ajoute à ça des pertes par effet couronne, soit la différence selon l'option... les différentes pertes par effet couronne par rapport... entre les solutions, on obtient le tableau 4, où on voit que, maintenant, le ratio entre la solution un et la solution trois est réduite à 4,3 %.

Maintenant, pour la prise en compte des frais d'entretien et d'exploitation. Alors, ça a été confirmé avec le Transporteur que la comparaison économique ne prend pas en considération les frais d'entretien et d'exploitation des nouveaux équipements mis en service. Selon nous, les frais d'entretien et d'exploitation doivent être inclus dans l'analyse des solutions, et ce n'est pas au Transporteur de déterminer, selon les circonstances et selon son bon vouloir, les modalités de la prise en compte de

ces frais. Ceux-ci ont déjà été définis pour le Transporteur, et reconnus par la Régie dans plusieurs dossiers.

Mentionnons notamment le premier dossier où c'est apparu, c'est 3401-98. Les frais d'entretien et d'exploitation ont été définis pour la première fois. Dans la référence indiquée, le transporteur mentionne :

> Comme l'usage brut, de même que l'utilisation du réseau de transport sont des données fortement variables, Hydro-Québec utilise dans sa planification

on parle de panification ici,

> du réseau à un taux moyen pour les frais d'exploitation d'entretien qui correspond à 15 % de l'investissement.

Juste une précision, on parle de 15 % de l'investissement, ça c'est la valeur actualisée des frais d'entretien et d'exploitation qui correspond à 15 % des investissements.

Ces frais ont également été reconnus par la Régie dans la décision D-2015-209 du dossier R-3888, où il est mentionné, il est donc reconnu, que les ajouts au réseau occasionnent des frais

d'entretien et d'exploitation et que ceux-ci correspondent à 19 % des investissements relatifs aux ajouts. On signale aussi que, dans le dossier actuel, à l'annexe 6 de B-007 présentant l'impact tarifaire de la solution retenue, il est indiqué, à la note 3 : Des frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 19 % de l'investissement.

Et aussi, les mêmes 19 % sont également pris en compte dans la détermination du montant de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau. La même valeur de 19 % apparaît aux Tarifs et conditions, aux pages qui sont indiquées là. Et on retrouve aussi l'application de cette modalité à l'entente de raccordement pour l'intégration des centrales de réseau de transport d'Hydro-Québec entre Hydro-Québec... TransÉnergie et Hydro-Québec Production pour le complexe La Romaine.

À la section 26 de cette entente, qui s'intitule « Engagements du Producteur pour couvrir les frais d'intégration », il est mentionné :

> Les frais d'intégration assumés par le transporteur sont, conformément aux dispositions des Tarifs et conditions, majorés d'un montant de 15 % pour tenir compte des valeurs actualisées

sur vingt ans des coûts d'entretien et d'exploitation des ajouts au réseau additionnels.

Il est donc reconnu que la valeur actualisée des frais d'entretien et d'exploitation, autrefois de 15 %, représente maintenant 19 % de l'investissement initial.

Alors, nous allons maintenant passer à la détermination de ces frais-là dans le dossier actuel. Alors, pour la solution un, les frais annuels d'entretien et d'exploitation sont présentés, comme je le disais tout à l'heure, au tableau... à la pièce B0007, page 35, pour une vie utile de trente-cinq ans. Et la valeur actualisée de ces valeurs annuelles, sur les périodes d'analyse, est de 113 millions.

Maintenant, pour la solution trois, les investissements totaux ne sont pas disponibles. En effet, les valeurs qui apparaissent à l'annexe 5 de B-0007 ne comprennent pas les frais de financement. Là, on a cependant essayé de faire une évaluation approximative en considérant la valeur actualisée des investissements présentés à la page 23 de B-0005, soit en appliquant une proportion des investissements actualisés de la solution un de la

solution trois.

Alors, je donne ici la formule pour faire mon évaluation. J'ai la valeur des investissements de la solution trois est égale aux investissements de la solution un divisés par les valeurs actualisées de la solution un multipliées par les valeurs actualisées de la solution trois. C'est une règle de trois. Juste pour donner une valeur approximative. Et on arrive à un montant d'investissement qui serait d'une valeur de 375 millions, d'où des frais d'entretien et d'exploitation sont évalués à 71 millions, soit 19 % des frais 375 millions.

(9 h 50)

Alors, on arrive à ce moment-là au tableau 5. Et là, on arrive à la toute fin en bas du tableau, on ajoute les frais d'entretien et d'exploitation et on arrive à des coûts pratiquement identiques pour les deux solutions. Donc, le cas de base, les deux solutions sont identiques.

Alors le fait de tenir... de prendre en compte les pertes par effet couronne et les frais d'entretien et d'exploitation, ça a comme effet d'annuler l'avantage économique de la solution 1

par rapport à la solution 3.

Nous allons faire maintenant une analyse de sensibilité. Alors une première analyse de sensibilité, on a la fait sur les coûts évités proposés par le Distributeur. C'est vrai que les coûts... les coûts évités proposés ne sont pas encore approuvés, autorisés par la Régie, mais ça peut nous donner quand même une bonne indication, au moins pour faire une analyse de sensibilité.

Alors si on utilise ces coûts-là, on arrive au tableau 6 et on voit maintenant que la solution 3 devient un peu moins... moins chère, le VGA est plus faible que la solution 1.

Maintenant, dans le même dossier tarifaire du Distributeur, l'AQCIE-CIFQ avait souligné que la valeur de l'énergie proposée par le Distributeur pour les coûts évités incluait une partie... une portion de son coût et était constituée d'un coût de puissance. Et à ce moment-là, elle avait proposée d'éliminer ce coût de puissance-là, qui était inhérent au coût d'énergie. Et à ce moment-là, on arrivait... on avait proposée des coûts évités différents. Alors comme analyse de sensibilité, on a fait évaluer les pertes en considérant les coûts évités proposés par l'AQCIE-

CIFQ et maintenant on arrive à une valeur qui est quatre-vingt-douze pour cent (92 %)... la solution 3 est quatre-vingt-douze pour cent (92 %) de la valeur de la solution 1.

Maintenant, il y a une autre sensibilité que nous voulons apporter. Ce sera sur le taux d'actualisation. Parce que l'analyse de sensibilité montre que les pertes électriques... l'analyse portant sur les valeurs unitaires des pertes électriques montre que la solution 1 n'est pas la plus avantageuse, c'est ce que je viens de dire.

De plus, on considère que la composante pertes électriques n'est pas... n'a pas la même probabilité de réalisation que les investissements. Pour illustrer l'impact que pourrait avoir cette différence de probabilité, les intervenants ont réalisé une étude de sensibilité sur le taux d'actualisation à appliquer à la valeur des pertes électriques en utilisant un taux de dix pour cent (10 %).

Le tableau ci-dessous présente les résultats en ayant une analyse de sensibilité sur les taux d'actualisation de dix pour cent (10 %), et à ce moment-là on s'aperçoit que la valeur des pertes est très, très importante, on arrive quand

même à une valeur qui est beaucoup plus faible.

Alors on peut constater que la valeur des pertes électriques a un impact prédominant sur la VGA des réseaux analysés. Il y a donc lieu de s'assurer que la prévision de ces pertes est fondée sur des hypothèses solides pour la période d'analyse de quarante (40) ans. C'est bien important de... c'est basé sur des hypothèses solides. C'est sûr que quand il y a une nouvelle ligne ça réduit les pertes, mais est-ce que ces pertes-là vont perdurer pendant quarante (40) ans? C'est là que, à notre avis, c'est là qu'est l'incertitude.

Alors notre conclusion c'est que dans l'hypothèse où la Régie considérerait qu'un ajout au réseau est nécessaire pour satisfaire les besoins du Transporteur, les intervenants sont d'avis que sur le plan économique, la solution 3 est préférable, car elle comporte moins d'incertitudes que la solution 1, notamment concernant le coût des pertes électriques sur une période de quarante (40) ans.

À cet effet, il y a lieu de mentionner qu'une augmentation des besoins sur la Côte-Nord aurait pour effet de réduire les pertes

électriques. Et je pense qu'il n'y a personne qui peut présumer qu'il n'y aura pas d'augmentation de charge dans cette région pour les quarante (40) prochaines années. Donc, les probabilités sont qu'il y ait une diminution des pertes sur les quarante (40) prochaines années.

De plus, la solution 3, qui est une solution de compensation série, pourrait être optimisée davantage et peut-être arriver à un coût plus bas que celui qui est présenté actuellement.

Alors considérant ces éléments, les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser le projet.

Maintenant, quelques petits mots concernant le renforcement du réseau. Le Transporteur mentionne que les solutions 1 et 2 impliquent la construction de lignes qui satisfont des critères de robustesse plus élevés face au verglas. C'est vrai. Il ajoute que dans le cas d'une mise en place de la solution 3, il sera nécessaire d'investir dans le réseau de renforcement de la ligne Micoua-Saguenay afin d'obtenir un service équivalent pour chacune des trois solutions et c'est là, quand ils disent : « C'est nécessaire », c'est pour obtenir un service équivalent.

(9 h 55)

Cependant, ils ne présentent pas de justification quant à la nécessité de ce renforcement. Alors, ils disent que c'est nécessaire, c'est nécessaire pour obtenir le même service ou un service équivalent, mais on ne justifie pas la nécessité de ce service équivalent. Et à ce moment là je pense, qu'en toute logique, on ne peut pas ajouter à la situation actuelle le coût d'un renforcement parce que il faut d'abord pouvoir justifier que ce renforcement-là est requis.

Alors, à ce moment-là, de la même façon que les gains éventuels de la capacité de transport ne sont pas évalués par le Transporteur, mais sont considérés comme un bénéfice collatéral, accessoire ou local, selon les mots du Transporteur, un gain éventuel de renforcement de réseau pourrait être considéré aussi comme un gain collatéral qui n'a pas à être évalué. Alors, ça termine ma présentation. Je vous remercie de votre attention.

Me PIERRE PELLETIER :

Merci, Monsieur Paquin.

Q. **[38]** Est-ce que Monsieur Vézina, vous avez quelques commentaires à formuler?

M. PIERRE VÉZINA :

R. Oui. Bonjour, Madame la Présidente. Oui, effectivement, j'aimerais apporter quelques considérations plus générales. D'abord, considérant la question des normes, je pense que ça a été mentionné, il y a une analyse dynamique, mais je pense qu'il y a un certain nombre de prémisses qui mériteraient d'être revues ou questionnées, à tout le moins. Alors, on inviterait sûrement la Régie, ici là, à se pencher sur ces questions-là.

Est-ce qu'effectivement, les normes qu'on applique sont comparables aux réseaux voisins? Est-ce que si on se donne un niveau de qualité de services, est-ce que ça va au-delà de ce que les clients ont besoin?

Moi, je pense qu'il y a une question coût/bénéfice derrière ça. C'est certain que c'est relativement facile pour le Transporteur de dire : « J'ai besoin du niveau de service le plus élevé possible qui m'assure qu'en tout temps, mon réseau est garant de fournir, de livrer, le moindre kilowattheure (kWh) dans les réseaux voisins, mais il y a un coût à ça. Et ce coût-là, bien, madame, c'est la charge locale qui le paie.

J'entendais monsieur Delourme nous dire

tantôt que : « Oui. C’est fantastique, on s’est amélioré, on a un meilleur réseau. Maintenant, les réseaux voisins nous font confiance. » Mais je peux vous dire une chose, c’est le Producteur qui exporte, mais ceux qui ont payé pour le renforcement du réseau, bien, c’est très, très majoritairement de la charge locale. Quels sont nos bénéfices? Pas si évident.

Donc, ça, je pense que la première considération que je suggère à la Régie, c’est de se pencher sur cette question-là des normes et qu’on examine ça ensemble là pour bien comprendre, effectivement, où est-ce qu’on s’en va avec ça, puis si c’est le bon... je dirais, ratio coût/bénéfice.

Ma deuxième considération et invitation à la Régie, c’est de continuer à se pencher sur la question de la causalité. Écoutez, je pense que probablement que les trois quarts du temps qu’on a passé ici dans les derniers jours ont tourné autour de ça.

En fait, bien conscient de la décision en Phase 1 dans le 3888, toutefois, je vous dirais que les clients que moi, je représente, les industriels, puis j’ai le sentiment aussi que

certains autres clients d'associations ici présents, bien, on a l'impression qu'on n'est pas traité équitablement dans cette approche-là.

On l'a vu, le Producteur a fait un certain nombre de changements dans le positionnement de ses ressources et on se retrouve qu'avec ces changements-là, bien, c'est la charge locale qui doit assumer les coûts.

Par ailleurs, la proposition 1 qui est mise sur la table, bien, on sait qu'elle va libérer des quantités significatives de disponibilité du réseau pour des exportations supplémentaires.

(10 h 00)

Alors, je ne peux que suggérer à la Régie de continuer à réfléchir sur cette question de causalité-là parce qu'il devrait y avoir aussi un enjeu d'utilisateurs-payeurs en arrière de ça et non seulement d'un déclencheur. C'est clair que Hydro-Québec est bien positionnée stratégiquement, puis là, je dis Hydro-Québec, je nomme même pas de division, pour se positionner au bon moment de manière à ce que le déclencheur soit celui qu'ils souhaitent et on l'a vu, presque systématiquement, le déclencheur c'est la charge locale. Alors, on est préoccupé par ça puis on invite la Régie ici à

continuer à la réflexion sur cette question-là parce qu'elle nous semble importante. Et si la clientèle considère qu'ils ne sont pas traités équitablement, bien, je pense qu'il y a un problème ici.

Dernier commentaire, je pense qu'on l'a mentionné en terminant, est-ce que la charge sur la Côte-Nord va évoluer? Ça nous semble assez évident. Je porterai à votre attention qu'actuellement même dans les journaux, on peut voir que plusieurs projets industriels importants sont à l'étude. Je comprends que leur position sur les réseaux pour l'instant, on n'est pas capable d'analyser exactement mais je nommerai certainement celui-là au nord du Saguenay qui est le projet de compression de gaz naturel, c'est un appel de cinq cent cinquante mégawatts (550 MW). Il y a également un projet de mine important de Rio Tinto. Il y a le redémarrage de la mine Scully. Il y a le doublement de la capacité de la mine du Lac Bloom. Ça fait que qu'il y a plusieurs projets qui sont déjà présentement à l'étude. Alors, dans un horizon vingt (20), vingt-cinq (25), on peut penser qu'il va y avoir des changements quand même notables.

Ça fait que c'est les considérations que je

voulais porter à votre attention et je pense que mon confrère a aussi a quelques commentaires à faire.

Me JOCELYN D. ALLARD :

Oui. Merci, Monsieur Vézina. Bonjour, Madame la Régisseure. Alors, évidemment, je souscris aux propos et à l'analyse de monsieur Paquin au nom de l'Association des consommateurs industriels du Québec d'électricité et ceux de monsieur Vézina. Je veux juste... peut-être juste vous remettre un petit peu de contexte également dans ce dossier-là.

Vous savez, quand c'est arrivé puis peut-être parce que c'est arrivé en début d'été, il y avait des gens chez nous dans les membres qui avaient un peu de temps ou en tout cas qui m'ont même... souvent, généralement, on suit les dossiers puis on les informe : « Bon, telle demande est faite par le Distributeur », ou le Transporteur, mais dans celui-ci, il y a des... il y a certains des représentants des membres qui ont communiqué avec moi en me disant : « Il y a un projet de huit cents millions de dollars (800 M$) à peu près d'investissement, c'est-tu vraiment nécessaire? Puis ils peuvent-tu faire autrement? Comment est-ce que... Ça se peut-tu? C'est-tu pour aider à

l'exportation? » Alors, il y a un grand scepticisme, hein, chez les membres.

Ça, je pense que c'est important que je vous le relaie, c'est mon rôle de vous faire part des positions, des préoccupations des grands consommateurs industriels du Québec. Alors, c'est la raison pour laquelle on a mandaté monsieur Paquin de regarder ça, on a analysé le dossier, on a tourné ça et, évidemment, je ne peux pas faire autrement que d'arriver à la conclusion : vous savez, devant la Régie, c'est la réglementation d'un monopole comme le Transporteur, c'est pour remplacer justement le vrai monde à la compétition, les pressions, la réalité des choses, et de là les questions légitimes des industriels qui vivent avec toutes sortes de décisions à prendre. « Est-ce que je dois faire tel investissement? Est-ce que je fais de la surqualité ici? Est-ce que je peux rencontrer mon besoin en faisant les choses différemment? » Et c'est le problème de la réglementation traditionnelle, ce qu'on vit ici, c'est de la surqualité, c'est ce qu'on appelle le réseau chromé, c'est : « Bon, voici les normes auxquelles on va arriver. » Et la démonstration de monsieur, l'analyse que monsieur Paquin a faite,

alors, je pense que ça démontre qu'il y a moyen de faire autrement, il y a moyen d'approcher, d'optimiser différemment en tenant compte beaucoup plus de l'intérêt des clients qui payent en bout de compte pour ces investissements-là qui sont les clients que nous représentons et les autres classes de clients également du Québec. Alors, ça c'est la grande préoccupation que nous avions.

Je comprends que ça soit dans l'ADN d'un monopole comme le Transporteur, son premier rôle, leur premier rôle c'est de trouver des occasions d'investissement pour leurs actionnaires puis faire plus d'argent en augmentant la base de tarification ou à tout le moins en la maintenant mais comme monsieur Paquin l'a illustré, on parle d'augmentation tarifaire de... de quoi? De deux pour cent (2 %) pendant des décennies. Et à chaque année, on se présente ici dans les dossiers tarifaires notamment du Distributeur, on cherche des façons de faire pour minimiser la facture des clients ou avoir le plus pour le moins possible puis à chaque année, on dit la même chose, c'est qu'on arrive avec le Transporteur qui, lui, en remet puis qui a toujours des solutions et qui trouve des problèmes pour les appliquer, mais, ça,

ça augmente les coûts.

(10 h 05)

Puis je pense que c'est approprié effectivement de regarder s'il n'y a pas d'autres moyens de faire ou, à tout le moins, de faire en sorte que ceux qui veulent avoir des réseaux encore plus performants pour d'autres fins que ceux des besoins des clients du Québec de la charge locale, bien, que ce soit eux qui le paient, que ce ne soit pas seulement aux clients à faire les frais de ça présentement.

Je ne veux pas répéter ce que mon collègue a dit. Alors je vais m'en tenir à ça. Là, on compte beaucoup sur la Régie, hein, avec le personnel technique pour justement aider à préserver l'intérêt. On a des ressources limitées, comme vous le savez. On fait un bon travail. Monsieur Paquin fait un bon travail. Mais évidemment c'est important que l'ensemble des consommateurs et des clients industriels, notamment ceux que je représente, soient convaincus effectivement que la Régie a regardé toutes les facettes et soit capable d'optimiser pour le bien-être non pas seulement d'Hydro-Québec mais de l'ensemble des clients du Québec. Merci.

Me PIERRE PELLETIER :

Alors, je n'ai pas d'autres questions pour les témoins. Ils sont à la disposition de la Régie et des intervenants.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Cadrin, est-ce que vous avez des questions? Maître Dubé? Maître Neuman, est-ce que vous avez des questions? Maître Fréchette?

LA GREFFIÈRE :

Juste pour mentionner aussi que, pour les fins des notes sténographiques, la présentation de l'AQCIE porte la cote B-AQCIE-CIFQ-0028.

LA PRÉSIDENTE :

Merci, Madame Tremblay.

B-AQCIE-CIFQ-0028 : Présentation de l'AQCIE-CIFQ

Me YVES FRÉCHETTE :

Excusez-moi pour l'intermède! Nous n'aurons pas de questions. Je vous remercie.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Fortin?

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai pas de questions, Madame la Présidente.

INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

Q. **[39]** Merci de votre présentation. J'aurais une petite question. Quand vous faites des hypothèses différentes, là, qui vous mènent à conclure que la solution 3 serait moins coûteuse que la solution 1. Mais, ça, c'est évidemment, vous confirmez, c'est sans inclure les investissements qui seraient requis pour rendre les solutions comparables au niveau de la robustesse par rapport au verglas puis aux intempéries. Donc, ça, vous excluez ces coûts-là de votre analyse?

M. PAUL PAQUIN :

R. Oui, ces coûts-là. D'ailleurs, ils n'apparaissent pas non plus dans l'analyse du Transporteur. Et comme je l'ai mentionné, pour pouvoir les introduire, il faudrait d'une part justifier la nécessité du renforcement. Il ne s'agit pas de dire, on veut que ce soit pareil à l'autre, il faut que ce soit nécessaire que ce soit pareil à l'autre. Si quelque chose donne un service dont tu n'as pas besoin, bien, le service, il ne vaut pas des investissements qu'on va y mettre.

Q. **[40]** Merci. Je voudrais vous parler de causalité des coûts. Dans l'éventualité qu'on reconnaisse le besoin, puis il y a certains intervenants qui

reconnaissent le besoin de cette ligne-là, donc si on prenait pour acquis qu'il y a un besoin pour la ligne, comment est-ce que l'organisation du projet, l'organisation actuelle au niveau de la causalité des coûts pourrait être améliorée? Comment est-ce que la causalité des coûts n'est pas rencontrée puis comment... Qu'est-ce que vous proposeriez? (10 h 10)

R. Donc une hypothèse disons de... peut-être de voir de quelle façon ça pourrait être fait, ce serait possiblement disons d'essayer d'évaluer la capacité supplémentaire que cette ligne-là permet par rapport aux besoins. Et à ce moment-là, que cette capacité supplémentaire-là puisse être refilée à des clients qui ne sont pas de la charge locale, comme hypothèse, là, de... je vous suggère, là, c'est pas...

LA PRÉSIDENTE :

Q. **[41]** Oui.

R. On a fait un caucus de trente (30) secondes, là, c'est...

M. PIERRE VÉZINA :

R. Peut-être que j'ajouterais... c'est un peu le principe de l'utilisateur payeur que je mentionnais, mais j'ai l'impression qu'il faut

qu'on aille plus loin dans la réflexion. C'est difficile pour nous autres de vous dire : bon, ce serait ça, là, mais vous êtes pris avec une décision à rendre, j'en suis bien conscient et on est aussi un peu pris dans la dynamique de la décision de la Phase 1 de la 3888 par rapport à cette notion de causalité-là.

Mais par ailleurs, peut-être qu'on peut l'amener plus loin, puis c'est à ça qu'on vous invite. Je pense qu'il y a une réflexion à faire et pour l'instant en tout cas, celle d'utilisateur payeur nous semble probablement la plus appropriée. Par contre, la difficulté naturellement que vous allez rencontrer à ce moment-là c'est : comment on la passe dans les tarifs? Puis comment est-ce qu'on adresse, effectivement, ce montant-là en capitalisation et à qui on le répartit, dans un premier temps, avant qu'il y ait un autre utilisateur qui vienne chercher cette capacité-là pour ses bénéfices.

Donc non, je ne suis pas... malheureusement, cette question-là mérite, je pense, une réflexion peut-être un peu plus approfondie que deux minutes à échanger entre nous autres.

Q. **[42]** Oui, merci, puis vous mentionnez le dossier 3888, qui nous procure un cadre réglementaire pour l'analyse de ce dossier-ci. Mais je vous remercie de vos réponses. J'ai... on m'indique ici que nos ingénieurs auraient quelques questions ou une question à vous poser ou maître Fortin?

Me PIERRE R. FORTIN :

Oui, Madame la Présidente, permettez-moi, je vais me référer aux questions qu'on me demande de clarifier. Juste un moment s'il vous plaît. Après discussion, nous n'aurons pas de questions, Madame la Présidente. Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Donc, c'est terminé. Moi, j'ai terminé mes questions. Je vous remercie de votre témoignage et donc vous êtes libérés. Merci.

Me PIERRE PELLETIER :

Vous n'avez vraiment pas l'âme d'un geôlier.

LA PRÉSIDENTE :

Pardon?

Me PIERRE PELLETIER :

Vous n'avez vraiment pas l'âme d'un geôlier. Je vous remercie.

LA PRÉSIDENTE :

Bon, sans commentaire.

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, c'est ça.

LA PRÉSIDENTE :

Donc, il est dix heures et quart (10 h 15), je crois que les choses vont bon train ce matin. Donc, est-ce qu'on prend une pause à ce stade-ci? On pourrait prendre une pause de quinze minutes (15 min), est-ce que ça vous va? On se retrouve donc à dix heures trente (10 h 30). Maintenant, Maître Cadrin, le huis clos, est-ce que vous préférez commencer avec le huis clos ou terminer avec le huis clos?

Me STEVE CADRIN :

C'est pour madame la greffière et sa pause à elle.

LA PRÉSIDENTE :

Donc... si on lui... si on lui demandait qu'est-ce qu'elle en pense. Est-ce que... est-ce qu'on... Donc, finir par le huis clos parce que...

Me STEVE CADRIN :

Moi, on me suggère de commencer par ça, je m'excuse, là, je pensais que c'était pas grave, mais...

LA PRÉSIDENTE :

Alors dans ce cas-là, on lui donnera ses vingt minutes (20 min).

LA GREFFIÈRE :

Non, quinze (15) ça va aller.

LA PRÉSIDENTE :

Quinze (15), ça va aller. Donc, ça veut dire qu'on peut se retrouver ici à dix heures trente (10 h 30).

LA GREFFIÈRE :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

Ça vous va, Maître Cadrin?

Me STEVE CADRIN :

Oui, ça me va, absolument. C'est ce qu'on avait prévu hier, selon ce qu'on avait dit hier, je m'excuse.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait.

Me YVES FRÉCHETTE :

Mais je comprends que ce que ça va exiger c'est une autre pause en cours de route pour reprendre. Ça fait que si jamais on commençait par du public, on pourrait filer et finir ensuite pour la pause dîner avec le huis clos jusqu'à la fin, c'était ça que madame la greffière avait en tête, là.

Me STEVE CADRIN :

Bien là, je comprends ce que vous dites là, mais on

l'a fait de cette façon-là hier parce qu'on avait dit l'inverse hier, ça fait que je m'excuse, là, je suis très... sincèrement désolé. On a juste à aligner nos affaires comme il faut puis... La portion, je dirais, numéro 1 c'est le besoin, là, en tant que tel, il vient aussi séquencer avant, là.

LA PRÉSIDENTE :

Est-ce que vous allez avoir suffisamment de temps pour terminer avant midi? Si c'est votre contrainte.

Me STEVE CADRIN :

Oui, oui, oui, ça c'est certain, c'est...

LA PRÉSIDENTE :

Parfait.

Me STEVE CADRIN :

Tout ça étant dit.

LA PRÉSIDENTE :

On se laisse et...

Me STEVE CADRIN :

À moins qu'il y ait beaucoup de questions, là.

LA PRÉSIDENTE :

... et on revient à dix heures trente (10 h 30).

Me STEVE CADRIN :

D'accord.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE PUBLIQUE

REPRISE DE L'AUDIENCE PUBLIQUE

(12 h 45)

Me STEVE CADRIN :

Je m'excuse pour maître Fréchette qui est derrière. Maître Fréchette est en train de travailler à établir les éléments à caviarder dans le document qu'on a présenté ce matin. Là il s'en vient dans pas long. Il va nous donner le document. On va faire l'exercice demain puis on va vous produire le document demain selon les mentions qui auront été faites par maître Fréchette.

Me YVES FRÉCHETTE :

Alors, pour les notes sténographiques. Bonjour. J'ai dîné, alors je me sens tout à fait rassasié, souriant, aimant la vie comme je le suis toujours. Alors, à l'invitation de maître Fortin, alors j'ai... et grâce à ce que maître Cadrin m'avait remis, alors j'ai pris la présentation de AHQ qui a été faite par monsieur Raymond ce matin. J'ai identifié avec mes gens les passages qui sont couverts par la demande de confidentialité. Je vais lui remettre directement la copie qu'il m'avait remise. Elle est agrémentée de surlignement et de mes initiales. Alors, vous pourrez certainement

l'identifier facilement. Et vous allez avoir tous les chiffres ou les ingrédients qu'on vous propose comme étant couvert par notre demande et je vous la remets. C'est bon?

Me PIERRE R. FORTIN :

Pour les fins de la transcription, quand vous dites « je vais lui remettre » parce que vous veniez parler de maître Fortin.

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, mais je lui remets maintenant.

Me PIERRE R. FORTIN :

Vous parlez de maître Cadrin.

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, c'est ça.

Me PIERRE R. FORTIN :

Parfait. Merci.

Me YVES FRÉCHETTE :

Je remets à maître Cadrin ici présent à ma droite.

Me STEVE CADRIN :

Et je l'accepte. Oui, je le veux.

Me YVES FRÉCHETTE :

Qui porte une cravate bleue aujourd'hui...

Me STEVE CADRIN :

Oui, je le veux.

Me YVES FRÉCHETTE :

... très bien agencée à son veston, pour les fins des notes.

Me STEVE CADRIN :

Merci. Merci. Ça, c'est... D'habitude, non, c'est ça? Merci.

Me YVES FRÉCHETTE :

Aussitôt que j'ai mangé, Madame la Présidente.

PREUVE PUBLIQUE DE AHQ-ARQ

Me STEVE CADRIN :

Bon. Allons-y gaiement. Alors, tout le monde est heureux, mais on peut passer à la portion publique de la présentation de monsieur Raymond parce que, effectivement, nous devons quitter éventuellement dans cette histoire.

LA PRÉSIDENTE :

Allons-y.

L'AN DEUX MILLE DIX-NEUF (2019), ce vingt-huitième (28e) jour du mois de février, A COMPARU :

MAURICE PAUL RAYMOND

SOUS LA MÊME AFFIRMATION SOLENNELLE, dépose et

dit :

INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN :

Le témoin a déjà été assermenté, Madame la Greffière, même si c'était sous pli confidentiel son assermentation. Les documents ont déjà été également déposés et identifiés formellement par le témoin dans la portion confidentielle que nous avons faite il y a quelques instants.

Q. **[43]** Et je vous amène donc, Monsieur Raymond, à la pièce qui est C-AHQ-ARQ-0031 qui est votre présentation publique pour les fins de la discussion. Donc, vous avez déjà attaqué l'aspect besoin du projet, dans le fond, la nécessité d'avoir le projet. Et là vous allez attaquer la portion publique des autres sujets que vous voulez discuter. Et je vous amène à prendre la parole dès maintenant.

M. MARCEL PAUL RAYMOND :

R. D'accord. Merci. Alors, vous voyez le plan de la présentation où le besoin du projet a été discuté ce matin. Donc, on se doit de faire un bref retour sur Chamouchouane parce qu'il y a eu des... des informations qui nous ont été fournies par le Transporteur ou des appréciations.

Et subsidiairement, c'est-à-dire que si jamais le projet devenait nécessaire ou le besoin était identifié, bien on se prononce sur le choix de la meilleure solution. Quelques mots sur la modulation de la solution 3. On a fait un bon bout sur la prévision des pertes différentielles et quelques autres affirmations d'HQT là que nous commenterons. Et une dernière recommandation qui est sur les coûts évités. Et toutes les recommandations sont maintenues, du mémoire.

Bon. Chamouchouane. Alors, dans notre mémoire, nous avons ce tableau ici qui appartient ou qui appartenait au dossier Chamouchouane où on dit le projet Chamouchouane-Bout-de-l'Île a été justifié par une production raccordée de quarante-six mille neuf cent quinze mégawatts (46 915 MW), tel qu'il apparaît au tableau suivant. C'est le chiffre qu'on voit ici en bas à gauche, quarante-six mille neuf cent quinze (46 915 MW).

Et en audience, le Transporteur nous a dit qu'il était en complet désaccord avec les affirmations de l'AHQ-ARQ. Ni le niveau de production raccordé au réseau ni les écarts de pertes entre les scénarios n'ont été surestimés dans le cadre du projet Chamouchouane-Bout-de-

l'Île. Donc, ce que nous avions affirmé, c'est que le niveau de production raccordé avait été surestimé.

On sait aussi, par ailleurs, dans le dossier actuel, que le Transporteur prévoit une production raccordée maintenant de quarante-trois mille huit cent onze (43 811 MW) et nous l'avons commenté là, j'en ai parlé ce matin, puis c'est dans notre mémoire public même.

Et on a posé la question hier et le Transporteur nous a dit qu'il ne savait pas quand la production raccordée atteindrait quarante-six mille neuf cent quinze (46 915 MW) et nous comprenons qu'il ne le savait pas parce que personne ne le sait là, donc ça confirme ce qu'on dit. C'est que le quarante-six mille neuf cent quinze (46 915 MW) là, c'est pas demain la veille.

Alors, nous, c'est simplement ce qu'on a dit. C'est qu'on a dit, c'est qu'en mettant quarante-six mille neuf cent quinze (46 915 MW) dans le projet, ça surestimait le niveau de puissance raccordé.

Alors, le Transporteur nous a expliqué, bien l'écart, pourquoi que, ça, c'est arrivé puis ça. Mais, nous, on dit, nous, on est un client, on

a payé pour une ligne et on nous a annoncé que, la ligne, elle nous permettrait de faire quelque chose puis les pertes étaient calculées en conséquence, et caetera.

(12 h 50)

Or, nous, on dit, ce n'est pas parce que le Transporteur explique l'écart que cet écart disparaît. Même s'il l'explique, quarante-six mille neuf cent quinze (46 915) va toujours demeurer un chiffre plus gros que quarante-trois mille huit cent onze (43 811), et caetera.

Donc, ce n'est pas parce que le chiffre disparaît au bout de la ligne, sans jeu de mots, c'est le client qui paie pour quelque chose qui est différent de ce qu'on lui a annoncé, dans le fond. C'est tout ce que nous disions. C'est que... Puis on ne dit pas d'où ça vient l'erreur. Ça vient-tu du Distributeur, et caetera. Tout ce qu'on dit, c'est que le processus a fait que c'est ça qui est arrivé.

On a dit un peu la même chose au niveau des pertes. Alors, ce que nous avons dit dans notre mémoire, alors que le Transporteur escomptait dans son analyse économique des pertes évitées avec la nouvelle ligne de quatre-vingt-quatorze mégawatts

(94 MW) à la pointe à compter de deux mille dix-huit (2018), deux mille dix-neuf (2019), le résultat simulé à la pointe de deux mille seize (2016) n'a été que de quarante-trois mégawatts (43 MW), soit moins de la moitié de la valeur prévue. Et il n'y a rien qui nous indique que d'ici, bien, que cette année, dans le fond, que le quatre-vingt-quatorze (94) va nous apparaître comme ça par enchantement. C'est ce qu'on dit. C'est que le quatre-vingt-quatorze (94) est plus grand que le quarante-trois (43). C'est ce qu'on dit.

Le Transporteur nous dit qu'il est en complet désaccord avec nos affirmations, ni le niveau de production raccordé, on l'a vu tantôt, ni les écarts de pertes ont été surestimés. Or, on dit un peu la même chose que tantôt. Ce n'est pas parce que le Transporteur explique l'écart entre quatre-vingt-quatorze (94) et quarante-trois (43) que celui-ci disparaît pour autant. Le même commentaire que tantôt. Pour nous comme client, bien, on n'a pas eu ce qu'on pensait qu'on aurait.

Et de plus, on ajoute que, pour nous, il y a une erreur inacceptable qui a été dévoilée dans le dossier 4058. Puis peut-être si on n'avait pas posé la question, on ne sait pas si on aurait eu

l'information un jour. Dans l'étude économique fournie lors du dossier 3887-2014. Alors, on nous a dit récemment que, bien, on avait dit que le tracé avait changé, mais ce qu'on nous a dit, c'est que l'étude économique qu'on nous avait fournie à l'époque n'était pas la bonne. O.K. C'était une erreur du Transporteur. Donc, ça, pour nous c'est inacceptable. Et c'était une des raisons. Alors, encore là au bout de la ligne, bien, oui, pour nous, on pensait avoir quatre-vingt-quatorze mégawatts (94 MW). On va en avoir quarante-trois (43 MW). C'est ce qu'on disait.

Le choix de la meilleure solution. Commençons par les discussions sur la modulation de la solution 3 qui, on le sait, c'est les plateformes de la compensation série. Ce que le Transporteur nous dit, c'est que les mises en service des plateformes de compensation série ne sont pas en fonction de l'évolution des ressources de production. Le Transporteur aurait souhaité une mise en service du projet en deux mille dix-huit (2018). L'ensemble des modifications à la compensation série de la solution 3 devrait donc être en service le plus rapidement possible.

Alors, quand on a posé la question, est-ce

que vous avez besoin de toutes les platesformes déjà avec la mise en service de Romaine-3, et ce qu'on nous a dit que ce n'était pas nécessaire si on avait seulement Romaine-3 d'avoir toutes les plateformes. Donc, ce qu'on dit, c'est ce qu'on nous avait répondu ici à B-0053 n'est pas exact et que Romaine-3, à elle seule, en deux mille dix-huit (2018) ne requiert pas toute la compensation série. Et encore là, on n'a pas encore les pages. Ça va se retrouver assez facilement si on le veut.

La suite ensuite. Bon. Nous avons dit que le Transporteur précise que toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec, après l'implantation de la solution 3, entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor. Le Transporteur ne fournit aucune démonstration économique sur l'avantage de construire d'abord une ligne puis ensuite des plateformes de compensation série par rapport à faire l'inverse. C'est-à-dire construire la compensation série et par la suite la ligne. Ce raisonnement du Transporteur ne semble pas considérer la possibilité qu'une ligne ne serait même pas éventuellement requise dans le cas où la

demande d'électricité se mettait à régresser.

Suite à une demande de renseignements de la Régie sur le passage que je viens de vous lire, dans le fond, le Transporteur nous a fourni ces tableaux-là qui sont maintenant dans le bon ordre, là, B-0089, et ce que ça nous dit, premièrement, c'est qu'avec la solution 3, la ligne serait requise... avec la solution 3, la ligne ici dans le tableau 7.2.1 B devient requise pour intégrer à la fois le parc éolien de deux cents mégawatts (200 MW) et à la fois le suréquipement de SM-3 à quatre cent quarante-huit mégawatts (448 MW). On voit ici nouvelle ligne Saguenay avec compensation série, Micoua-Saguenay.

(12 h 55)

Nous avons compris et sans surprise là, encore là, que le 197R n'est pas réaliste parce que c'est le parc éolien sur la Côte-Nord où le PDG d'Hydro-Québec a dit que ce n'est pas demain la veille qu'on le ferait. Et on a posé la question au Transporteur : Est-ce que vous avez fait une étude seulement avec Sainte-Marguerite sans le 197R? Il nous dit : « Non. On ne l'a pas fait parce que dans le fond, le 197R est encore dans la liste d'attente d'Oasis. »

Alors, c'est sûr que oui, c'est vrai, la liste... Bien. Est-ce que, sachant que le 197R est des plus improbable, est-ce que ça ne serait pas une bonne idée de ne regarder que le 215R, voir qu'est-ce que ça donnerait. Alors, c'est ce qu'on dit. Puis, en plus, il y a une incertitude sur le 215R là qui est le SM-3 en deux mille vingt-cinq (2025) là. O.K.

Il n'y a rien qui dit qu'en deux mille vingt-cinq (2025), Hydro-Québec va avoir besoin de puissance. Puis si Hydro-Québec avait besoin de puissance, il n'y a rien qui dit que le Producteur n'a pas déjà des surplus de puissance. Quand on regarde les bilans publics, on pense que oui. Donc, et caetera, et caetera. Alors, il y a beaucoup d'incertitudes, mais il y a une presque certitude, je vous dirais. Il y en a une certitude, c'est que le 197R, on pense qu'il ne sera pas mis en service dans un avenir prévisible.

Bon. Allons dans les pertes. Donc, on a vu ce tableau-là en réponse à la demande de renseignement numéro 4 de la Régie. La première constatation... Bon. On voit, la première ligne, c'est l'évaluation par le polynôme, et puis le Transporteur a indiqué : « FU soixante-dix pour

cent (70 %). » Alors, on comprend que FU, c'est le facteur de charge, mais pour le moment utilisons... bon, on va utiliser le FU pour faire comme le Transporteur le fait. Alors, lui, il dit : « Mon modèle... » Bien. Nous, on dit : Mais ça, la première ligne, l'évaluation par polynôme, c'est son modèle théorique. Il a son polynôme puis ensuite il multiplie par le facteur de charge puis ça lui donne un zéro virgule cinq, un, un (0,511 MW) et caetera.

Alors, le modèle théorique, dans le cas de la solution 1 prévoyait vingt-quatre virgule sept mégawatts (24,7 MW) de pertes pour la solution 1 à la pointe. L'estimation sur, on va dire, sur des réseaux horaires donc on peut dire sur une réalité deux mille dix-sept (2017) ajustée, nous donne trente-sept mégawatts (37 MW).

Alors, première constatation, le modèle théorique du Transporteur sous-estime les pertes en puissance de la solution 1 de cinquante pour cent (50 %). Deuxième constatation, le même modèle théorique sous-estime les pertes en énergie, la deuxième colonne de chiffres, de la solution 1 de onze pour cent (11 %). Et, petite parenthèse, on sait que l'étude de sensibilité qu'ils ont faite ne

porte que sur cinq pour cent (5 %). Alors, déjà on a une partie de réponse sur est-ce que le cinq pour cent (5 %) de l'analyse de sensibilité est suffisant? Et vous comprenez que nous montrons que pas nécessairement. O.K.

Revenons toujours au même tableau et allons un petit peu plus loin. Vous voyez de la solution 1, puis là, maintenant, on va regarder l'évaluation de deux mille dix-sept (2017), on a, en puissance, on a trente-sept mégawatts (37 MW), comme je l'ai dit tantôt puis on a cent vingt-trois gigawattheures (123 GWh). O.K. Alors, tout ce qu'on a fait finalement, on a la formule polynomiale, et caetera, alors on a fait la formule comme à l'envers là, O.K. Ce qui fait que pour ces deux chiffres-là, ça correspond à un FP, qui est le facteur de pertes de zéro virgule trois, sept, neuf (0,379 MW), il y a un FC ou un FU, on va utiliser FU pour faire comme le Transporteur, de soixante pour cent (60 %).

Passons à la quatrième colonne, où on voit pour la solution 3, on a soixante-treize mégawatts (73 MW) et on a deux cent quatre-vingt-cinq gigawattheure (285 GWh). En faisant le même exercice, ça correspond à un FP de zéro virgule

quatre, quatre, six (0,446 MW) et un FU de zéro virgule soixante-cinq (0,65 MW). Deux constats par rapport au modèle théorique. Le modèle théorique... Bon. Bien, en fait, l'exercice deux mille dix-sept (2017) a démontré que le FU de zéro virgule soixante-dix (0,70 MW), si on se fie sur le modèle deux mille dix-sept (2017), est trop élevé à zéro soixante-dix (0,70 MW).

Et autre constat, nos deux scénarios, nos deux solutions, nous donnent, dans la réalité de deux mille dix-sept (2017), deux FU différents. Alors que, quand le Transporteur applique son modèle théorique, il a le même FU pour la solution 1 puis le même FU pour la solution 3, et le même pour... bien, pour la solution 2 qui est la référence. Alors, deux constats là qui nous font un peu poser des questions sur le modèle théorique qui rappelons-le, est utilisé pour justifier le projet. Le ou la solution, le choix des solutions, pardon. (13 h 00)

Bon. Alors ce que HQT nous a dit au cours des audiences c'est que pour le projet, le FU qui importe est celui de la production en amont du corridor Manic-Québec. Autrement dit, le FU du réseau global Hydro-Québec ou réseau de transport

est intéressant, mais il n'est pas pertinent pour le projet parce que le projet c'est de passer de l'énergie dans la ligne Manic-Québec. Et là-dessus, on est entièrement d'accord.

Et ce qu'il nous a dit aussi c'est qu'un FU de zéro virgule six (0,6) considère une très faible utilisation du corridor Manic-Québec, qui pourrait représenter une sécheresse sur la Côte-Nord. O.K. Puis ça, ça a été dit à la page 56, mais à quelques autres reprises. Et vous comprenez, parce que je vous ai dit ce matin que quand j'ai entendu ça je suis... j'ai été assez étonné. Parce qu'évidemment, j'avais une bonne idée de ce genre d'information-là sur ces chiffres-là.

Alors, nous soumettons que la caractérisation du FU de zéro virgule six (0,6) est inexacte. Donc, ce que le... la description qui est faite ici au deuxième... deuxième puce est inexacte. Et quand on a posé la question hier à monsieur Dagenais, je pense, qui a répondu, bien vous avez parlé de sécheresse, expliquez-nous pourquoi. Puis mettons qu'on va dire qu'il n'a pas pu justifier cette affirmation. O.K. Il aurait pu nous dire : bien voici, c'est une sécheresse parce que le FU est de tant, si on le compare à un FU en

hydraulicité normale, on lui a posé la question. Alors...

Et par contre, on a fait quelques petits exercices et déjà, dans la preuve de NEMC à l'appendice C, je pense, vous voyez déjà que dans le dossier d'Hydro-Québec de la Romaine, Hydro-Québec nous disait que la Romaine avait un facteur d'utilisation de zéro virgule cinq trois trois (0,533). O.K. Alors ce qui est plus petit que le zéro virgule six (0,6), que le Transporteur considère comme une très faible utilisation, voire une sécheresse.

Si on fait le même exercice pour Outardes, puis on est chanceux parce que dans un des tableaux qu'on avait dans notre preuve il y avait une colonne, là, qui... en toute apparence peut-être, ne servait pas à grand chose, mais ça nous a permis, parce que c'était l'énergie, alors en prenant l'énergie puis la puissance, bien c'est la façon qu'on calcule les FU, là, on a... pour Outardes, on a zéro virgule cinq huit un (0,581). Manicouagan, on a zéro virgule quatre cinq huit (0,458). C'est pas surprenant que ce soit un peu plus bas parce qu'à Manic-5 il y a eu l'ajout d'un groupe qui s'appelle la « Manic-5 puissance

additionnelle ». Et SM-3 a un facteur d'utilisation de zéro virgule trois soixante-dix (0,370). Alors ces cinq systèmes hydriques-là qui font partie de notre énergie qui va être transférée sur la ligne tantôt, si la ligne existait, sont tous en bas de zéro point six (0,6). En hydraulicité normale. Pas en sécheresse, en hydraulicité normale.

Bon. Deux mille dix-sept (2017), les tests qui ont été faits sur deux mille dix-sept (2017) puis qui nous montrent, comme je l'ai vu tantôt, un FU de zéro point six (0,6), une chose qu'on sait, parce qu'on lit l'actualité, c'est que deux mille dix-sept (2017) est sûrement une année de forte hydraulicité sur la Côte-Nord. Parce qu'Hydro-Québec a même déversé à Manic-5, ce que je ne pensais jamais voir de ma vie, ce qui n'était pas arrivé depuis que le barrage existe. Ça, c'est pas moi qui le dit, c'est monsieur Martel, le PDG d'Hydro-Québec, si vous allez à cette référence. Alors c'est ça que, lui, a dit. Puis il l'a répété la semaine dernière, je pense, au téléjournal.

Alors deux mille dix-sept (2017), là, non seulement c'est pas représentatif, mais c'est comme une année de forte abondance. Puis même avec cette année de forte abondance sur la Côte-Nord, parce

qu'on peut penser que si Hydro-Québec a déversé, bien avant de déverser il a essayé de produire le plus possible pour minimiser ses déversements. Et malgré tout ça, on a un FU de zéro virgule six (0,6) pour une année qui, non seulement, qui n'est pas une hydraulicité normale, mais au-delà de la normale.

Alors ce qui nous amène à recommander le cas de base que le... que le Transporteur nous a fourni pour un facteur de charge de zéro point six (0,6), que nous ne considérons pas du tout exagéré. Et on voit, bon, vous l'avez vu, qu'avec ce facteur et les pertes par effet couronne aussi, là, parce que ça aussi bien c'est une réalité, alors avec ces deux chiffres-là, bien la solution 1... la solution 3 est préférable.

Alors tout ça pour dire que, dans le fond, le Transporteur base tout son raisonnement sur un FU qu'il dit trop bas, mais en réalité il est possiblement même trop haut.

(13 h 05)

Alors, je vous répète les recommandations qui apparaissent à notre mémoire, donc, de retenir comme pertes différentielles en puissance les valeurs de trente-sept mégawatts (37 MW) et de

soixante-treize mégawatts (73 MW) pour les solutions un et trois, d'utiliser un facteur de perte de zéro virgule quarante (0,40).

Pourquoi que je vous parle de zéro virgule quarante (0,40) puis tantôt je vous parlais de zéro virgule six (0,6), c'est parce que n'oubliez pas que pour passer du facteur d'utilisation au facteur de pertes, bien, il faut passer par la fameuse formule polynomiale. Alors, nous, c'est notre recommandation à zéro quarante (0,40). Puis souvenez-vous que dans le cas qui a été simulé tantôt, on avait zéro virgule trente-huit (0,38), alors, notre zéro quarante (0,40) est quand même pas si pire. Et de demander au Transporteur de réaliser des analyses de sensibilité du calcul des pertes à partir des valeurs recommandées ci-haut et en faisant varier celles-ci, sinon l'AHQ-ARQ est d'avis que les analyses effectuées par le Transporteur ne seraient pas centrées.

Autrement dit ce qu'on dit c'est que si le Transporteur dit : « Mon code base c'est zéro virgule soixante-dix (0,70) de FU puis je fais une sensibilité à zéro point six (0.6) », bien, c'est pas une sensibilité, « c'est que tu devrais commencer à zéro point six (0.6) comme code base

puis nous faire une sensibilité à peut-être zéro point sept (0.7) mais surtout le zéro point cinq (0.5). » Et c'est un peu ça aussi ce que Nalcor disait.

Et étant donné que la surestimation des pertes différentielles en puissance dans le dossier Chamouchouane a été de plus de cinquante pour cent (50 %), bien, l'AHQ considère que la réduction de cinq pour cent (5 %) dans l'analyse de sensibilité correspondante n'est pas suffisante. C'est un peu ce que j'ai commencé à dire tantôt aussi.

Bon, ici, on parle de bonification. Alors, ici, souvent, on va nous dire puis c'est pour ça que je l'ai mis gras parce que je pense que c'est important, on va nous dire : « Bien, la solution un, elle n'offre pas le même service que la solution deux. » Ou trois. Trois, excusez-moi. Alors, on dit : « Bien, si on veut avoir le même service, on va handicaper la solution trois. » Nous, on dit : « Non. » Nous, on dit un peu comme monsieur Paquin ce matin, si la solution un est meilleure que la solution trois ou elle offre quelque chose de plus, bien, si elle offre quelque chose de plus dont on a pas besoin, ça ne vaut rien, hein. Si elle offre quelque chose de plus et

le Transporteur peut nous démontrer que ce quelque chose de plus a une valeur mais mettons-la dans l'analyse, mettons une bonification à la solution un et non pas d'handicaper la solution trois, par exemple, de sécurisation contre le verglas qu'on ne ferait jamais si... même si on retenait la solution trois.

Alors, on dit : « Parfait. Ta solution un, elle a des avantages, fantastique, elle a des avantages de sécurisation, elle a des avantages de flexibilité d'exploitation, elle a peut-être des avantages qu'elle... elle est structurante mais le Transporteur nous a dit : non, il n'y a pas de capacité additionnelle », et ce que le Transporteur nous a dit, ça aurait été très complexe et un exercice périlleux de l'évaluer.

Bon, alors, la sécurisation, O.K., la question que j'aurais, la prochaine question que j'aurais eue, j'aurais dit : « Bien, qu'est-ce que ça vous donne d'avoir une sécurisation sur la ligne Micoua-Saguenay? » - « Ah! Bien, s'il y a du verglas, on... » - « Bon, O.K., dans les cinq, dix (10) dernière années, combien de fois que vous avez eu du verglas puis quel a été l'impact d'avoir eu ce verglas? » Alors, on doit être capable, ça se

fait là ce que je vous explique là, il y a des choses, de dire : « Bien, voici, j'ai un avantage, voici ce qu'il me vaut. » S'il n'y a jamais eu de verglas, peut-être qu'il ne vaut rien. J'ai un avantage mais qui n'a pas de valeur peut-être ou qui a une petite valeur.

Bon, flexibilité d'exploitation, nous avons démontré dans le dossier 4058 que ça n'avait pas de valeur, O.K., parce qu'il y avait déjà suffisamment de flexibilité. Alors, toutefois, peu importe, le Transporteur nous dit : « Bien, je ne peux pas l'évaluer. » Ça va être... Nous, on pense que si ça avait été important, il y a des façons de l'évaluer, donc, il ne l'a pas évalué. Nous, la seule chose qu'ont peut faire c'est de penser que c'est zéro (0), pas parce qu'on dit qu'il ne l'a pas évalué mais parce qu'on se doute bien que ce n'est pas une très grande valeur. Alors, il y a un fardeau de preuve ici qui n'a pas été rempli et on ne peut pas dire : « Bien, s'il y a une solution qui est meilleure de trente millions (30 M$) que l'autre, bien, celle qui est moins... moins bonne de trente millions (30 M$), elle est meilleure parce qu'elle a d'autres avantages. » Bien, je veux que quelqu'un me démontre c'est quoi ces

avantages-là.

Notre recommandation donc c'est de ne pas retenir les coûts de la solution trois pour la sécurisation post-verglas mais plutôt de demander au Transporteur de quantifier le gain monétaire pour la solution un et deux, d'avoir ce service de sécurisation post-verglas. Ou s'il ne peut pas le faire, bien, on ne l'a pas, on a pas le chiffre, on ne peut pas en inventer un.

(13 h 10)

Autres affirmations qui sont apparues ou peut-être que c'étaient des commentaires sur ce qu'on a dit, donc, c'est important qu'on... qu'on réponde, à quelques endroits mais ici, un extrait, c'est que le Transporteur nous a dit encore là à la réponse à la demande de renseignements de la Régie. Par ailleurs, le Transporteur souligne que le fait de considérer les pertes évitées constantes sur toute la durée de l'analyse économique fait en sorte qu'elles sont sous-estimées globalement.

En effet, les pertes évitées augmentent au fur et à mesure que les besoins continuent d'augmenter. Plus là, on a posé la question, hier. Comment vous pouvez dire que les besoins continuent d'augmenter? Puis là, monsieur Delourme nous a

expliqué, entre autres, qu'il va y avoir un solaire. Mais le solaire, il va être sur les toits des maisons, puis le solaire va faire que il va y avoir moins de transit sur Hydro-Québec. Et donc, on dit qu'il n'y a aucune démonstration probante que les besoins continuent à augmenter, bien au contraire. Et on vous réfère à la même référence que tantôt, où monsieur Martel a aussi dit ce que je viens dire, c'est qu'avec le solaire et tout ça, il y aurait ce que lui appelle « la spirale de la mort ». La spirale de la mort, c'est justement ça. C'est que les gens vont s'auto-produire, et puis on va transporter puis on va produire moins d'électricité par Hydro-Québec.

Et ce que nous disons aussi, c'est qu'il n'y a aucune nouvelle centrale produisant de l'énergie en amont du corridor Manic-Québec à l'horizon. Alors ici, juste une nuance. Pourquoi je dis « produisant de l'énergie »? Parce qu'encore là, nos pertes de transport dépendent de l'énergie qu'on va passer. La centrale SM-3 est une centrale qui existe déjà, qui a deux groupes turbine alternateur de l'ordre de 440 mégawatts. Puis, il y a comme un trou pour en rajouter un troisième. Et le projet qu'on avait tantôt de SM-3, c'est de

rajouter un troisième groupe. Mais le troisième groupe ne génère pas plus d'énergie, parce que là, au lieu de passer dans les deux groupes, elle va passer dans les trois groupes, ce qui fait que ça donne de la puissance, mais aucune énergie.

Donc, c'est pour ça que je dis qu'il n'y a pas plus d'énergie qui va passer sur les lignes avec SM-3, et le prochain projet, même si on regarde dans OASIS, on en a, mais monsieur Martel, au téléjournal, la semaine dernière, il a dit, peut-être qu'il était mal informé, mais que ça prenait dix-sept à dix-huit ans pour construire un nouveau barrage, Puis, il a dit que, avec tous les surplus qu'on a, c'est pas demain la veille. Ça nous prendrais une autre ligne et demie de la même grosseur que celle qu'on a présentement pour aller aux États-Unis.

Alors, en plus, on dit que si la demande Côte-Nord augmentait, parce qu'on nous a dit que les besoins vont continuer... si la demande Côte-Nord augmentait, bien, ce serait l'inverse. On aurait moins de pertes, parce qu'il y a de la puissance, il y a de la production qui resterait à la Côte-Nord. Elle n'aurait pas besoin d'être transportée.

Toujours à la demande de renseignements de la Régie, une autre affirmation.

> Il est en effet possible que la solution puisse éviter des investissements à moyen ou à long terme. Toutefois, cela impliquerait de considérer une quantité importante de besoins éventuels, bien au-delà de demandes présentes dans OASIS.

Puis on parlait, ici, de la solution deux. Et, quand on a posé la question, on n'a eu aucune démonstration de cette affirmation, puis de c'était quoi, ces besoins-là. Alors, encore là, c'est une affirmation qui n'a pas raison d'être. Puis, ils nous expliquaient autre chose. Alors, cette explication-là, ne peut pas tenir.

Encore là, dans la demande de renseignements de la Régie, alors, on parlait de ce qu'on inclut dans l'étude économique et non. Alors on dit... Le Transporteur nous dit :

> À cet effet, il est normal que certains éléments ne soient pas inclus dans l'analyse économique si ceux-ci n'ont pas d'impact sur le choix de la solution retenue, ou n'ont pour effet

que d'amplifier les écarts entre les solutions.

Alors, il dit : si j'ai quelque chose que je n'ai pas mis dans mon étude, mais qui amplifie les écarts entre les solutions, je n'ai pas besoin de le mettre. Parfait, c'est son choix. On dit que le choix d'HQT de ne pas inclure les pertes par effet couronne, par exemple, dans l'analyse économique, aurait par contre, lui, eu pour effet non pas d'amplifier l'écart entre les solutions mais, on l'a vu, de le diminuer.

Alors donc, dans le cas de l'effet couronne, ce n'était pas un choix qu'il avait, sachant que ça ne ferait qu'amplifier. C'est le contraire, ça l'aurait fait diminuer et, ce que nous disons, c'est que c'est une omission méthodologique importante.

On a vu que, aussi, le Transporteur avait réalisé une étude de sensibilité sur soixante-dix ans, et il nous a dit hier qu'il supposait notamment que la production de Churchill Falls sera transportée sur le réseau du Québec après la fin du contrat en deux mille quarante-et-un (2041), et nous considérons que cette hypothèse est totalement irréaliste pour un paquet de raisons. Mais

n'oublions pas que, depuis la construction de la centrale des Churchill Falls, Terre-Neuve a construit d'autres portes de sortie qui lui permettent de transporter de la puissance et de l'énergie sur l'île de Terre-Neuve qui, par la suite, va aller même jusqu'au nord-est des États-Unis par ce qu'on appelle le « Maritime link », en Nouvelle-Écosse.

Alors, l'hypothèse ici, pour nous, encore là, elle est totalement irréaliste. Au-delà des conventions que le Transporteur se donne. Et, on pourrait regarder toutes les autres hypothèses sur soixante-dix ans, puis on pourrait voir qu'elle sont toutes aussi incertaines, ou il y en a plusieurs.

(13 h 15)

Alors ce qu'on dit, c'est qu'il n'y a pas de valeur à avoir une telle analyse de sensibilité sur un horizon aussi long.

Les coûts évités, pour terminer. Alors, dans notre mémoire, on dit un peu ce que monsieur Paquin a dit ce matin, qu'on recommande à la Régie de demander au Transporteur de réaliser les analyses du présent dossier en utilisant la dernière version des coûts évités en puissance et

en énergie proposée par le Distributeur dans la dernière cause tarifaire.

Et monsieur Paquin a montré qu'il y avait un gain à faire ça, c'est-à-dire qu'il y avait un gain pour la solution 3, donc la solution 1 devenait moins intéressante. Et un peu comme monsieur Paquin l'a dit aussi, nous avons, l'AHQ-ARQ, même commenté le dossier 4057. Et notre preuve est à l'effet que, même les coûts que nous proposons sont plus bas que ceux du dossier. Ça termine.

Me STEVE CADRIN :

Je n'ai pas de questions complémentaires. Le témoin est disponible pour le contre-interrogatoire.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Dubé est-ce que vous avez... Maître Neuman, avez-vous des questions? Maître Fréchette? Oui, prenez votre temps.

Me YVES FRÉCHETTE :

Rebonjour. Nous n'aurons pas de questions. Je vous remercie.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai pas de questions moi non plus, Madame la Présidente.

INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE :

Q. **[44]** Monsieur Raymond, juste pour ma compréhension. Donc, dans l'hypothèse, si on considérait que les hypothèses concernant la production, les niveaux de production qui ont été pris en compte pour l'étude du projet, supposons qu'elles sont retenues, autrement dit, le niveau de production qui est pris en compte, c'est celui qui est retenu, donc ce que vous proposez essentiellement, c'est de demander à Hydro-Québec de refaire des calculs, si on veut, pour voir, pour déterminer s'il a encore besoin puis quelle est la meilleure solution, si je comprends bien? Mais si je comprends l'essence de votre recommandation, c'est que : bien, vous jugez qu'il n'y a pas de besoins, parce que la capacité de production a été surestimée, grosso modo?

R. Je comprends que...

Q. **[45]** Mais subsidirairement, là, si jamais la capacité de production n'a pas été surestimée, si jamais il était considéré qu'elle n'a pas été surestimée, alors, essentiellement, bien, on devrait faire d'autres analyses, essentiellement c'est ce que vous proposez?

R. Je comprends que vous faites référence, quand vous dites, la production est surestimée, je comprends

que vous faites référence à ce que j'ai dit ce matin ou vous faites référence à ce que j'ai dit cet après-midi. Parce qu'il y a deux choses, là. Si la production...

Q. **[46]** Je fais référence à quelque chose de public, là, qui est votre conclusion.

R. Qui est la conclusion?

Q. **[47]** Dans votre mémoire.

(13 h 20)

R. D'accord. C'est ça. Dans notre mémoire, on dit, on pense que la limite de transit de douze mille cinq cents (12 500) est suffisante. Ici, ce qu'on a dit un peu ce matin on pense que quand, lui, il fait sa planification, il a des hypothèses qui sont trop, trop improbables, O.K., puis certaines qui le sont totalement. Et on dit, je ne peux pas dire s'ils prenaient les hypothèses plus réalistes, hein, je me doute, mais je peux... t'sais, je n'ai pas les modèles, je n'ai pas... Si on prenait les hypothèses plus réalistes, j'ai dit, refaite l'analyse et peut-être qu'on démontrerait que le besoin est là. O.K.

Ensuite, c'est pas parce que le besoin est là, nous, notre point, c'est qu'on dit, au début, on pense qu'on a besoin de solution zéro, hein! Pas

un, deux ni trois. Si quelqu'un nous démontre qu'on a besoin d'une solution, O.K., parce que le statu quo ne fonctionne, et en mettant les bonnes hypothèses dans la planification puis dans le schéma d'écoulement, et caetera, on dit, subsidiairement, la preuve nous montre que la solution 3 est meilleure. O.K.

Puis là, quand... c'est pour ça que quand vous avez dit « on surestime la production », cet après-midi, quand je vous ai dit le... Ce matin, on parlait de surestimation comme plus en puissance.

Cet après-midi, ce que je vous ai dit, c'est que quand le Transporteur non plus démontre... non plus qu'il démontre le besoin avec son schéma d'écoulement, mais quand il calcule les pertes différentielles, bien là aussi il surestime l'énergie parce qu'il surestime les facteurs d'utilisation, hein!

Donc, cette surestimation-là de l'énergie, une fois qu'on a convenu que le projet était nécessaire ou qu'un projet était nécessaire, vient mettre... faire une différence entre la solution 1 et la solution 3. Donc, en surestimant l'énergie avec son FU de zéro virgule soixante-dix (0,70), il pénalise les pertes de la solution 3. O.K. Ça fait

qu'il y a comme deux surestimations, celle de ce matin puis celle de cet après-midi.

Mais, vous avez raison quand on dit « faites donc une planification avec des hypothèses réalistes » puis on verra.

Q. **[48]** Donc, essentiellement, c'est retournons calculer nos affaires sur la base d'hypothèses que vous qualifiez de plus réalistes. C'est ça.

R. Exactement.

Q. **[49]** Je vous remercie.

R. Et on sait que le retard d'un an de Romaine-4 nous donne peut-être un peu... un peu d'air. Puis ce que j'ai dit, t'sais, et caetera. Alors, tout ça fait que, t'sais, c'est ce qu'on dit. Mais, on est... la belle chose, c'est que Romaine-4 a été reportée. Alors, on a un petit peu d'espace.

Q. **[50]** D'air. Je vous remercie beaucoup. Moi, je n'ai plus de questions.

Me STEVE CADRIN :

Moi non plus, ça complète la preuve. Et on va déposer comme on le mentionnait, pour compléter la preuve complètement, demain la version caviardée du document de ce matin déposé sous pli confidentiel, la présentation. Alors, ça va compléter la preuve de AHQ-ARQ à ce moment-là.

LA PRÉSIDENTE :

C'est très apprécié. Merci beaucoup. Merci beaucoup, Monsieur Raymond, vous êtes libéré. Je vous remercie de votre excellent témoignage. Et donc nous en sommes à SÉ-AQLPA. Donc, désirez-vous que nous prenions cinq minutes pour la mise en place? Alors, je vais revenir à et demie (13 h 30).

SUSPENSION

(13 h 30)

LA PRÉSIDENTE :

Bonjour, Maître Neuman.

PREUVE DE SÉ-AQLPA

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Rebonjour, Madame la Présidente. Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques et l'AQLPA. Nous avons deux témoins, monsieur Jean-Claude Deslauriers et monsieur Jacques Fontaine qui sont disponibles pour être assermentés.

L'AN DEUX MILLE DIX-NEUF (2019), ce vingt-huitième (28e) jour du mois de février, ONT COMPARU :

JEAN-CLAUDE DESLAURIERS, consultant en énergie, ayant une place d'affaires au 2500, rue des Frênes, Chertsey (Québec);

JACQUES FONTAINE, consultant en énergie, ayant une place d'affaires au 10946, avenue de Rome, Montréal (Québec);

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

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. **[51]** Oui. Alors, bonjour Messieurs. Je vous demanderais d'abord successivement, de reconnaître comme ayant été préparés par vous ou sous votre supervision, la pièce C-SÉ-AQLPA-0011, SÉ-AQLPA-1, Document 1, qui est un rapport signé de vous deux, mais monsieur Jean-Claude Deslauriers est l'auteur principale, qui s'intitule « La ligne Micoua-Saguenay d'Hydro-Québec Transport, un projet excessif. » Est-ce que vous le reconnaissez tout deux comme ayant été préparé par vous ou sous votre supervision?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Je le reconnais.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Je le reconnais.

Q. **[52]** Je vous remercie. Pour commencer, je vous demanderais, Monsieur Deslauriers, de décrire votre expérience professionnelle particulièrement chez Hydro-Québec.

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Oh! C'est une longue histoire ça. Bien, je vais commencer à décrire en mil neuf cent soixante-neuf (1969), j'ai été confronté à un problème de stabilité de réseau.

Q. **[53]** Vous pouvez parler plus près du micro.

R. O.K. Donc, en soixante-neuf (69), ça ne date pas d'hier, j'ai été confronté à un problème de stabilité de réseau pour le réseau de l'Abitibi qui n'était pas connecté au réseau principal à ce moment-là. Donc, c'est la première fois que j'étais confronté à ça.

Q. **[54]** Et vos fonctions à l'époque, c'étaient?

R. Ah! Bien, j'étais responsable de l'analyse des systèmes de commandes et de protections pour le groupe Exploitation et j'avais le titre un peu ronflant de chef de section abonnés haute tension parce que j'avais la responsabilité d'approuver les schémas unifilaires et les schémas de commandes et protections de tous les abonnés quand ils voulaient se connecter sur le réseau principal.

Ça, ça a été mes premières expériences. Et en soixante-neuf (69) là, c'était pour le problème de la papeterie à Lebel-sur-Quévillon de Domtar, quarante mégawatts (40 MW) au bout d'une ligne cent vingt (120) kV compensé série. Et le réseau était tellement instable qu'à toutes les semaines, la papeterie tombait à terre. Et ça, c'est pas très... c'est pas drôle. O.K. Bien, ça a été ma première.

Ma seconde expérience, ça a été dans l'analyse de la mise en service de Churchill-Falls et des circonstances. Dans les années soixante-dix (70), la centrale Churchill-Falls, malheureusement, a fait effondrer le réseau d'Hydro-Québec, de mémoire, au moins quatre à cinq fois là certainement. Il y a des raisons techniques que, moi, j'ai analysé puis dont j'étais responsable à ce moment-là pour trouver la solution aussi là. Mais, j'ai vu le réseau s'effondrer.

Puis, je recevais à mon bureau tous les oscillographes qui étaient raccordés dans tous les postes. Donc, il y a la description détaillée des tensions, des courants et des mégawatts. Et je recevais aussi les enregistreurs chronologiques d'événements dans mon bureau.

Ça, c'est tous les contacts qui

fonctionnent dans les postes avec une résolution d'un milliseconde, je recevais ça à mon bureau pour en faire l'analyse puis dire c'est quoi qui s'est passé. On a trouvé facilement pourquoi que ça tombait, mais avant de trouver la solution pour que ça n'arrive plus, ça a pris quelques années. Bon.

Ensuite, bon, ensuite je suis allé travailler au groupe Équipement comme chef, chef de division, commandes de centrales. J'ai signé tous les plans de LG-2 puis d'Outardes-2. Je suis revenu ensuite à Production et Transport pour faire des... pour être responsable des essais d'acceptation des interconnexions, de toutes les interconnexions. Donc, j'ai travaillé sur Châteauguay, sur Radisson et pour les compensateurs statiques aussi. Donc, j'ai vu des problèmes sur le réseau d'Hydro. Ça fait que j'ai visité à peu près toutes les installations.

(13 h 35)

Et j'ai fini ma carrière à l'IREQ les dix dernières années en simulation de réseau pour représenter correctement le réseau, principalement pour les changements, changements apportés au réseau pour respecter les nouveaux critères, comme on a expliqué un peu ce matin, d'être capable de

traverser un défaut de trois phases avec perte de ligne puis perte de charge, c'était le nouveau critère qui a été implanté dans les années quatre-vingt (80) pour pouvoir exporter, comme l'a été expliqué. J'ai été beaucoup mêlé à ça. Parce que tous les tests se faisaient à ce moment-là à l'IREQ avec les armoires de commandes réelles des installations. Je vais arrêter là.

Q. **[55]** Je vous remercie, Monsieur Deslauriers. Éventuellement on pourra revenir pour plus de détail sur le sujet. Monsieur Fontaine, je vous demanderais également de décrire votre expérience professionnelle particulièrement chez Hydro-Québec.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Oui. Alors, à Hydro-Québec, j'ai travaillé d'abord en planification long terme, la planification qui couvrait à ce moment-là les normes électriques des réseaux, la planification du réseau de transport, la planification de la répartition, la planification de la production.

Et ensuite j'ai continué dans à peu près les mêmes fonctions, mais avec un accent sur la prévision dans des unités spéciales de la commission et de planification stratégique pour ensuite demeurer en planification mais devenir

planificateur de très court terme, sur le réseau à un horizon de quatre-vingt-seize (96) heures, ça veut dire de quatre jours, dans lequel on regardait l'hydraulicité, les températures et la demande sur le réseau dont, entre autres, tous les phénomènes de pointe et les phénomènes de temps dangereux, de temps néfastes.

Q. **[56]** De temps, vous voulez dire de climat?

R. Le climat, oui. De verglas puis d'inondations, d'éléments comme ça, puis de sécheresse.

Q. **[57]** Je vous remercie. Je reviens à monsieur Deslauriers. D'abord pour vous demander de façon globale quelle a été votre approche dans la préparation de l'analyse qui est contenue au rapport C-SÉ-AQLPA-0011?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. La première chose qui m'est venue à l'esprit, c'est de savoir pourquoi a-t-on besoin pour la quatrième fois en dix ans d'investissements massifs pour assurer la sécurité du réseau dans la catégorie maintien et amélioration. Quatre fois en dix ans, ça me paraissait important. Pour répondre à cette question, il faut d'abord comprendre le déclencheur du dossier qu'on a, du présent projet, c'est-à-dire le besoin exprimé pour le Transporteur. J'ai tenté

de le quantifier.

Q. **[58]** D'accord. Et, Monsieur Deslauriers, veuillez en premier lieu présenter et commenter le déclencheur du présent projet selon le Transporteur, c'est-à-dire le besoin exprimé par le Transporteur, et tenter de le quantifier?

R. D'abord, comme on l'a exprimé dans notre mémoire, il faut dire que le Transporteur n'a pas quantifié le besoin qu'il a exprimé. Il n'y en a en effet au dossier aucun test de stabilité alors que c'est l'élément déclencheur. Il n'y a aucune démonstration que le réseau peut devenir instable et dans quelle condition cette instabilité peut survenir. Ce n'est pas que je ne crois pas le Transporteur. Moi je le crois. Mais la preuve n'est pas là.

Si HQT avait déposé un test de stabilité démontrant que, selon les critères de conception, parce qu'il y a deux critères, un défaut trois phases avec perte de ligne et perte de quinze cents mégawatts (1500 MW), là, puis l'autre critère, c'est perte de deux lignes avec un défaut monophasé, c'est-à-dire qu'à ce moment-là, il y aurait des oscillations de puissance qui allaient en grandissant plutôt que de s'amortir.

Quand le réseau devient instable, il y a... J'ai entendu hier, je ne me souviens pas lequel, là, dire qu'il n'y avait pas d'oscillation de puissance. Mais quand on fait un défaut sur le réseau, il y en a nécessairement une oscillation de puissance. Je vais prendre trente secondes pour vous expliquer ça. Quand on fait un défaut sur le réseau, contrairement à ce que les gens pensent, les centrales accélèrent en vitesse pour une raison simple, les turbines continuent à tourner puis l'alternateur ne peut pas sortir de puissance. Ça fait que cette puissance-là sert à accélérer l'alternateur. D'un autre côté, la charge, elle, ne reçoit plus la puissance. Ça fait que la charge ralentit. Ça fait qu'on a des machines qui accélèrent puis des charges qui ralentissent.

Quand le défaut est éliminé, il faut que ça se raccorde ça. Il faut que ça se resynchronise. Et, là, on aperçoit des oscillations de puissance très importante sur le réseau. Bon. La fréquence d'oscillations naturelles du réseau d'Hydro-Québec, c'est un point deux seconde approximativement. Et c'est à peu près le même pour tous les réseaux. C'est dû à l'inertie des machines.

(13 h 40)

Ça fait qu'il y a des défauts. Puis on a entendu hier dire: il n'y en a pas d'oscillation de puissance; il y en toujours. Le problème, le réseau devient instable quand ces oscillations-là, avec une fréquence de un point deux (1,2) seconde ne s'amortissent pas, mais plutôt grandissent. À ce moment-là, c'est sûr qu'il va y avoir des alternateurs qui vont être déclenchés, il y a des lignes qui vont déclencher puis le réseau va s'effondrer. Bon. C'est ça qu'on appelle de l'instabilité.

Bon. Si Hydro-Québec avait déposé de tests de stabilité, bien, on pourrait le voir. Même si le Transporteur n'a rien déposé de cette nature, comme il l'avait affirmé sans preuve que le réseau de la Côte-Nord était à risque, c'est ce qu'on appelle la stabilité angulaire, j'ai voulu décrire ce concept dans mon rapport pour illustrer que ce risque d'instabilité n'est pas quantifiable facilement. Ce n'est pas quantifiable avec une grande précision, mais que malgré tout on peut quand même associer une quantité de transits avec ce risque d'instabilité. C'est difficile à quantifier parce qu'on ne sait jamais l'ampleur des oscillations, la durée des oscillations puis quel était l'état du

réseau au départ. C'est très difficile à quantifier. Les tests de stabilité ne sont pas parfaits pour représenter ça, mais il y a moyen de se faire une idée.

Q. **[59]** Alors, juste une précision, Monsieur Deslauriers, est-ce que vous pouvez bien préciser quand vous dites qu'on peut associer une quantité de transits avec le risque d'instabilité, ce que vous nous indiquez?

R. Bien. C'est ce que je viens de dire, finalement. C'est que pour associer l'ampleur des oscillations de puissance, il faut faire des tests de stabilité puis il faut les faire par incréments admettons de deux cents mégawatts (200 MW) jusqu'à temps que le transit soit trop élevé et que là, on constate des oscillations dans les résultats des analyses. Là, on dit : Oups, on est rendu trop loin, il faut qu'on revienne en arrière, qu'on diminue le transit jusqu'à temps qu'on trouve que les oscillations s'amortissent rapidement. Mon critère à moi, dans celles que j'ai vues, quand dans cinq oscillations sur le réseau où on peut s'amortir de la moitié ou du tiers, on est à peu près satisfait qu'on a de la marge de jeux. Si ça prend une minute pour s'amortir, bien là on dit : « On est à risques,

trop, ça fait qu'il faut baisser à ce moment-là le transit sur les lignes. »

Q. **[60]** O.K. Avant d'aller plus loin est-ce qu'on pourrait préciser? Est-ce que c'est quelque chose d'objectif que d'indiquer à quel point, à quel moment, le risque d'oscillations devient trop grand et met en danger la stabilité du réseau?

R. Bien. Ce n'est que le résultat de simulations. Ça fait qu'il y a rien qu'une façon, c'est de représenter le réseau, faire des défauts puis regarder comment ça oscille puis se dire : Oups, ça oscille trop, ça ne va pas se rétablir ou ça prend trop de temps à se rétablir et on est à risque de perdre une centrale ou qu'il y ait des lignes qui déclenchent. Là, c'est un problème de jugement puis d'interprétation, ce n'est pas facile. Puis c'est pour ça que je dis que ce n'est jamais précis, ça ne peut pas être précis.

Q. **[61]** O.K. Et quand vous dites « jugement », c'est le jugement... Est-ce qu'il s'agit du jugement de ce que vous avez mentionné?

R. Bien. C'est le jugement...

Q. **[62]** C'est-à-dire la durée du rétablissement?

R. C'est ça, mais c'est le jugement de celui qui l'analyse puis en général, on ne fait pas ça tout

seul, on demande l'avis d'un tiers puis d'un autre. Normalement c'est en équipe là, qu'il faut faire ça. Ça fait que là, c'est ça qu'il faut faire.

Q. **[63]** D'accord.

R. Bien. Tu ne peux pas quantifier de façon déterministe, il n'y a pas d'algorithme qui va dire : Ça, c'est stable. Ça, ce n'est pas stable, c'est impossible. Donc, il y a un jugement implicite. Le risque d'avoir des jugements de ce type-là c'est qu'on peut être tenté de se mettre des ceintures puis des bretelles. Ce n'est peut-être pas toujours nécessaire, mais en tout cas... Puis quels risques qu'on est prêt à prendre. Mais je comprends le Transporteur que des fois, ce n'est pas évident.

Q. **[64]** Alors, Monsieur Deslauriers, je vous demanderais... Donc, en conséquence de ces préliminaires, quelle est, selon vous, la nouvelle ligne? Est-ce que, selon vous, la nouvelle ligne correspond aux besoins? Et j'inviterais madame la greffière a projeté, donc... c'est la pièce SÉ-AQLPA-0015, SÉ-AQLPA-1 document 3, qui a été déposée aujourd'hui qui comprend deux schémas. Donc, on peut commencer par le premier schéma.

R. Bon. Je vais vous conter une histoire, c'est-à-

dire....

Q. **[65]** D'accord... oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

Juste... sans vous interrompre, est-ce que vous en avez des copies? Moi...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je n'ai malheureusement... C'est sur l'écran, je n'ai malheureusement pas de copie papier.

(13 h 45)

Me YVES FRÉCHETTE :

Mais je comprends que c'est pour... c'est pour illustrer le propos.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, oui, c'est pour illustrer le propos.

Me YVES FRÉCHETTE :

Est-ce qu'on va...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Et de toute façon, ça ressort... c'est presque identique à des schémas que vous avez vous-même déposés dans votre présentation, là.

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Mais c'est le même schéma que l'acétate 14, mais celui-là c'est... il est issu de l'intégration de la Romaine, la première version. O.K. C'est le schéma intégral, ça.

Me YVES FRÉCHETTE :

On a... on va laisser le témoin faire ses présentations, quoique d'habitude on aime toujours quand c'est déposé surtout le même jour, là, et vous nous donnez des délais pour déposer nos choses, alors c'était la fin, mais bon, allons-y.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Neuman, est-ce qu'il y a d'autres acétates comme ça, d'autres planches que vous avez l'intention de...?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K. La page suivante c'est le schéma unifilaire que... le schéma d'écoulement de puissance qui avait été discuté précédemment, qui est reproduit dans notre preuve. Mais le procureur d'Hydro-Québec nous avait reproché qu'il avait été tronqué. Ça fait que maintenant, il n'est pas tronqué, il est intégral.

LA PRÉSIDENTE :

Non, je vous demande ça, pas pour savoir c'est quoi, là, mais pour savoir... peut-être que c'est possible de demander que l'impression soit faite de ces documents-là, s'il y en a d'autres, là. On prendra cinq minutes.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K. Alors ici donc, il y a deux schémas... deux schémas recto verso. Et il y a une autre pièce qui a également été déposée, qui présente certaines données de température et de neige pour illustrer... oui, c'est ça.

LA PRÉSIDENTE :

On pourra toujours prendre un cinq minutes, Maître Fréchette, est-ce que c'est une solution, ça?

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, oui, ce serait une solution.

LA PRÉSIDENTE :

Pour aller imprimer...

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, puis...

LA PRÉSIDENTE :

... ces choses-là.

Me YVES FRÉCHETTE :

... on verra à la fin du témoignage, si vous me permettez, j'irai voir mes gens en arrière. Puis peut-être juste pour se retrouver, si c'est des documents qui viennent de plusieurs endroits, vraiment préciser la source à chaque fois.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est écrit, c'est déjà écrit, c'est déjà écrit.

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, mais pour que... je comprends qu'ils vont se brancher sur le réseau, là, puis qu'on va pouvoir y avoir accès. Je vais aller vérifier avec eux, là, deux instants. Qu'ils soient en mesure de vous suivre précisément. C'est des représentations de notre réseau, là, je ne vois pas qu'il y ait de souci avec ça.

R. Moi, je suis d'accord. Parce que je pense que c'est important de suivre le raisonnement qui sous-tend ce schéma-là.

Me YVES FRÉCHETTE :

L'objectif, c'est qu'on vous suive.

LA PRÉSIDENTE :

Absolument.

R. Tout à fait, puis ça je pense que c'est important.

LA PRÉSIDENTE :

Donc, la solution est-ce que ce serait donc d'accepter cette planche-là, puis ensuite de l'imprimer ou d'aller tout de suite imprimer?

Me YVES FRÉCHETTE :

Oui, bien... Moi, c'est comme vous voulez, je vais aller voir si... est-ce que vous pouvez les... Bougez pas. C'est ça, je veux voir s'ils sont capables d'avoir accès via le SDÉ, puis on... on

va... je vous reviens dans deux secondes.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est les pièces 14 et 15. Donc, C-SÉ-AQLPA-0014 et 15.

Me YVES FRÉCHETTE :

Pardon. Les représentants du Transporteur qui sont à l'arrière du panel vont être en mesure de vous suivre.

R. Oui, parfait.

Me YVES FRÉCHETTE :

Là, on s'est branché sur le réseau.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait.

Me YVES FRÉCHETTE :

Alors... puis en guidant, là, avec où est-ce que vous êtes on va être en mesure de bien suivre. Puis, moi, bien avec mes modestes moyens, je vous écouterai, Monsieur Deslauriers.

LA PRÉSIDENTE :

Merci, Maître Fréchette. O.K. On poursuit.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. **[66]** Alors je vous demanderais d'abord de décrire les deux schémas, avant d'aller plus loin, qu'est-ce qu'on voit sur cet écran en ce moment et à la page suivante?

R. Bon, bien ça c'est le schéma original de l'intégration de la Romaine sur le réseau, où il y a des propositions de compensation série. Moi, je veux me servir de ce schéma-là pour suivre l'évolution du besoin. Essentiellement, c'est ça, et de comprendre les conséquences de ça par rapport au dossier actuel. L'objectif, c'est pas du tout de contester ce qui s'est passé, là, c'est de voir où on en est rendu aujourd'hui, puis est-ce que c'est valable puis... Ça fait que donc...

Q. **[67]** Donc ça, c'est la pièce C-SÉ-AQLPA-0015 et c'est le premier des deux schémas. Et le deuxième des deux schémas, juste pour qu'on suive?

R. Bien c'est le schéma d'écoulement de puissance, qui est cité dans notre rapport.

Q. **[68]** Oui. Et cette fois, il est... il est intégral, il n'est pas...

R. Oui.

Q. **[69]** ... comme... pour reprendre l'expression d'Hydro-Québec, « tronqué », il est intégral.

R. Dans... il y a plusieurs constatations, je vais les prendre une par une puis lentement pour qu'on puisse se suivre, là. Dans l'écoulement de puissance de deux mille six (2006), là, qui est là.

Q. **[70]** Oui.

(13 h 50)

R. Que nous avons utilisé comme base avant d'autres ajouts dans notre rapport, on constate que la puissance entre le poste Chamouchouane et le poste Saguenay - et je pense qu'on le verra plus tard sur l'autre schéma, là, c'est plus évident, là - mais on constate sur l'écoulement de puissance de deux mille six (2006), que l'écoulement de puissance entre Chamouchouane et Saguenay est de neuf cent soixante-huit mégawatts (968 MW) de Chamouchouane vers Saguenay, ça, c'est important.

Chamouchouane, c'est l'énergie de la Baie-James qui arrive à Chamouchouane, qui s'en va au poste Saguenay. Et à partir de Saguenay, ça descend au poste Jacques-Cartier.

Q. **[71]** Qui est à Québec. Oui.

R. Qui est à Québec. Donc, il y a de l'énergie de la Baie-James qui passent par le Saguenay puis par Québec pour venir à Montréal. Je pense que c'est important pour comprendre la dynamique du réseau.

Bon. Cet écoulement de puissance avait été préparé, puis ça date de deux mille un (2001) avec le réseau deux mille six (2006), pour établir les coûts génériques de l'intégration de mille mégawatts (1000 MW) éoliens, le premier appel

d'offres.

Ce que le Transporteur avait fait, c'est qu'il avait déplacé ce mille mégawatts (1000 MW) là partout partout, dans tous les postes du réseau sept cent trente-cinq (735). Puis regarder c'étaient quoi les conséquences, puis il y a des schémas, il y a des schémas d'écoulement de puissance pour chaque scénario puis il y a des coûts associés à chacun des scénarios, donc c'est un document intéressant. Évidemment, c'est générique là, mais... O.K.

La deuxième constatation qu'on voit... Est-ce qu'on peut montrer l'autre schéma? C'est plus facile. On voit sur ce schéma-là, en haut, qu'il y a neuf cent quinze mégawatts (915 MW) qui est prévu pour entrer à Arnaud à partir de la Romaine.

Q. **[72]** O.K. Ça, c'est le schéma d'intégration de la Romaine.

R. Oui, oui, c'est le schéma d'intégration de la Romaine, c'est ça.

La troisième constatation que je fais, c'est que, moi, dans mon rapport, j'ai étudié l'intégration de mille mégawatts (1000 MW) au poste Arnaud, donc c'est l'équivalent de ça. Et dans mon rapport, je mentionne l'écoulement de puissance.

Ce que je constate dans l'écoulement de puissance, en faisant une intégration de mille mégawatts (1000 MW) à Arnaud, je constate que la puissance transitée de Chamouchouane vers Saguenay n'a à peu près pas changée. Au lieu d'être neuf soixante-huit (968 MW), c'est neuf vingt-six mégawatts (926 MW). Dans l'écoulement de puissance d'ailleurs, avec le mille mégawatts (1000 MW) d'Arnaud ou même l'écoulement de puissance de base, on peut voir que la centrale Tracy est à zéro, en puissance et en mégavars.

Q. **[73]** Oui. On peut le montrer sur l'autre schéma.

R. Bah! Ça ne vaut pas la peine là.

Q. **[74]** Oui. O.K. Mais, sur l'autre schéma, on voit?

R. On voit que Gentilly est en opération, six cent soixante mégawatts (660 MW).

Q. **[75]** Oui. On voit, c'est au bas de la page du dernier, du deuxième schéma.

R. Oui, c'est ça. Et on voit aussi que...

Q. **[76]** Il y a les mots Gentilly et Tracy. Oui.

R. Et on voit aussi que Toulnustouc est sur le schéma, mais avec une production zéro. La mise en service n'était pas terminée. C'est quand même des considérations importantes.

Q. **[77]** O.K.

R. La cinquième constatation que j'ai faite, la Régie a vu les écoulements de puissance qui suivent l'intégration de la ligne Chamouchouane. Moi, je ne les ai pas vus pour deux raisons. SÉ-AQLPA n'avait pas été reconnu, mais j'ai quand même travaillé pour AHQ-ARQ un peu dans le dossier. Mais, j'ai refusé d'aller consulter les écoulements de puissance, en façon confidentielle.

Cependant, je peux interpréter qu'en faisant une ligne de Chamouchouane vers Duvernay, on crée un trou pour l'énergie à partir du poste Chamouchouane et c'est mon interprétation. Je n'ai pas vu les... je n'ai pas vu les écoulements de puissance, c'est mon interprétation qu'on n'a plus neuf cent soixante-huit mégawatts (968 MW) de Chamouchouane vers Saguenay, mais qu'on a un certain nombre de mégawatts de Saguenay vers Chamouchouane. Et vous pourriez vérifier dans les écoulements de puissance, vos spécialistes peuvent vous aider à faire ça.

Q. **[78]** Oui. Donc, selon vous, c'est inversé, le sens...

R. C'est inversé.

Q. **[79]** ... la direction est inversée.

R. Ça inverse l'écoulement de puissance d'à peu près

deux cents mégawatts (200 MW). Mais, ça, c'est ma gageure à moi là. O.K. Bon. Bon.

Ma sixième constatation, le résultat net de la nouvelle ligne Chamouchouane est que le poste Saguenay vers Québec, ça rentre au poste Jacques-Cartier qui est à Québec, doit transiter, j'ai même le chiffre exact, once cent soixante-huit mégawatts (1168 MW) de moins qu'avant.

Q. **[80]** Avant Chamouchouane?

(13 h 55)

R. Avant que la ligne soit installée. Ce qui constitue, donc, une réserve de capacité sur cette ligne-là. Elle, elle n'a pas changé. Elle est là. Elle transportait, de mémoire, 1900 mégawatts. Puis après ça, ça va tomber 1100, 1200. Puis là, ça va affecter toutes les lignes qui descendent vers Québec. Mais c'est une constatation importante. On a une réserve de capacité importante, entre Saguenay et Québec.

Il y a une septième constatation qu'il faut faire. On est en deux mille quatorze (2014). La ligne Chamouchouane, le projet a été approuvé en deux mille quatorze (2014). Les changements importants par rapport à l'analyse que j'ai utilisée de deux mille six (2006) ne sont pas très

nombreux.

Toulnustouc a été mis en service avec 526 mégawatts. Il y a une baisse de charge importante, comme il a été souligné par le transporteur, sur la Côte-Nord, 500, 600, 700... En deux mille quatorze (2014), on ne le sait pas exactement. En deux mille treize (2013), on avait parlé de 1000 mégawatts, puis là ça change à tous les ans. Et la fermeture de Gentilly est connue. Donc, ça identifie quelques problèmes. En conséquence...

Q. **[81]** Sur le schéma, Toulnustouc est raccordé auquel des poste qu'on voit sur le schéma?

R. Toulnustouc, c'est raccordé à Manic-3, sur la barre 315 kV, à Manic-3. Donc, ça rentre directement au poste Manic, ou Micoua, je ne me souviens pas lequel des deux.

En conséquence, il faut augmenter le transit de Manic vers Québec et, selon notre évaluation, pour pouvoir augmenter le transit de Manic vers Québec, il y a l'énergie de Toulnustouc, puis il y a la baisse de charge sur la Côte-Nord. Cette énergie-là, il faut l'amener à Québec. Et en est en deux mille quatorze (2014).

Or, la solution d'une nouvelle ligne Micoua-Saguenay, proposée par HQT, est capable de

transiter beaucoup plus que, selon mon évaluation, que j'estime à 1000 ou 1100 mégawatts., c'est difficile de... J'ai essayé de le quantifié, j'ai mis des chiffres, mais c'est très approximatif.

Donc, la solution un, proposée par le transporteur, d'une nouvelle ligne, je l'aime, cette solution-là. Elle est très robuste. Mais, elle a une capacité de 1800, sans compensation. Si on met de la compensation sur la ligne, ça peut monter à 2200, 2300, 2400. La solution trois, telle que proposée HQT, avec de nombreuses compensations en série, sur six lignes, pourrait tout aussi transiter même plus que 1800 ou 2000 mégawatts.

Là, ça me rend perplexe, un peu. Parce que le besoin que j'ai identifié, il est beaucoup moins que ça. C'est notre avis, tel que mentionné dans notre rapport, qu'on peut faire la solution trois par étapes. Parce que je ne crois pas que le besoin soit aussi important que 2000 mégawatts, pour rétablir la stabilité du réseau, qui est à risque, ça c'est mon interprétation, mais on n'a pas quantifié le besoin réel. On ne le sait pas vraiment. C'est juste une interprétation, une évaluation éduquée, si vous voulez, que 1000 mégawatts, 1100 mégawatts d'addition de transit

seraient suffisants pour stabiliser le réseau. Je ne veux pas dire que c'est une solution qui est bonne pour quarante ans. Ce n'est pas ça que je dis. Je dis juste que d'après moi, c'est faisable.

Donc, pour moi, il serait tout à fait possible, selon notre connaissance et notre expérience, de faire de la compensation avec des valeurs différentes en pourcents de la compensation sur les lignes parallèles sans créer de difficultés. Le transporteur a dit qu'il faut faire la compensation sur toutes les lignes. Et on a entendu, lors de l'interrogation des représentants d'Hydro-Québec, dire qu'il faut tout faire. Non seulement ça, mais qu'on ne peut pas séparer le degré de compensation sur des lignes qui sont dans le même corridor. Ça, j'ai un gros, gros problème avec ça.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Q. **[82]** Donc, quand vous dites que vous avez un gros problème, vous êtes en accord, ou en désaccord?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Je suis en désaccord avec ça. Moi, ce que je pense, c'est qu'on peut mettre la compensation série en pourcentages différents d'une ligne par rapport aux autres. Et, selon moi, ça ne crée aucune difficulté

au niveau de l'écoulement de puissance. Ça va créer des difficultés au niveau de l'exploitation du réseau. Ça va diminuer la souplesse d'exploitation du réseau. Parce qu'il faut penser que les lignes, 735 kV, on est obligé de les retirer souvent pour gérer la tension sur le réseau à faible charge. (14 h)

Là, si on a mettons il y a trois lignes qui partent de Manic puis qui descendent à Lévis, ils sont en parallèle, s'ils ont des degrés de compensation différents, là ils transitent des différences. Ça, c'est un emmerdement, aucun doute là-dessus. Mais selon moi, c'est gérable.

Donc, si on a un intérêt économique à faire la différence, parce que entre passer de dix-sept pour cent (17 %) de compensation à quarante-cinq pour cent (45 %), il y a moyen de gérer ça. Souvent le Transporteur propose des différences au niveau du degré de compensation. Si vous regardez dans ce schéma-là, la différence...

Q. **[83]** D'abord, pour illustrer puisque la légende n'est pas projetée à l'écran en ce moment. Les deux traits rouges, ce sont les compensations série qui sont ajoutées par le projet, le projet initial, l'ancien projet d'intégration de La Romaine. C'est

bien ça?

R. Oui. Ces compensations-là sont différentes d'une ligne à l'autre. Il y a juste celles de Manic qui sont identiques. Les autres, c'est différent. Donc, c'est faisable, c'est possible. Il y a moyen de gérer ça.

Q. **[84]** Juste pour préciser. Ce projet d'intégration de La Romaine, c'était le projet initial...

R. Initial.

Q. **[85]** ... qui a été approuvé par la Régie, mais ultimement ça a été comme remplacé...

R. Oui.

Q. **[86]** ... par Chamouchouane?

R. Oui. Bien, on l'a vu tout à l'heure. La ligne Chamouchouane créait une grosse capacité. Parce que, là, il y a de la compensation qui avait été proposée entre Micoua et Saguenay pour renforcer cette ligne-là. Mais avec Chamouchouane, on n'en a plus besoin, parce que le besoin d'énergie à Saguenay a beaucoup diminué.

Q. **[87]** Donc, Monsieur Deslauriers, que pensez-vous de l'analyse économique présentée par le Transporteur?

R. Bien, le Transporteur a fait une analyse économique comparative pour les trois solutions en considérant une croissance de la capacité de transit de l'ordre

de deux mille mégawatts (2000 MW). Alors que, selon nous, le besoin réel est plus de l'ordre de mille (1000 MW), onze cents mégawatts (1100 MW). Cette approche pénalise grandement la solution 3 de la compensation série puisque celle-ci accroît les pertes du réseau, aucun doute là-dessus, au-delà de ce qui est nécessaire pour sécuriser le réseau.

Donc, si on procède par étape, graduellement, les pertes vont beaucoup, beaucoup diminuer. Et, ça, l'analyse économique va être complètement chamboulée par ça. De plus, nous soutenons selon notre expérience que la compensation série peut tout à fait se faire de façon échelonnée dans le temps pour répondre à tous les besoins. Peut-être que ça pourrait durer dix ans avant d'atteindre deux mille mégawatts (2000 MW) pour répondre aux critères de stabilité du réseau. Si on est capable d'échelonner sur dix ans, ça fait une analyse économique complètement différente.

Q. **[88]** Je vous remercie. Je vais revenir à vous tout à l'heure, Monsieur Deslauriers, mais maintenant je vais poser ma prochaine question à monsieur Fontaine. Bonjour, Monsieur Fontaine.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Bonjour.

Q. **[89]** Monsieur Fontaine, pourquoi demandez-vous à la Régie de l'énergie de constater qu'il n'y a pas vraiment d'avantages économiques à la solution 1 de la ligne Micoua-Saguenay par rapport à la solution 3 de compensation série si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de soixante pour cent (60 %)?

R. Bien, c'est le Transporteur qui, dans son complément de preuve, à la pièce B-0027 du présent dossier (HQD-2, Document 1) page 22, tableau 14, qui nous montre un écart de seulement un pour cent (1 %) entre la solution 1 et la solution 3 en compensation série si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de soixante pour cent (60 %). Et de plus, Hydro-Québec Transport précise que cette réponse ne tient pas compte des pertes par effet couronne. Comme le Transporteur répond à la Régie en B-0074 (HQT-3, Document 1.5) réponse 3.3, page 16, qu'on pourrait peut-être voir.

Q. **[90]** Oui. Donc c'est l'autre document, Madame la greffière. Si on peut remonter à la page précédente s'il vous plaît. En fait, non, excusez, on était au

bon endroit. Voilà! Donc, ceci est la réponse d'Hydro-Québec?

(14 h0)

R. Du Transporteur. Et lorsqu'il tient compte des pertes par effet couronne en énergie, le scénario, la solution 3 s'améliore par rapport à la solution 1. Et à la fin de cette réponse-là, il mentionne que les pertes par effet couronne ont un impact sur les pertes en énergie annuelle et non sur les pertes en puissance puisqu'en situation de pointe, les conditions météorologiques ne sont pas propices à l'effet couronne. Sans dire que ça n'est pas généralement vrai, ce n'est pas toujours vrai, et d'après moi il y a une probabilité qu'il y ait une concurrence entre des températures très froides et des précipitations. Nous avons donné un exemple, un peu plus loin...

Q. **[91]** Oui. Quand vous dites une probabilité, vous dites : « Une plus grande probabilité » ou « une certaine probabilité »?

R. Il y a une certaine probabilité.

Q. **[92]** Oui. Oui.

R. On a un exemple ici, c'est au mois de janvier, le dix-huit (18) janvier.

Q. **[93]** De deux mille dix-neuf (2019)?

R. De deux mille dix-neuf (2019). Oui.

Q. **[94]** Oui. Donc, si... Vous pouvez descendre, Madame la Greffière, jusqu'au vingt (20) janvier.

R. Oui. Alors, c'est le vingt (20) janvier et on voit des températures inférieures à moins vingt (-20 C) et des précipitations qu'on voit sur : « Neige totale de quinze virgule huit (15,8) centimètres. Et un exemple encore un peu plus probant, si on descend. Et là, on a le cas rêvé si on veut, c'est le quatre (4) janvier mille neuf cent quatre-vingt-un (1981) où on peut constater que de neuf heures (9 h) du matin à vingt et une heures (21 h), on a des températures qui varient entre moins trente-quatre (-34 C) et moins vingt-cinq virgule un (-25,1 C) et pendant tout ce temps-là, on a : « Neige - Neige - Neige - Cristaux de glace - Cristaux de glace - Neige - Neige - Neige - Neige - Neige » Puis : « Neige » puis « Poudrerie ». Alors, c'est le cas parfait pour illustrer que la probabilité qu'il y ait une concurrence entre des précipitations et des températures extrêmement froides n'est pas nulle.

Q. **[95]** Donc, c'est la tempête parfaite, si je peux m'exprimer ainsi.

R. C'est un beau cas.

Q. **[96]** Donc, est-ce que vous pouvez rappeler, Monsieur Fontaine, préciser que la conception du réseau, elle est basée sur ce qu'on appelle la pointe coïncide.., la 1PC là, est-ce que vous pourriez préciser cet aspect-là?

R. On pense que la pointe doit être basée sur tous les événements qui peuvent se produire, y compris s'il y a le cas, de l'effet couronne. Il y a toujours une possibilité, donc ça doit être un élément à prendre en compte sur l'occurrence d'une pointe exceptionnelle ou d'une pointe élevée.

Q. **[97]** D'accord. Ma prochaine question, je vous soumets que monsieur Delourme, pour Hydro-Québec TransÉnergie, a témoigné en audience hier que selon l'IREQ, l'effet couronne serait peu probable en température froide car cela serait également sec. Et de plus, nous avons vu dans la réponse 3.3 à la Régie de l'énergie qui fait partie de la pièce qu'on a projetée à l'écran qui est C-SÉ-AQLPA-0014, que le Transporteur planifiait un effet couronne qui serait nul sur les besoins en puissance.

R. Bon.

Q. **[98]** Donc, selon votre expérience, l'effet couronne en puissance doit-il être planifié comme étant nul sur les besoins en puissance?

R. La réponse, je pense que la probabilité n'est pas nulle. Elle existe et dans le cas qu'on a vu du quatre (4) janvier mille neuf cent quatre-vingt-un (1981), l'impact était important, de l'ordre, probablement, de deux mille mégawatts (2 000 MW).

Q. **[99]** O.K. Je vous remercie, Monsieur Fontaine.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Et je reviens à monsieur Deslauriers pour vous demander, globalement et compte tenu de tout ce qui précède, quelle est la solution préférable entre la solution 1, la solution 3... ou la solution 3 qu'on pourrait appeler graduelle au présent dossier?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Sur le plan technique, il ne fait aucune doute dans mon esprit que la solution 1, la première solution de la ligne, c'est plus robuste. Aucun doute là-dessus. Sur le plan économique, on a un doute sérieux... En tout cas, le doute est certainement permis quant au choix de la solution 1, comme l'ont exprimé plusieurs intervenants. Compte tenu des possibilités d'un report des investissements puis de l'incertitude quant à la quantification des pertes, là on est un peu dans le brouillard là, c'est un peu fatiguant. Nous avons recommandé à la Régie de ne pas approuver le projet tel que

présenté compte tenu de la faiblesse de la preuve technique et de la preuve économique. La preuve technique, c'est qu'on n'a pas de quantification réelle, on a la parole du Transporteur, mais j'aurais aimé voir des documents plus solides pour faire une preuve.

(14 h 10)

Q. **[100]** Oui. Donc, avant d'aller plus loin, donc votre proposition au présent dossier c'est, comme vous l'avez mentionné tout à l'heure, la solution 3 graduelle.

R. Oui, moi, je n'ai pas fait l'analyse économique, là, mais de toute évidence, là, il y a quelque chose à faire de ce côté-là. Il faudrait regarder de façon un peu plus... Mais le Transporteur nous a dit qu'il n'avait pas fait d'avant-projet réel pour regarder la solution 3 au niveau des coûts, puis comment on pourrait échelonner ça, là. Il travaille toujours avec une évaluation préliminaire ou une estimation préliminaire. Pour un projet de sept cent quatre-vingt-douze millions (792 M), je pense que... ça me gêne un peu, personnellement, là.

En tout cas, c'est pour ça que nous avons recommandé plutôt la solution 3, parce que selon nous c'est faisable à moindre coût. C'est ce

qu'on... ce qu'on croit.

Il se peut toutefois que des raccordements futurs du producteur HQP en particulier, tels que l'ajout de turbines à Sainte-Marguerite, quatre cent quarante mégawatts (440 MW) ou le projet Petit Mécatina. On peut penser qu'il est mort, mais je ne suis pas sûr de ça, compte tenu de ce qu'il y a dans les projets avec OASIS, là. Ça se peut que ça nécessite, dans l'avenir, une telle ligne. Dans mon esprit, un jour il va falloir la construire. Ça me parait assez évident, mais quand, puis à quel prix? Le doute est permis. Il y a peut-être d'autre chose à regarder aussi, là, qu'est-ce qui se passe à Terre-Neuve, là, je ne voulais pas aller de ce côté-là, mais je vais quand même faire une mention là-dessus, là.

Le projet de Muskrat Falls, si c'est ce que j'ai vu dans les chiffres, s'approche de quinze milliards (15 G). Il va bien falloir qu'il passe par le Québec. En tout cas, c'est ce que je crois.

Donc, cette ligne-là... ça fait que la question qui se pose : quand on la fait puis comment on la fait, puis dans quel ordre? Moi, pour le moment, je pense que la solution 3 est capable de satisfaire la sécurité du réseau pour assez

longtemps pour que ça vaille la peine de commencer comme ça.

Q. **[101]** Et si, dans le futur, d'autres raccordements, d'autres centrales existent et qui rendent nécessaire cette ligne-là, dans ce cas, est-ce qu'elle serait traitée comme une amélioration au réseau ou comme un besoin de croissance?

R. Ça, c'est une autre question. On en a parlé un peu dans notre rapport, je ne voulais pas revenir là-dessus, là. Ça va de soi qu'à ce moment-là ce serait en croissance. Et plutôt qu'en amélioration. Et là, ce serait à mon sens plus juste.

Q. **[102]** Et finalement, je vous demanderais de me parler de la combinaison, c'est-à-dire que si on fait la solution de compensation série graduelle, graduellement, est-ce que nécessairement on devra la compléter, c'est-à-dire faire toutes les compensations en série, toutes les six, avant de faire la nouvelle ligne, ou est-ce que ça se peut que la nouvelle ligne arrive avant que les compensations en série aient lieu sur toutes les six lignes?

R. Personne n'a une boule de cristal suffisamment précise pour choisir ça, là. On ne le sait pas. S'il arrive un projet, si Petit Mécatina pour

vendre aux États-Unis arrive, à ce moment-là on pourrait dire... si on fait mettons la moitié de la compensation on pourrait dire : bien à ce moment-là on va faire la ligne, parce que la compensation ne serait pas suffisante pour combler le déficit de Petit Mécatina. Il peut y avoir d'autres projets aussi, là. Ça fait que dans ce sens-là, on ne peut pas répondre à ça.

Q. **[103]** Oui.

R. Ce que je pense, moi, c'est qu'on peut faire la compensation pour sécuriser le réseau jusqu'à un point, puis dépendamment des besoins futurs on avisera. Là, les études du Transporteur vont nous le dire.

Q. **[104]** Alors je vous remercie, je vous remercie beaucoup, Messieurs Deslauriers et Fontaine. Nos témoins sont prêts à répondre à d'autres questions.

(14 h 15)

Me YVES FRÉCHETTE :

Bonjour. Hydro-Québec n'aura pas de questions. Mais je tiens à saluer monsieur Fontaine et monsieur Deslauriers, qui sont comme moi des... Moi, je suis toujours Hydro-Québécois puis eux... c'est nos anciens et leurs états de service étaient intéressants à entendre. Et je tiens à les saluer.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Fortin?

INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

Q. **[105]** Oui, j'aurais une question pour monsieur Deslauriers s'il vous plaît, concernant la recommandation 4.1 ou 4-1 de votre rapport C-SÉ-AQLPA-0011 à la page 27. Vous constatez ou vous invitez la Régie à constater l'absence de preuve que le risque d'instabilité angulaire qui fonde le présent projet existe vraiment. Vous avez témoigné un petit peu plus tôt cet après-midi là-dessus. Lorsqu'on lit votre texte à la section 4.5, vous indiquez, comme vous l'avez précisé encore cet après-midi, que c'est très difficile de quantifier le besoin avec précision lorsqu'on est confronté à un problème de stabilité angulaire. Vous ajoutez au deuxième paragraphe de cette page, et je cite :

> C'est une affaire de jugement, d'expérience et de prise de risque pour choisir les solutions optimales qui vont rendre ces oscillations acceptables.

Maintenant, dans la preuve d'Hydro-Québec à la pièce B-005, qui est la pièce HQT-1, Document 1, le document original, à la page 8, le Transporteur

indique comment il a fait ses analyses. Et il conclut, et je cite du dernier paragraphe de la page :

> En appliquant cette méthodologie d'analyse,

celle qui est décrite dans les lignes qui précèdent,

> ... le Transporteur constate une accentuation des oscillations de puissance et de tension sur le réseau au-delà des limites permises par les critères de conception du réseau, et ce à la suite d'événements impliquant la perte temporaire (déclenchement) d'une ou plusieurs des lignes du corridor Manic-Québec. Ces phénomènes d'oscillations, lorsqu'accentués, peuvent entraîner la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord, ce qui cause la perte complète du réseau de transport.

Fin de la citation. Maintenant, lors de l'audience du vingt-six (26) février, donc il y a deux jours, lorsqu'interrogé par le procureur d'Hydro-Québec, maître Fréchette, et je vous référerai aux notes

sténographiques, je crois que c'est la pièce A-42 mais je n'en suis pas certain, c'est le volume 2 de l'audience publique, aux pages 156 et suivantes, maître Fréchette demandait aux témoins d'Hydro-Québec de commenter votre recommandation numéro 4.1. Et le témoin, je crois que c'est monsieur Delourme... C'est monsieur Matteau, monsieur Matteau qui indiquait ce qui suit, et je cite :

> Dans le fond, l'intervenant...

et ici il parle de SÉ-AQLPA,

> ... suggère ici que le Transporteur aurait dû déposer des résultats de simulations dynamiques en appui à sa preuve. On souligne...

« on » c'est Hydro-Québec,

> On souligne que le risque d'instabilité est démontré par les différentes études qu'on a réalisées. Comme on l'a expliqué dans notre présentation, quand on réalise une étude, le Transporteur réalise un grand nombre de simulations dynamiques, d'événements dans diverses conditions de réseau. Les événements, les conditions de réseau qui sont

simulées sont encadrés par nos critères de conception.

Et, là, c'est là le passage important.

Donc, c'est l'analyse de ces résultats de simulation, par des ingénieurs spécialisés en planification, qui permet d'établir qu'il y a un risque d'instabilité. Donc, la preuve déposée par le Transporteur dans ce dossier-là est, selon nous, conforme au cadre réglementaire applicable à une demande d'autorisation de projets de la Régie. Et le Transporteur considère que le dépôt des résultats de simulations dynamiques reflète un niveau de détail excessif pour l'examen du dossier.

(14 h 20)

Compte tenu de votre commentaire dans dans la pièce SÉ-AQLPA-11, où vous faites référence à « l'affaire de jugement, d'expérience et de prise de risque », est-ce que vous avez un commentaire par rapport à ce commentaire de Monsieur Matteau qui a été fait concernant votre recommandation?

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

R. Dans le fond, je suis d'accord avec lui. C'est-à-

dire que c'est sûr que les ingénieurs, ils ont fait des analyses, et je ne nie pas qu'il y a un problème de stabilité, au contraire. C'est assez évident. Quand on perd une centrale comme Gentilly, puis qu'on a une nouvelle centrale comme Toulnustouc, puis qu'on a une baisse de charge, le réseau devient à risque. Il n'y a pas de doute là-dessus. Le problème, c'est : c'est quoi le risque? Est-ce que le déficit de transit, c'est-tu 1000 mégawatts, ou 2000? Et là, il y a une grosse différence. Moi, je ne les ai pas vus les tests de stabilité. Et ça dépend de l'ampleur des oscillations à partir des défauts, et ça dépend du degré d'amortissement qu'on va trouver. Ou, s'il n'y a pas d'amortissement, on sait qu'on est en difficulté. Mais, si on fait des tests avec des incréments de 200 mégawatts, un moment donné, on trouve la vraie réponse et là, on peut reculer puis dire : « Bon, si je veux transiter 2000 mégawatts, ça ne passe pas, si je fais rien. » Si je veux transiter... Si je descends, puis j'arrive à, je ne sais pas moi, 1500 mégawatts, puis là, l'amortissement des oscillations semble correct, ça se fait rapidement, tu dis : « Mon risque est bon. » c'est ça, là.

On dit la même chose, dans le fond. Mais, ce que j'ai dit, c'est qu'on ne les a pas, ces documents-là, puis on n'est pas capable d'interpréter. Le Transporteur nous dit que ça lui prend 2000 mégawatts puis, moi, je mets ça en doute. Le besoin qu'on a identifié dans mon rapport, c'est compenser Gentilly, compenser la perte... la diminution des charges qui obligent à transiter 500, 600 mégawatts de plus. Fait que j'arrive à la conclusion qu'il faut transiter 1000 mégawatts de plus. Puis, 1000 mégawatts de plus, ça ne demande pas une ligne.

Je pense que la compensation série échelonnée est capable de faire la job à moindre coût. Dans le fond, c'est parce que la difficulté, c'est d'interpréter, c'est ce que j'ai dit dans mon rapport, les oscillations de puissance puis l'amortissement. Mais ce n'est pas évident de quantifier ça. Il n'y a pas de règle fixe. Je pense qu'on avait posé la question hier au panel, puis on n'a pas eu de réponse. C'était quoi les critères d'évaluation des oscillations de puissance puis de... Là, je n'ai pas eu de réponse. On est passés à côté de la question.

Me PIERRE R. FORTIN :

Merci. Je n'ai pas d'autres questions avec le témoin.

M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

Ce que je sais, c'est que j'en ai vus beaucoup, puis j'ai une bonne idée à les regarder. C'est-à-dire : « ça, c'est trop risqué ».

Me PIERRE R. FORTIN :

Je vous remercie une deuxième fois.

INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

Q. **[106]** Donc, pour faire le sommaire de ce que vous dites, si on avait cette preuve-là, on en serait certain. Mais, en même temps, vous n'avez pas de doute qu'il y a un problème. Donc, la preuve est quand même assez solide. Vous n'avez pas de doute.

R. Bien, c'est-à-dire... C'est parce que je ne suis pas capable de la quantifier. C'est sûr que quand on... Entre Manic puis Québec, il semble y avoir un problème, c'est sûr. Pour l'intégration de La Romaine, on mettait, par exemple, un banc de compensation série auprès du poste Jacques-Cartier. Ça, ça permettait d'augmenter le transit entre Saguenay puis Jacques-Cartier, beaucoup. Mais là, avec Chamouchouane, on n'en a plus besoin, c'est sûr. Mais si on le remettait, peut-être... Mais, je

pense que le problème se situe entre Manic puis Québec. Mais je ne suis pas capable de le quantifier. Il y en a un, problème. C'est sûr, ça. Je le crois. C'est ce que j'ai dit au départ. Moi, je le crois, le Transporteur, quand il dit « on a un problème de stabilité ». Mais il est gros comment, le problème? Puis la solution, comment grosse doit-elle être pour résoudre le problème? Je ne le sais pas.

(14 h 25)

Q. **[107]** Puis, à votre avis d'ingénieur, ici... Les investissements relatifs au verglas, à rendre le réseau robuste pour faire face à du verglas, c'est quelque chose qui est requis, ça, ou c'est « nice to have », ou c'est... Est-ce qu'il ne faudrait pas tenir compte de cette composante-là, dans l'option 3 si jamais c'est celle que vous proposiez.

R. Oui. Écoutez là, de mémoire, j'ai participé au dossier du déglaceur à Lévis là, mais ça fait trop longtemps. Ça fait quoi? Dix (10), onze (11) ans, douze (12) ans de ça. Je ne sais pas si la solution qui avait été impliquée puis si le déglaceur est fonctionnel puis qu'à ce moment-là... Parce qu'il faut penser que Manic-Lévis, il y a trois lignes en parallèle là. Est-ce que ces lignes-là sont sécures

actuellement? Je ne le sais pas.

Q. **[108]** Hum, hum.

R. Mais, pour moi c'est pas une grosse préoccupation, en présumant que, le déglaceur Lévis, il est fonctionnel.

Q. **[109]** Moi, je n'ai plus de questions. Je vous remercie beaucoup, Monsieur Fontaine et Monsieur Deslauriers, pour votre très bon témoignage. Merci. Vous êtes libérés. Merci, Maître Neuman.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je vous remercie beaucoup, Madame la Présidente.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie. Je crois que ça termine. Maître Fréchette, est-ce que vous auriez...?

Me YVES FRÉCHETTE :

Tout d'abord, pendant que... je saluais les témoins par attachement pour Hydro-Québec, pas parce que j'étais d'accord avec eux.

LA PRÉSIDENTE :

Non.

Me YVES FRÉCHETTE :

Je ne veux pas que vous preniez ça comme un... Je voyais plutôt ça comme une forme amicale de salutation, si vous voyez... elle était toute personnelle, bien sûr.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, c'est apprécié, tout à fait.

Me YVES FRÉCHETTE :

Ce que je voulais vous dire, c'est que, bon, la confidentialité, je pense que vous allez en avoir jusqu'à la toute fin, Madame la Présidente. Alors, sur le SDÉ, en suite des suggestions de maître Fortin, vous allez retrouver la présentation qui a été faite dans le dossier « Chaîne de bloc » caviardée. Et voici l'affidavit original signé par monsieur Delourme qui concerne les deux pièces qui étaient identifiées par maître Fortin lors de son intervention. Alors, je vous le dépose maintenant.

LA PRÉSIDENTE :

Merci beaucoup.

B-0091 : Original de l'affidavit signé par M. Delourme qui concerne les deux pièces identifiées par Me Fortin lors de son intervention

Me YVES FRÉCHETTE :

Alors, avec ça, vous aurez donc la vision complète de cet enjeu-là et avec ce que je vous mentionnais pour AHQ-ARQ, la copie là que j'ai remise à maître

Cadrin au retour du lunch qui comportait des endroits où il doit y avoir des informations qui soient caviardées. Alors, sur ce, nous, ça complète. On n'avait plus d'intervention à vous offrir si ce n'est que de vous remercier. Remercier nos sténographes qui vont... pour leurs efforts plus tôt et plus tard dans certains cas. On vous remercie aussi pour l'écoute.

Je suis convaincu que toute l'équipe se joint à moi pour vous saluer après cette audience de quatre jours pour un projet évidemment majeur et structurant pour nous. Vous recevrez donc, le dix-huit (18) mars prochain, notre plaidoirie écrite qui couvrira l'ensemble des éléments qui ont été... qui vous ont été soumis, avec notre appréciation, et les références évidemment au travail des sténographes.

Alors, sur ce, je vais...

LA PRÉSIDENTE :

Ça complète.

Me YVES FRÉCHETTE :

Ça complète.

LA PRÉSIDENTE :

Merci beaucoup, Maître Fréchette. Merci aux gens d'Hydro-Québec. Merci à la Régie, aux intervenants,

Madame la Sténographe, Madame la Greffière. Merci tout le monde et puis bonne fin de journée.

AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

SERMENT D'OFFICE:

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel, certifie sous mon serment d'office, que les pages qui précèdent sont et contiennent la transcription exacte et fidèle des notes recueillies au moyen d'un enregistrement numérique, le tout hors de mon contrôle et au meilleur de la qualité dudit enregistrement, le tout conformément à la Loi.

ET J'AI SIGNE:

_____

Sténographe officiel. 200569-7